



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 9 2001

Содержание

ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА

- 2 **Бородин В. Н., Карпов В. В., Черепанов В. А.** Использование статистических методов для контроля эффективности теоретических занятий с персоналом электростанции

ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

- 9 **Алешин А. Д., Бабушкин А. В., Кириков В. П.** Компьютерные технологии в формировании и использовании оперативного журнала диспетчера

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

- 13 **Демкин В. В.** Оценка безопасности объектов электроэнергетики
- 16 **Толчинский Е. Н., Киселев В. А., Колбасников В. А., Яковлева В. С.** Влияние зольности на взрывоопасные свойства пыли твердого природного топлива
- 19 **Кушнарченко В. В.** Ограничение температуры пылевоздушной смеси за мельницей — одна из основных мер взрывопреупреждения
- 22 **Радин Ю. А., Гомболевский В. И., Рыжков Ф. Е., Соколов В. Г., Мельников А. В., Майстер Б. М., Термеров Н. А.** Технология пуска дубль-блока СКД мощностью 300 МВт из холодного состояния с использованием стороннего пара
- 28 **Холщев В. В.** Повышение надежности ступеней пароперегревателя от промежуточных до выходной

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

- 33 **Железко Ю. С.** Принципы нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях и программное обеспечение расчетов
- 38 **Потребич А. А., Алексанов А. А., Фоменко П. И., Позигун М. П., Овчинникова Н. С., Аксенов В. Т., Шевцов В. И., Кисилев П. В.** Интегрированная система для решения технологических задач службы линий

- 41 **Качановская Л. И., Железков В. Н., Мищенко В. В.** Закрепление опор ВЛ с применением винтовых анкеров и свай

- 46 **Солдатов В. А., Калинин Л. П., Киорсак М. В., Локтионов С. В., Бейм Р. С., Сыромятников С. Ю.** Экспериментальное исследование параметров и режимов линии электропередачи с управляемой продольной компенсацией

- 51 **Акопян Г. С.** Устройство дальнего резервирования отключения коротких замыканий

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

- 53 **Ванин Б. В., Львов Ю. Н., Львов М. Ю., Неклепаев Б. Н., Антипов К. М., Сурба А. С., Чичинский М. И.** О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110 – 500 кВ в эксплуатации

ОТКЛИКИ И ПИСЬМА

- 59 **Кляхин В.** По поводу статьи Гладштейна В. И. «Эксплуатация турбин с давлением пара более 9 МПа с трещинами и выборками литых корпусных деталей»

ХРОНИКА

- 60 **Семинар** «Современная отечественная техника для топливоподачи ТЭС»

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

- 63 **Хоменок Л. А., Шаргородский В. С., Розенберг С. Ш., Короп Н. П., Тужаров И., Димитров А., Митев Д., Стоянов И.** Повышение надежности и продление срока службы роторов ВД и СД турбин К-210-130 ЛМЗ на ТЭЦ Болгарии

* * *

- 68 **Кузнецов В. А.** (К 60-летию со дня рождения)

- 69 **Гурычев М. В.** (К 85-летию со дня рождения)

ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА

Использование статистических методов для контроля эффективности теоретических занятий с персоналом электростанции

Бородин В. Н., Карпов В. В., Черепанов В. А., инженеры

Учебно-тренировочный пункт Калининской АЭС

Ключевое значение контроля усвоения знаний признано при различных концепциях обучения [1, 2]. Тем не менее, материалы, публикуемые по этой проблеме, носят общетеоретический характер и, как правило, не уточняют конкретные методики проверки знаний.

Определение результативности мероприятий по обеспечению квалификации персонала в энергетике и, в частности – в атомной, затрудняется спецификой организации обучения персонала непосредственно на производстве, которая заключается в следующем:

1. *Высокий начальный уровень профессиональных знаний.* Дело не только в том, что сам по себе персонал АЭС уже изначально обладает высокой квалификацией, а изучаемый материал хорошо знаком аудитории. При обучении на производстве уровень знаний обучающихся сопоставим с уровнем инструкторского персонала, проводящего занятия, а иногда и превосходит его. Все это делает оценку результатов такого обучения довольно сложной задачей. В силу сложившихся традиций принято проводить только итоговый экзамен, который, как полагают, отражает уровень знаний обучаемых. Такой подход понятен для школьной и вузовской системы подготовки, где уровень знаний учащихся заведомо ниже, чем уровень преподавателей, а изучаемая тематика воспринимается как новая. Однако метод итоговой оценки не годится для определения результативности обучения персонала предприятия, поскольку итоговое тестирование может отражать начальные, т.е. заведомо высокие знания. Нельзя с уверенностью утверждать, что экзамен демонстрирует уровень, который был достигнут в результате проведения занятий – в этом случае не исключено, что этот уровень существовал и раньше, задолго до начала учебного курса.

2. *Эпизодичность обучения.* Основная деятельность энергопредприятия не может быть приостановлена, поэтому обучение персонала может проводиться лишь в определенное, специально отведенное время. Так, в нашем случае персонал ремонтных подразделений проходит один предремонтный учебный цикл в год. Дополнительно для отдельных групп ремонтников могут проводиться

целевые занятия по наиболее актуальным темам не более 1 – 2 раз в год. Работники из числа оперативного персонала обучаются 1 – 2 раза в год. Длительность их учебного цикла – около двух недель, при этом отдельной теме может быть посвящено одно-три занятия. Вместе с тем, известно, что для получения достоверной оценки необходимо около десятка учебных отметок [3]. Это означает, что для накопления индивидуальных оценок по результатам итогового контроля потребуется 5 – 10 лет, что и подтверждает практика. При этом проблема эпизодичности обучения может усугубляться неудачно составленным расписанием, например, различным числом занятий для разных цехов [4].

3. *Текущая обучаемость персонала.* Малая частота проведения обучения приводит к проблеме изменения списка обучаемых. За время, необходимое для накопления статистически достоверных данных для анализа эффективности обучения, многое может измениться. Работник может перейти в другой цех, сменить должность, уволиться и др. Но главный вклад вносит пересмотр списка обучаемого персонала, т.е. изменение потребности в переподготовке. Нами был проанализирован состав работников оперативной службы электроцеха (81 чел.). На конец 1999 г. в списке из 25 обучаемых появилось 12 фамилий, которых не было в мае 1995 г., т.е. за 4,5 года состав учебной группы обновился наполовину. Хотя в масштабе цеха это немного – всего 15%. Очевидно, что к тому времени, когда необходимые данные будут собраны, они утратят свою актуальность. С учетом сказанного, накопление статистической информации по результатам обучения представляется проблематичным.

4. *Использование в качестве преподавателей привлекаемого персонала.* В тех случаях, когда занятия проводит привлекаемый персонал, фиксации результатов занятий, как правило, не бывает. Привлекаемые преподаватели – руководители и работники соответствующих подразделений станции, иногда командированные специалисты – обычно не имеют педагогического опыта для выполнения такой проверки. В то же время доля занятий, проводимых привлекаемыми специалистами

ми, на отдельных курсах может достигать более половины времени учебного цикла [4].

5. *Проблема малых выборок.* Очевидно, что причины, перечисленные в пп. 2 – 4, приведут к тому, что выборки данных будут очень малы. Тем более, что для анализа нужно подобрать однородные данные – по одному цеху или даже по одной должности. Собственно, занятия и организуются отдельно для таких групп, которые включают обычно около 6 – 8 чел. Большие лекционные занятия, семинары, тренировки охватывают несколько десятков человек, но у инструктора обычно нет времени на тестирование такой массы обучаемых.

6. *Специфические формы обучения или специфические оценки его.* Многие формы обучения вообще не удается оценить. Результативность таких занятий, как выездные семинары или целевые тематические экскурсии, нельзя объективно проанализировать. Другие виды занятий редки и несопоставимы, например, лекции психолога, юриста или работника отдела кадров. Некоторые занятия уникальны и проводятся только один раз, например, разбор конкретной аварии или изучение нового норматива, закона. Существуют достаточно сложные формы обучения, такие как тренажерные занятия или противоаварийные тренировки. Изучение их результативности заслуживает специального обсуждения, хотя определенные наработки в этом направлении известны [5, 6].

7. *Существование психологических барьеров.* Каждому хорошо знакомы волнение и тревога, которые он испытывал перед экзаменами, особенно если они играли большую роль в его дальнейшей судьбе. Такое волнение не способствует хорошим ответам. Для взрослого, умудренного жизненным опытом человека, имеющего многолетний стаж работы на энергопредприятиях, получение низкой экзаменационной оценки сопряжено с сильными переживаниями. Если результаты тестирования значительно хуже, чем ожидалось, то, вполне естественно, у обучаемого возникает подозрение, что ему уделяют повышенное внимание, что его ошибки нарочно фиксируются, что к нему возникли претензии и т. п. Инструктор также оказывается в психологически трудном положении, если ему нужно поставить неудовлетворительную оценку уважаемому им человеку. Принято считать, что после окончания изучения темы преподаватель должен дать анализ результатов контроля знаний группы, обсуждая его с обучаемыми. Если при подведении итогов результаты тестирования не представляются обучаемым, то это нередко воспринимается ими как стремление “что-то утаить” или “поставить двойку”.

Учитывая названные проблемы, получить объективную индивидуальную оценку практически невозможно. В связи с этим возникает вопрос: “Этично ли вообще ставить оценку, если она зави-

сит от многих случайных факторов?” Трудности с определением индивидуального уровня подготовки вызывают естественное нежелание инструктора анализировать и подготовленность группы в целом. К психологическим проблемам также можно отнести сложившиеся *привычки и традиции*. Так, контроль обычно заменяется отзывами обучаемых о проведенном занятии. Точности ради следует заметить, что предпочтение, отдаваемое таким отзывам, вызвано многими объективными причинами: трудностью накопления данных, отсутствием других освоенных методов, организационными причинами [7 – 9]. Поэтому многие авторы стараются обойти вопрос оценки эффективности применяемых учебных средств и методов.

Поскольку существующая специфика обучения персонала энергопредприятия затрудняет изучение результативности занятий, то цель данной статьи можно сформулировать так: во-первых, рассмотреть анализ качества обучения для более узкого случая, связанного с оценкой только теоретических знаний, во-вторых, учитывая случайную природу оценки, обнаружить сам факт ее смещения. Другими словами, прежде, чем обсуждать эффективность обучения, необходимо обнаружить сам факт наличия этой эффективности.

Понимание сути проблемы приводит к мысли о необходимости использования двух оценок – исходной и конечной, сопоставление которых позволяет сделать вывод о воздействии учебного процесса. Например, в [6] заключение о результативности делается на основании сравнения старого и нового рейтинга обучаемого. Однако наиболее простым и доступным методом оценки показал себя метод входного и выходного контроля (ВВК) [10]. Проанализируем достоинства и недостатки этого метода, используя материалы [10], но в то же время учтем наш опыт и специфику обучения персонала электростанции. Любая система контроля знаний ставит перед собой следующие цели:

1. *Диагностическую.* Определение уровня знаний слушателей перед началом занятий и организацию учебного процесса с учетом этого уровня. Для квалифицированного персонала при наличии только итогового тестирования указанная цель не достижима, но легко выполнима при методе входного – выходного контроля. Проблема в том, что такой анализ нужно выполнять быстро, на первом же занятии.

2. *Оценочную.* Оценить качество обучения после окончания занятий, т.е. проверить их эффективность. Учитывая упомянутую специфику, прежде всего эпизодичность занятий, метод ВВК является единственным методом, который обеспечивает реализацию этой цели.

3. *Коммуникативную.* Установить обратную связь преподаватель – слушатель с целью постоянной коррекции учебного процесса. Как мы уже говорили, в некоторых случаях эта цель в принципе

"Устройство и эксплуатация ТКЕП (ТАВР)", выходной контроль

6. Указать порядок при вводе в работу устройства ТКЕП (ТАВР)

а) включить тумблер на блоке БП32 основного плеча

б) проверить рубильники на входе и выходе обоих плеч, если отключены - включить

в) произвести внешний осмотр шкафа ТКЕП с открытием обеих дверок

г) собрать схему и включить автомат резервн. питания на секции (сборке) 0,4 кВ

д) проверить исходное положение тумблеров на блоках питания БП32

е) собрать схему и подать питание от устройства ТКЕО и на осн. плечо ТКЕП

ж) включить тумблер на блоке БП32 резервного плеча

з) нажать и отпустить кнопку "Тест"

** окончание набора ответов

Выбраны ответы – > гева Исправить ответ – <Esc>

Рис. 1. Вид экрана при работе с вопросником:

ТКЕП – тиристорное коммутационное переключающее устройство с естественной коммутацией; ТКЕО – тиристорное коммутационное устройство отходящих линий с естественной коммутацией.

не достижима: занятия на ПЭВМ без участия инструктора, проведение занятий привлекаемым специалистом и др. Метод ВВК может достичь этой цели, если его результаты обязательно обсуждаются с обучаемыми.

4. *Оптимизирующую.* Организовать учебный процесс для наилучшего усвоения изучаемого материала. Из-за эпизодичности занятий достичь этой цели трудно. Кроме того, как было сказано, не все виды обучения поддаются контролю, включая и работу привлекаемых преподавателей.

5. *Мотивирующую.* Обратит внимание слушателей на ключевые вопросы темы, стимулировать их интерес. После проведения входного контроля эта задача решается практически идеально. Обычно обучаемые просят предоставить им дополнительную документацию, задают вопросы по обсуждаемой теме, не проявляют самоуверенности и завышенной самооценки. После первого прохождения ВВК и совместного анализа его результатов (пусть даже очень короткого) персонал не испытывает тревоги перед тестированием, воспринимая его как инструмент контроля успеваемости всей группы. Полученные результаты охотно обсуждаются обучаемыми.

Все сказанное необходимо для понимания того, что возможности входного – выходного контроля все-таки ограничены, хотя и обеспечивают получение очень хороших результатов.

Кратко опишем обычную процедуру ВВК. Перед началом занятий по отдельной теме каждый из

обучаемых получает список вопросов с набором альтернативных ответов на них. Обучаемый заполняет специальный бланк ответов или указывает их на экране ПЭВМ. При этом дополнительно фиксируются дата и тема обучения. Указывается идентификатор работника, обычно его табельный номер. Если обучаемый принимает участие в тестировании не впервые, то другие данные о нем (Ф. И. О., цех, смена, должность) выбираются из базы данных автоматически. После окончания занятий по данной теме тестирование повторяется. При этом может быть выбран либо тот же самый вопросник, либо, по решению инструктора, другой, равнозначный ему список вопросов. Среди предлагаемых альтернативных ответов есть заведомо правильные (+ 100) и неправильные (– 100), кроме того, предлагаются неточные ответы. Каждый из неточных ответов имеет свой вес в баллах, так что их сумма равна 100. Таким образом, можно формулировать такие вопросы, правильным ответом на которые служит строго определенный набор предлагаемых частичных ответов (рис. 1). В результате тестирования можно получить общее для всей группы число правильных, неточных и неправильных ответов.

Процентное распределение этих величин обычно используется как характеристика исходного и конечного уровня знаний в группе обучаемых. При низких показателях или в других неясных случаях инструктор анализирует индивидуальные ответы. По нашему мнению, такой традиционный

подход содержит принципиальные ошибки. В связи с тем, что полученные оценки являются случайными величинами, то их прямое сравнение неправомерно.

Для анализа эффективности обучения с использованием входного и выходного контроля предлагается применить классический статистический подход с проверкой гипотез изменения дисперсии (F – критерий Фишера) и изменения среднего значения оценок (t – критерий Стьюдента).

$$F = S_1^2 / S_2^2$$

для $S_1 > S_2$ или

$$F = S_2^2 / S_1^2$$

для $S_2 > S_1$;

$$t = \frac{|X_1 - X_2|}{S \sqrt{1/n_1 - 1/n_2}}$$

$$\text{для } S = \sqrt{\frac{(n_1 - 1)S_1^2 + (n_2 - 1)S_2^2}{n_1 + n_2 - 2}},$$

где n_1 и n_2 – число тестируемых при входном и выходном контроле; X_1 и X_2 – средние оценки по группе при входном и выходном контроле; S_1 , S_2 и S – средние квадратические отклонения оценок входного и выходного тестирования и среднеквадратическое отклонение тестирования оценок соответственно.

Сопоставим традиционный и статистический подход к ВВК. Это можно хорошо проиллюстрировать на примере занятия по теме “Основные положения закона “Об использовании атомной энергии”. В силу ряда обстоятельств в этом примере “сошлись вместе” многие из обсуждаемых проблем. Занятие было проведено в Учебно-тренировочном пункте Калининской АЭС в учебном цикле обучения ИТР – ремонтников в межремонтный период весной 1997 г. привлеченным преподавателем и проводилось в форме 2-часовой лекции. Были розданы анкеты, включающие 10 вопросов по изучаемой теме с 10 вариантами ответов. Всего было собрано 36 анкет. Из них только 7 анкет оказались пригодны для анализа, т.е. заполнены вопросы не только входного, но и выходного контроля (проблема малой выборки). Традиционный анализ показал, что число правильных ответов до и после занятия увеличилось с 31,4% до 51,4%; число неправильных упало с 65,7% до 47,2% (см. начало табл. 1). Казалось бы, достигнуты хорошие результаты. Однако статистическая проверка гипотез показала, что достоверных изменений ни дисперсии оценок, ни их среднего значения не обнаружено. Полученные результаты могут быть случайны, из чего следует вывод – занятие проведено неудачно. По мнению преподавателя, времени для рассмотрения темы было недостаточно, занятия

пришлось проводить в высоком темпе, выходной контроль был по сути скомкан (проблема привлекаемых преподавателей).

Для более подробного сравнения традиционного и статистического методов анализа данных были использованы результаты входного и выходного контроля по занятиям “Устройство и эксплуатация ТКЕО”, которые были проведены ведущим инструктором, соавтором данной работы. Результаты приведены в табл. 1 и 2. Очевидно, что традиционный анализ по проценту правильных и неправильных ответов показывает одинаковую эффективность для всех занятий при неинформативном индивидуальном различии групп. Статистический анализ изменения среднего квадратического отклонения и средней оценки по группе обучаемых дает несколько иную картину. Отличные результаты достигнуты в группах из смен А, В и Е – достоверно выросло число правильных ответов и уменьшилась дисперсия для неправильных. Сложнее обстоит дело с группой из смены Д – дисперсия для числа неправильных ответов уменьшилась, но число неточных ответов возросло. Результат можно признать удовлетворительным. Для смены Б число неправильных ответов достоверно уменьшилось – хороший результат, характерный для подготовленной группы обучаемых.

К сожалению, статистические расчеты требуют много времени и специального знания соответствующего математического аппарата. Во время проведения учебного цикла инструкторский персонал не располагает таким временем, а статистическими методами он, как правило, не владеет. Изучение преподавателями специализированных статистических пакетов программ вряд ли можно признать целесообразным – такие пакеты слишком сложны для столь скромных целей. Так как результаты опроса обычно хранят на ПЭВМ в виде базы данных, то проще всего решить эту задачу в рамках соответствующей системы управления этой же

Т а б л и ц а 1

Традиционный анализ. Распределение относительного числа ответов (в процентах)

Смена	Дата	Число учеников, чел.	Ответы					
			до занятия			после занятия		
			верные	неточные	ошибки	верные	неточные	ошибки
ИТР	Март 1997	7	31,4	2,9	65,7	51,4	1,4	47,2
Д	09.02.99	4	30	17,5	52,5	57,5	40	2,5
В	23.02.99	3	13,3	20	66,7	63,3	23,3	23,3
А	09.03.99	6	33,3	26,7	40	76,7	20	3,3
Б	06.04.99	4	30	40	30	67,5	27,5	5
Е	20.04.99	4	22,5	30	47,5	72,5	25	2,5

Итоговая таблица занятия по теме: 3. "Анализ ошибок оперативного персонала в электрической части АЭС"			
Дата опроса: 10.10.99, опрос: входной			
Фамилия	Правильно	Неточно	Неправильно
1.БЕ-----	3	3	4
2.БУ-----	3	3	4
3.ЗМ-----	3	2	5
4.КА-----	1	6	3
5.МА-----	3	4	3
% от общего числа ответов:	26	36	38
среднее:	2,60	3,60	3,80
среднекв.отклонение:	0,89	1,52	0,84
обратить внимание на:	4		

Дата опроса: 10.10.99, опрос: выходной			
Фамилия	Правильно	Неточно	Неправильно
1.БЕ-----	7	2	1
2.БУ-----	10	0	0
3.ЗМ-----	9	0	1
4.КА-----	5	3	2
5.МА-----	5	3	2
% от общего числа ответов:	72	16	12
среднее:	7,20	1,60	1,20
среднекв.отклонение:	2,28	1,52	0,84
обратить внимание на:			
=====			
дисперсии сопоставимы?:	Да	Да	Да
достоверность изм-ния.сред.:	Есть	Нет	Есть
изменение среднего:	4,60	---	-2,60
=====			

Рис. 2. Результат анализа занятия "Анализ ошибок оперативного персонала в электрической части АЭС"

базы данных (СУБД). Такое решение посылно практически любому программисту [11].

В УТП Калининской АЭС была разработана программа для FoxBase, которая позволяет провести анализ автоматически после занесения результатов входного и выходного контроля. Программа успешно работает в среде DOS и Windows и не требует от пользователя специальной подготовки. Результаты анализа заносятся в файл.

Рассмотрим достоинства статистического подхода на конкретных примерах. Образцы автоматического анализа занятий представлены на рис. 2 и 3. На рис. 2 приведены результаты ВВК занятий по теме "Анализ ошибок персонала в электрической части АЭС", на рис. 3 – по теме "Устройство и эксплуатация ТКЕП (ТАВР)". Тема "Анализ ошибок..." является новой для обучаемых и, как следовало ожидать, в результате занятия число правиль-

Т а б л и ц а 2

Статистический анализ. Проверка достоверности изменений среднего числа ответов до и после занятий по критериям Фишера и Стьюдента (изменения с $P > 0,95$ выделены темным цветом)

Смена	Дата	Среднее число ответов до занятия (среднеквадратичное отклонение)			Среднее число ответов после занятия (среднеквадратичное отклонение)			Общая оценка результативности занятия
		верных	неточных	ошибок	верных	неточных	ошибок	
ИТР	март 1997	3,14 (1,45)	0,29 (0,82)	6,57 (1,37)	5,14 (2,2)	0,14 (0,41)	4,71 (2,47)	Без результата
Д	09.02.99	3 (1,89)	1,75 (1,11)	5,25 (2,19)	5,75 (1,73)	4 (1,33)	0,25 (0,58)	Удовлетворительно
В	23.02.99	1,33 (1,87)	2 (3,24)	6,67 (3,74)	6,33 (1,87)	1,33 (1,41)	2,33 (0,71)	Отлично
А	09.03.99	3,33 (2,26)	2,67 (1,79)	4 (1,83)	7,67 (1,79)	2 (1,39)	0,33 (0,57)	Отлично
Б	06.04.99	3 (2,49)	4 (1,63)	3 (1,33)	6,75 (1,97)	2,75 (1,73)	0,5 (0,67)	Хорошо
Е	20.04.99	2,25 (3,04)	3 (2,83)	4,75 (4,75)	7,25 (1,11)	2,5 (1,49)	0,25 (0,58)	Отлично

Итоговая таблица занятия по теме: 1. "Устройство и эксплуатация ТКЕП (ТАВР)"			
Дата опроса: 10.11.99, опрос: входной			
Фамилия	Правильно	Неточно	Неправильно
1.ВИ-----	2	4	4
2.ОБ-----	3	3	4
3.ОВ-----	5	2	3
4.СЕ-----	4	4	2
5.ТИ-----	6	3	1
% от общего числа ответов:	40	32	28
среднее:	4,00	3,20	2,80
среднекв.отклонение:	1,58	0,84	1,30
обратить внимание на:			

Дата опроса: 10.11.99, опрос: выходной			
Фамилия	Правильно	Неточно	Неправильно
1.ВИ-----	1	9	0
2.ОБ-----	2	8	0
3.ОВ-----	4	6	0
4.СЕ-----	1	9	0
5.ТИ-----	2	8	0
% от общего числа ответов:	20	80	0
среднее:	2,00	8,00	0
среднекв.отклонение:	1,22	1,22	0
обратить внимание на:			
=====			
дисперсии сопоставимы?:	Да	Да	Да
достоверность изм-ния.сред.:	Нет	Есть	Есть
изменение среднего:	---	4,80	-2,80
=====			

Рис. 3. Результат анализа занятия "Устройство и эксплуатация ТКЕП (ТАВР)"

ных ответов увеличилось, а неправильных – уменьшилось. Отметим, что среднее квадратическое отклонение для числа неточных ответов также уменьшилось. Изменения достоверны, $P > 95\%$ (P – достоверная вероятность). Все это признаки отличия проведенного занятия. Кроме того, используя правила оценки аномальности результатов наблюдений [3], программа отмечает низкий уровень начального знания данной темы у обучаемого КА... (№ 4). После проведения занятия этот недостаток удалось исправить. На занятии по теме "Устройство и эксплуатация ТКЕП" удалось добиться уменьшения числа неправильных ответов, что характерно для обучения группы специалистов высокой квалификации. Тема хорошо знакома обучаемым. Однако возросло и число неточных ответов. Анализ выявил недостаток в проведении занятия, что дает пищу для размышлений. Возможно, невысокая эффективность объясняется тем фактом, что для выходного контроля был использован новый усложненный вопросник. Впоследствии, проведя индивидуальный анализ ответов, инструктор внес изменения в формулировку некоторых вопросов. В целом, изучение темы проведено хорошо, но в дальнейшем оно нуждается в коррек-

ции. По мнению преподавателя, учитывая сложность работы с опытными специалистами, необходимо увеличить продолжительность практической части занятий. Таким образом, удается косвенно проверить выбор вопросника и методики обучения.

Выводы

1. Оценка результативности занятий по итоговому контролю не учитывает специфики обучаемого персонала энергопредприятия и не может быть признана информативной. Такая оценка характеризует исходный заведомо высокий уровень знаний персонала.

2. Входной – выходной контроль знаний является эффективным методом оценки качества обучения группы. Этот вид контроля успешно решает задачи диагностики и мотивации обучения, обеспечивает надежную связь инструктор – обучаемый.

3. Метод ВВК позволяет работать даже с малыми выборками данных и не требует длительного накопления информации для анализа.

4. Применение ВВК требует обязательной разработки специальных статистических программ. Их применение позволяет выявлять особенности проведения занятий: исправления ошибок обучаемых, получение ими новой информации, оценить выбор вопросников.

Список литературы

1. Андреев А. А., Макарова И. Е., Шитилова Н. В. Плановое формирование профессиональной деятельности персонала с помощью ПЭВМ. – Энергетик, 1998, № 5.
2. Внедрение системного подхода в подготовке персонала на Балаковской АЭС / Ипатов П. Л., Бердюгин С. А., Матвеев Е. Е., Тиняков Ю. М. – Электрические станции, 1997, № 3.
3. Котельников Р. Б. Анализ результатов наблюдений. М.: Энергоатомиздат, 1986.
4. Карпов В. В. Проблемы применения ЭВМ для обучения персонала электростанции. – Энергетик, 1999, № 11.
5. Оценка противоаварийных тренировок оперативно-диспетчерского персонала энергосистем / Дьяков А. Ф., Лесковец И. Е., Меркурьев Г. В., Щербаков А. Д. – Электрические станции, 1997, № 2.
6. Шустов В. Г. Методика расчета рейтинга и оценки за проведенную тренировку. – Энергетик, 1998, № 4.
7. Совершенствование системы подготовки специалистов в области обращения с радиоактивными отходами / Батюхина О. Г., Ожован М. И., Соболев И. А. и др. – Атомная энергия, 1999, т. 86, вып. 2.
8. Свейников Н., Скобелев П. Безопасность труда: интерактивное обучение. – Человек и труд, 1999, № 9.
9. О внедрении компьютерной системы проверки знаний персонала на Костромской ГРЭС / Рабенко В. С., Каекин В. С., Богачко Ю. Н. и др. – Энергетик, 1999, № 10.
10. Полярус А., Щербин В. "Газпром" учит надежно. – Служба кадров, 1999, № 4.
11. Афифи А., Эйзен С. Статистический анализ. Подход с использованием ЭВМ. М.: Мир, 1982.

ЭЛЕКТРОННЫЕ КОНВЕЙЕРНЫЕ ВЕСЫ



Назначение:

- Измерение текущей производительности и массы транспортируемого материала;
- Составление баланса "загрузка-разгрузка" склада сыпучего материала;
- Регулирование подачи отдельных компонентов в поток сыпучего материала;
- Дозирование вагонов по заданной массе;
- Сигнализация о превышении уровня загрузки конвейера.

Преимущества:

- Класс точности 0,5 при любых углах наклона конвейера, случайных колебаниях нагрузки на ленте конвейера в пределах 0...100%, применения жестких (винтовых) натяжных устройств и клепаных стыков ленты;
- Выполняют градуировку и поверку косвенным способом спецгрузами без остановки технологического процесса и исключая взвешивание материала на образцовых весах;
- Обеспечивают 100% резервирование при отказе одного из 2-х каналов измерения.

Модификации:

- ЭКВ-4К... (одноканальные)
- ЭКВ-4Д... (двухканальные)
- Ширина ленты конвейера: от 300 до 2000 мм.

ЗАО "Энерпред-Гидравлик"

Россия, 123424, г. Москва, Волоколамское шоссе, 73, оф. 624
 тел/факс (095) 490-14-41, 490-56-13, 490-45-25, 490-07-52, 490-06-17
 e-mail: enerpred-h@mail.ru



ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Компьютерные технологии в формировании и использовании оперативного журнала диспетчера

Алешин А. Д., Бабушкин А. В., Кириков В. П., инженеры

ОДУ Сибири

Автоматизация рабочего места диспетчера. В настоящее время, когда проводится реструктуризация энергетической отрасли России и внедряются рыночные отношения, возрастает роль оперативно-диспетчерского управления региональными объединенными энергосистемами, обеспечивающего согласованную работу субъектов ФОРЭМ, поддержание требуемой надежности работы объединенной энергосистемы и качества электроэнергии. В сложившихся условиях существенную роль сыграло создание автоматизированного рабочего места диспетчера ОДУ, и в этом направлении уже многое сделано. Достаточно перечислить такие технические и программные средства, использующие современные компьютерные технологии, как оперативно-информационный комплекс (ОИК), централизованная цифровая система автоматического регулирования частоты и мощности (ЦЦСАРЧМ), комплекс контроля и управления противоаварийной автоматикой, различная тренажерная техника, применяемая для обучения и в качестве “советчика диспетчера”. Это перечисление можно продолжить.

Почти вся оперативно-техническая документация, включая оперативные заявки, различного рода ведомости, контроль состояния основного оборудования, также формируется с использованием компьютерных технологий. В этой автоматизированной среде оперативно-диспетчерского управления единственным, не претерпевшим никакого совершенствования инструментом диспетчера, остался оперативный журнал. Заполняемый “от руки” и существующий в единственном экземпляре оперативный журнал представляет собой документ низкого качества, так как читаемость его зависит от почерка и грамотности диспетчера, а возможность сопровождать записи иллюстрирующими материалами из режимной и схемной документации отсутствует. Доступ к оперативному журналу затруднен, а у некоторых технических специалистов его вообще нет. Информационный материал, содержащийся в оперативном журнале, не поддается статистической обработке без предварительной подготовки.

С учетом сказанного и руководствуясь требованием действующих в отрасли “Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей

Российской Федерации” (15-е издание, п. 6.10.3) о необходимости иметь в диспетчерском управлении автоматизированное ведение оперативной документации, в диспетчерской службе ОДУ Сибири в 2000 г. внедрена компьютерная версия ведения оперативного журнала. Далее будем называть ее электронным журналом. Диспетчер ОДУ ведет электронный журнал с помощью специально разработанной в ОДУ Сибири программы, основу которой составляет адаптированный редактор баз данных. Оформление приема – сдачи смены начинается с вызова на экран предназначенной для этой операции формы, где указаны передаваемые по смене специальные документы и куда впечатываются фамилии принявших и сдавших смену диспетчеров и время начала и окончания начинающейся смены.

Внесение каждой записи начинается с выбора диспетчером ОДУ характера (поля) информации. Затем диспетчер ОДУ из библиотеки названий энергосистем, фамилий диспетчеров, с которыми он связан по работе, и часто встречающихся словосочетаний выбирает соответствующие слова и выражения. Крупные словесные фрагменты вызываются сразу функциональными клавишами (F1, F2, F3...).

Текущие дата и время устанавливаются автоматически и могут корректироваться, если запись делается спустя какое-то время после общения со связанным по работе персоналом.

Электронный оперативный журнал, работающий в среде Windows, дает пользователям новые возможности. С помощью стандартных операций можно заносить в журнал информацию, полученную из различных источников, таких как:

таблицы ОИК, суточная ведомость, оперативные заявки, сообщения электронной почты.

Эти же операции позволяют переносить записи из электронного журнала в любые другие документы, комбинируя их в необходимой последовательности. Подбор используемых шрифтов и графического оформления делает легко читаемыми экранные формы и распечатанные страницы.

Использование библиотеки стандартных выражений и списков персонала, объектов и оборудования избавляет диспетчера от ошибок и ускоряет оформление записей. Создается многолетний ар-

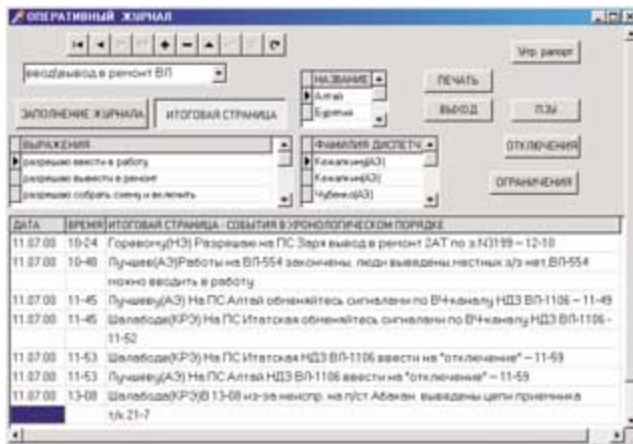


Рис. 1. Общая форма журнала

хив оперативного журнала. Глубина архива определяется дисковым пространством файл-сервера. Облегчается поиск необходимых записей в архиве оперативного журнала. Ключом поиска могут быть дата и время поиска, энергосистема, диспетчер, объект, оборудование, характер (поле) записи.

Появляется возможность автоматизировать статистическую обработку событий. Можно получить число и продолжительность интересующих событий в заданном интервале времени.

Расположение архива электронного журнала на файл-сервере позволяет пользователям из технологических служб просматривать его на своих рабочих местах и в любое время получать информацию, занесенную в журнал.

Описание электронного оперативного журнала. *Расположение элементов журнала.* На экранной форме (рис. 1) оперативного журнала вверху слева находятся кнопки управления и редактирования. Обозначение каждой кнопки видно после наведения курсора мыши на соответствующую кнопку.

Ниже этих кнопок находится строка разворачивающегося списка полей журнала. Из этого списка предварительно выбирается нужное для заполнения поле.

Еще ниже находится окошко часто встречающихся выражений, из которого можно выбрать нужное в данный момент выражение и мышью переместить (или нажать клавишу Enter) в основное окно журнала, находящееся ниже.

В правой стороне вверху находятся кнопки "Печать" и "Выход".

Под ними находятся окошки с названиями АО-энерго и фамилиями диспетчеров этих АО-энерго.

Вверху слева есть две кнопки "Заполнение журнала" и "Итоговая страница", о назначении которых будет сказано далее.

Справа в верхнем углу находятся кнопки "ПЗУ", "Отключения" и "Ограничения".

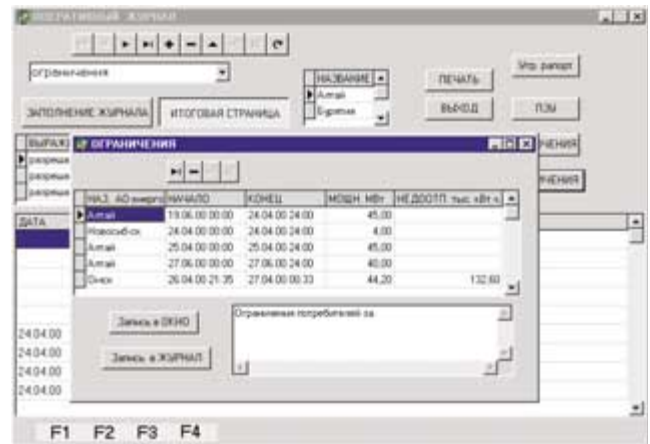


Рис. 2. Форма для заполнения ограничений потребителей

Аббревиатура ПЗУ означает пониженный запас устойчивости – работа электропередачи с аварийным перетоком.

Эти кнопки используются для занесения статистики и названных событий в соответствующие поля журнала.

В правом верхнем углу находится кнопка "Утренний рапорт" для переноса сообщений из оперативного журнала в "Утренний рапорт диспетчера".

Наряду с занесением событий по ограничениям, отключениям потребителей и режимам ПЗУ ведутся соответствующие статистические формы.

Заполнение статистической формы по ограничениям. На рис. 2 представлена форма заполнения статистики по ограничениям потребителей. Эта форма состоит из следующих полей: название АО-энерго, начало ограничения, конец ограничения, величина ограничения (МВт), недоотпуск электроэнергии (тыс. кВт·ч).

Начало и конец ограничения записываются в виде: день, месяц, год, часы и минуты.

Порядок заполнения формы:

1. Из окошка названий АО-энерго в форму переносится в новую запись название АО-энерго и заполняются соответствующие поля. Если еще по нескольким АО-энерго есть ограничения за данную дату, то последовательно переносятся названия и заполняются поля.

2. Мышью выбирается первое АО-энерго с ограничением за данную дату – щелчок мышью по кнопке "Запись в окно". В окне появляется штамп записи в журнал первого АО-энерго и так далее по всем АО-энерго за данную дату.

3. Когда будет сформировано все сообщение, следует щелкнуть по кнопке "Запись в журнал" – информация будет занесена в журнал в поле "Ограничение".

Заполнение статистической формы по отключениям. На рис. 3 представлена форма заполнения статистики по отключениям потребителей. Состав

АО-энерго	НАЧАЛО	КОНЕЦ	НОМЕР МЕН	НЕДОП. тыс кВт ч
Кабачок	26.04.00 11:07	26.04.00 11:46		50,00
Чайка	26.04.00 16:46	26.04.00 17:18		9,70
Чайка	26.04.00 16:46	26.04.00 17:37		21,30

Рис. 3. Форма для заполнения отключений потребителей

ТРАНЗИТ	НАЧАЛО	КОНЕЦ
Рем. Кпг	04.06.00 10:45	04.06.00 13:27
Рем. Кпг	04.06.00 18:07	04.06.00 22:42
Рем. Кпг	05.06.00 07:32	05.06.00 13:44
Рем. Кпг	05.06.00 19:01	05.06.00 22:48

Рис. 4. Форма для заполнения режимов ПЗУ

полей формы, заполнение и запись в журнал производятся аналогично как в форме ограничений.

Заполнение статистической формы по режиму ПЗУ. На рис. 4 представлена форма заполнения статистики по режиму ПЗУ. Эта форма состоит из следующих полей: название электропередачи (транзита), начало режима ПЗУ, окончание режима ПЗУ.

Начало и окончание режима ПЗУ записываются в виде: день, месяц, год, часы и минуты.

Порядок заполнения формы:

1. Находясь в поле “Транзит” и выбрав последнюю запись, нажать клавишу “Стрелка вниз” – в пустой строке щелкнуть справа по треугольнику вниз.

2. В появившемся списке электропередач выбрать нужную и щелкнуть мышью.

3. В новой записи с выбранной электропередачей занести начало режима ПЗУ.

4. Щелкнуть по кнопке “Запись в окно” - в окне формы появится штамп ПЗУ, где нужно добавить причину режима ПЗУ; сообщено ДД соответствующих энергосистем и щелкнуть по кнопке “Запись в журнал”.

5. Информация из окна запишется в журнал в поле “Режим ПЗУ”.

6. После окончания режима ПЗУ занести в форму дату и время окончания режима ПЗУ и соответственно занести в журнал.

Характеристика программы. Программа ведения оперативного журнала диспетчера на компьютере разработана в среде Delphi 5.0 под Windows-98.

Данная программа представляет собой редактор баз данных, дополненный некоторыми служебными функциями. База данных оперативного журнала состоит из 13 полей заполнения и одного результирующего поля.

Для заполнения используются следующие поля:

1. Ввод и вывод в ремонт оборудования электростанций.
2. Ввод и вывод в ремонт ВЛ.
3. Ввод и вывод в ремонт электротехнического оборудования.
4. Команды руководства (ОДУ Сибири, ЦДУ, Сибирьэнерго).
5. Аварийные сообщения.
6. Несчастные случаи.
7. Ограничения потребителей.
8. Отключения потребителей.
9. Невыполнение диспетчерского графика.
10. Режим ПЗУ.
11. Перенос точки раздела.
12. Команды диспетчера ОДУ Сибири.
13. Прочие.

Сообщения в перечисленные поля заполняются при нажатой кнопке “Заполнение журнала”.

При нажатой кнопке “Итоговая страница” производится суммирование сообщений по полям в хронологическом порядке с занесением в результирующее поле, в котором указатель записей устанавливается автоматически в конец. Двигаясь назад в этом поле, можно увидеть события текущей и предыдущих смен в хронологическом порядке.

После окончания смены распечатывается содержание записей смены в формате оперативного журнала.

Порядок работы с электронным журналом. Поле времени или события можно заполнить и вручную – щелкнуть мышью в нужном поле нужной записи и набрать время или событие.

1. В списке полей-событий выбрать мышью нужное поле для заполнения и щелкнуть. В поле журнала появится заголовок выбранного поля.

2. Далее в окошке названий АО-энерго выбрать мышью нужное АО-энерго. В окошке фамилий диспетчеров выбрать фамилию нужного диспетчера и зафиксировать выбор правой клавишей мыши. Затем, нажимая левую клавишу мыши, пе-

реместить курсор мыши в окно журнала и отпустить клавишу или нажать клавишу Enter.

3. В заполняемом поле журнала появится новая запись, где уже будут проставлены время и фамилия диспетчера.

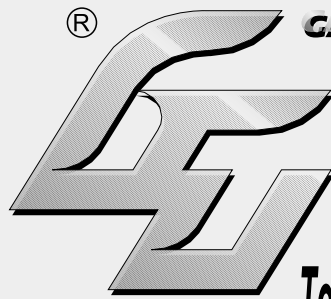
4. В окошке "Выражения" мышью выбрать нужное выражение и, зафиксировав выбор правой клавишей мыши, переместить, нажимая левую клавишу мыши, выражение в окно журнала и отпустить клавишу или нажать клавишу Enter. Выбранное выражение поместится в текущую строку вслед за фамилией диспетчера. При перемещении в окнах можно использовать вертикальные стрелки и клавиши PgDn и PgUp.

В заключение заметим, что эксплуатация электронного журнала находится в начальной стадии, поэтому по мере накопления опыта будут совершенствоваться сервисная часть программы, классификация событий по полям, расширение воз-

можностей использования журнала в прикладных программах. Прорабатываются вопросы стыковки электронного журнала с программой "Заявки" с тем, чтобы автоматизировать ввод части записей в журнал на основе открытия и закрытия оперативных заявок на ремонт и другие состояния оборудования, линий электропередачи, устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики, телемеханики и связи.

Список литературы

1. Единая энергосистема России / Лисицын Н. В., Морозов Ф. Я., Окин А. А., Семенов В. А. М.: Изд-во МЭИ, 1999.
2. Дьяков А. Ф., Окин А. А., Семенов В. А. Диспетчерское управление мощными энергообъединениями. М.: Изд-во МЭИ, 1996.
3. Федоров А. Delphi 5.0 для всех. "Питер", 2000.



GAS TURBO TECHNOLOGY

ГАЗОТУРБИННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Специализированный информационно-аналитический журнал
выходит 6 номеров и каталог

Только ДОСТОВЕРНАЯ информация от ПРОФЕССИОНАЛОВ

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ НОМЕРОВ

Сложные циклы в газовых турбинах
Малоэмиссионные технологии
Передовые проекты
Системы управления и контроля
Материалы и технологии
Механический газотурбинный привод
Эксплуатация, сервис, ремонт
Стоимость жизненного цикла
Когенерационные установки
Новые виды топлива для газовых турбин
Судовые газотурбинные установки

2002 года

ПОДПИСНЫЕ ИНДЕКСЫ
в объединенном каталоге "Пресса России",
подписка 2002

87 430 - журнал для индивидуальных подписчиков
87 431 - журнал для юридических лиц
87 483 - Каталог газотурбинного оборудования

Возможно оформление подписки на журнал и Каталог газотурбинного оборудования,
а также приобретение номеров журнала 1999 - 2002 гг. через редакцию.

Адрес редакции: 152903, Россия, г. Рыбинск Ярославской обл., пр. Ленина, 148, офис 312.
Телефоны / факс: (0855) 210-041, 211-363, (0855) 210-777, E-mail: gtt@yaroslavl.ru
Посетите нашу страничку в сети Интернет www.gtt.ru

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Оценка безопасности объектов электроэнергетики

Демкин В. В., инж.

РАО "ЕЭС России"

В российской электроэнергетике до принятия Федерального закона № 116 "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" не существовало достаточно четкого понятия, что такое опасное производство, опасная технология, опасное оборудование и т.д.

Вместе с тем, подспудно понималось, что использование в технологическом цикле горючих и взрывоопасных веществ, теплоносителей с высоким потенциалом или эксплуатация вращающихся и грузоподъемных машин и механизмов, оборудования с высоким напряжением, а также гидротехнических сооружений может создать непосредственную угрозу жизни и здоровью обслуживающего персонала и сторонних лиц, техническому состоянию оборудования, зданий и сооружений, окружающей природной среде. Допускалось смешение понятий "безопасность" и "надежность".

Было выделено несколько направлений деятельности в энергетике, за которыми осуществлялся усиленный надзор со стороны государственных контрольных органов. К таким видам деятельности были отнесены:

1. Котлы и котельные установки, в которых сжигается органическое топливо.
2. Сосуды, работающие при избыточном (выше 0,07 МПа) давлении среды.
3. Трубопроводы водяного пара и горячей воды с температурой теплоносителя выше 115°C.
4. Системы снабжения электростанций природным газом с давлением до 1,2 МПа.
5. Грузоподъемные машины и механизмы.

Надзор осуществлялся, как правило, путем визуального внутреннего и внешнего осмотра оборудования, а также проведения необходимых тестов и испытаний. В последнее время все успешнее внедряются методы приборного контроля текущего состояния оборудования, а также делаются попытки вероятностных оценок остаточного ресурса работы ответственных элементов оборудования.

С принятием закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" было четко определено понятие "опасный производственный объект" (ОПО), разработаны критерии отнесения промышленных производств к ОПО. В соответствии с указанными критериями для тепловой энергетики сфера опасных производств была расширена и к ним были отнесены объекты, на которых осуществляется хранение,

транспортирование и подготовка к сжиганию жидкого и твердого топлива, паровые и газовые турбины.

Расширение сферы применения положений о промышленной безопасности на энергетических объектах потребует всесторонней и комплексной оценки потенциально опасных факторов (ПОФ), наступления нежелательных событий (НС), разработки критериев опасности, их ранжирование по степени опасности (частота наступления, возможные последствия).

Для разработки практических мер организационно-технического характера, которые необходимы для повышения общей промышленной безопасности энергетического объекта, целесообразно определиться с терминами и понятиями. Итак, предлагается:

безопасность – состояние защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на ОПО и последствий указанных аварий (Федеральный закон № 116 "О промышленной безопасности...");

надежность – свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования (ГОСТ 27.002-89 "Надежность в технике");

авария – разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на ОПО, неконтролируемый взрыв и (или) выброс опасных веществ (Федеральный закон № 116 "О промышленной безопасности...");

инцидент – отказ или повреждение технических устройств, применяемых на ОПО, отклонение от режима технологического процесса (Федеральный закон № 116 "О промышленной безопасности...").

Перед началом проектирования любого энергетического объекта необходимо определить, какое число оборудования попадает под действие закона "О промышленной безопасности...", т.е. является опасным производственным объектом.

В дальнейшем будут рассматриваться только аспекты, связанные с обеспечением безопасного функционирования опасного промышленного объекта в тепловой энергетике. Целесообразно ограничиться тепломеханической частью, поскольку

на нее приходится более 80% всех ОПО, на которые распространяется действие закона “О промышленной безопасности...”.

В частном случае, при проектировании тепловой электрической станции, работающей на органическом топливе, к ОПО можно отнести котлы, сосуды, работающие под давлением, трубопроводы пара и горячей воды, систем газоснабжения, паровые турбины, мазутное хозяйство и хозяйство газотурбинного и дизельного топлива, системы пылеприготовления и др.

Проектная организация должна всесторонне оценить наличие потенциально опасных факторов в совокупности для всех ОПО, входящих в состав ТЭС. К ним могут относиться:

наличие пара и воды высоких параметров ($T > 545^\circ\text{C}$ и $P > 32,0$ МПа);

наличие горючих газов и пыли, способных образовывать взрывоопасные концентрации в смеси с воздухом;

наличие горючих и легковоспламеняемых жидкостей, способных в определенных условиях самовоспламениться и устойчиво гореть;

наличие на открытых складах и в емкостях твердого топлива, способного к самоокислению и возгоранию;

наличие химически опасных веществ, способных наносить ущерб здоровью и жизни обслуживающего персонала, сторонним лицам, состоянию окружающей природной среды;

наличие грузоподъемных машин и механизмов, работающих в непосредственной близости от действующего оборудования

Указанные потенциально опасные факторы (ПОФ) сами по себе являются только носителем возможных аварий и инцидентов. Необходим прогноз развития аварий и их последствий. Этого требует и закон “О промышленной безопасности опасных производственных объектов” в части разработки декларации безопасности для любого опасного промышленного объекта.

Реализация ПОФ осуществляется через наступление нежелательных событий. Так, например, использование в технологическом процессе горючих жидкостей, находящихся в герметичном сосуде или трубопроводе, не является нежелательным событием (НС), однако ее попадание на горячую поверхность в результате разгерметизации аппарата или трубопровода приводит, как правило, к воспламенению и пожару (НС).

Вполне понятно, что любое НС, а также их сочетание носит вероятностный характер. Поэтому очень важно для принятия необходимых превентивных мер с наибольшей степенью достоверности определить вероятность наступления того или иного НС или их сочетания, а также оценить возможность наступления одного НС быть причиной другого.

Необходимость принятия предупредительных мер по снижению вероятности наступления НС должна определяться на стадии проектирования и исходить из следующего:

необходима достоверная оценка вероятности наступления того или иного НС;

необходима оценка затрат, связанных со снижением вероятности наступления НС или с его предупреждением (Z_1);

необходима оценка затрат, связанных с недопущением развития аварии, как следствия наступления НС (Z_2);

необходима оценка затрат, связанных с восстановлением исходного технического состояния объекта и ликвидацией последствий возможных аварий, вызванных наступлением НС (Z_3).

Вполне понятно, что принятие существующих технических решений или разработка новых, направленных на снижение вероятности наступления НС, требует определенных затрат ресурсов (финансовых, материальных, людских).

Ресурсы также потребуются, если наступление НС привело к аварии или инциденту.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.010 “Взрывобезопасность” производственные процессы должны разрабатываться таким образом, чтобы вероятность возникновения взрыва (а при использовании органического топлива именно это является преобладающим опасным фактором) на любом взрывоопасном участке в течение 1 года не превышала 10^{-6} .

Исследования и практический опыт эксплуатации показали, что нежелательное событие с вероятностью менее 10^{-6} в год практически неосуществимо (маловероятно).

НС с вероятностью более 10^{-6} считается возможным. В этом случае, сопоставляя затраты Z_1 , Z_2 , Z_3 , проектная организация располагает несколькими вариантами обеспечения безопасности энергетического объекта.

Вариант 1. На стадии проектирования разработать ряд организационно-технических решений, позволяющих перевести отдельные НС или их сочетания в разряд маловероятных.

При этом необходимо, чтобы $Z_1 < Z_2 + Z_3$.

Вариант 2. Если НС не удастся перевести в разряд маловероятных – оно считается возможным. В этом случае необходима разработка превентивных мер по недопущению развития аварии при наступлении одного или сочетании нескольких НС.

Как пример – работа пылесистем котлов с факельным сжиганием твердого топлива. Из-за многообразия факторов, определяющих работу пылесистемы (разные марки твердого топлива, флуктуация его качества), прогнозирование вероятности пожара или взрыва в пылесистеме представляется довольно сложной математической задачей. В этом случае необходимо сразу полагать, что веро-

ятность наступления НС (взрыва или пожара) превышает значение 10^{-6} в год и в соответствии с ГОСТ 12.1.010. “Взрывобезопасность” требуется устранение воздействия опасных факторов на людей.

Все дальнейшие мероприятия должны быть направлены на снижение последствий или недопущение взрывов и пожаров. Эти мероприятия могут быть двух видов:

организационными (наблюдением за содержанием кислорода, температурой аэросмеси, за отсутствием тлеющих очагов топлива или проведения огневых работ и др.);

техническими (оснащение пылесистем системами противопожарной защиты и взрывоподавления, увеличение толщины стенок ограждающих поверхностей, организованный отвод продуктов взрыва через специальные разгрузочные отверстия и др.).

Эти затраты будут несопоставимо меньше, нежели связанные с ликвидацией последствий развившейся аварии и полным восстановлением исходного технического состояния разрушенных пылесистем и иного оборудования.

При этом $Z_2 \ll Z_3$.

Вариант 3. Математическая оценка показывает, что вероятность наступления НС составляет менее 10^{-6} в год и его свершение считается маловероятным.

В этом случае можно затраты, которые планировались для снижения последствий НС и недопущения возникновения аварии (Z_2), следует направить на дальнейшее уменьшение вероятности наступления события. В этом случае $Z_2 < Z_3 - Z_1$.

Характерным примером может служить обеспечение взрывобезопасности при растопке котла на природном газе.

Известно, что взрыв – процесс окисления органического вещества (природного газа), протекающий с высокой скоростью, – характеризуется лавинным нарастанием давления и высокой температурой продуктов окисления. Однако для его возникновения необходимо одномоментное сочетание ряда непреходящих условий, в частности:

1. Наличие горючего вещества.
2. Наличие окислителя.
3. Образование смеси горючего вещества взрывоопасной концентрации (для природного газа – 5 – 15% в смеси с воздухом).
4. Наличие источника зажигания (запала) достаточно большой мощности.

Исключение хотя бы одного из условий не позволит произойти взрыву природного газа в замкнутом объеме топочной камеры котла.

Процесс растопки котла на природном газе является одним из наиболее ответственных и опасных при эксплуатации тепломеханического оборудования. Положение усугубляется тем, что при растопке необходимо постоянное присутствие об-

служивающего персонала непосредственно у горелок или гляделок котла. Любое отклонение от регламента розжига горелок, вызванное, как правило, ошибками персонала, приводило к наступлению нежелательного события (взрывам и “хлопкам”). По статистике более 60% взрывов и хлопков приходится именно на процесс растопки котла.

До недавнего времени взрывобезопасность растопки обеспечивалась исключением первого и третьего условий. Второе условие – наличие в топочной камере кислорода воздуха, как окислителя – при всем желании исключено быть не может. Наличие санкционированного запала специально сдвигалось по времени до начала сознательного образования взрывоопасной смеси в устье горелочных устройств.

Преждевременная подача горючего газа в горелки обеспечивалась закрытием запорной арматуры и контролем ее плотности. Однако контроль плотности производился персоналом вручную, одноразово для всей арматуры и повторить его, не прекращая растопку котла, было невозможно.

Допуская протечку газа через неплотную арматуру, для исключения взрывоопасной концентрации в замкнутом объеме производилась принудительная вентиляция топочной камеры котла с помощью тягодутьевых механизмов.

Особенностью подобного регламента растопки оставался визуальный контроль ряда важнейших параметров, проводимый персоналом (остаточная загазованность в топочной камере, наличие факела запальника и факела основной горелки, плотность системы газоснабжения и др.), что часто являлось источником ошибочных действий.

При таком подходе вероятность наступления нежелательного события (“хлопков”, взрывов) была достаточно высока. Как значительные оценивались затраты на предотвращение аварии Z_2 , на восстановление котла и ликвидацию других последствий аварий Z_3 .

В данном случае Z_2 связаны с установкой взрывных клапанов необходимой площади, усилением ограждающих поверхностей топочной камеры и газоходов, обмуровки, каркаса котла и др.

При разработке метода оценки промышленной безопасности и критериев потенциально опасных факторов был предложен иной подход обеспечения взрывобезопасной растопки котла.

Были оценены затраты на разработку технических средств и приборного парка, которые позволили бы автоматизировать изложенные процессы, в том числе контроль технических параметров.

Понеся относительно небольшие затраты на разработку новых технических решений, направленных на снижение вероятности наступления НС (Z_1), удалось при условии соблюдения предписанного регламента сделать растопку котла практически безопасной, т.е. с вероятностью менее 10^{-6} . При этом $Z_2 \ll Z_1 + Z_3$.

В приведенном примере такими техническими решениями стали следующие:

создание быстродействующих отсечных клапанов герметичности по классу "А" (ГОСТ 9455-93);

создание автоматизированной системы контроля герметичности применяемой арматуры;

разработка автоматизированных приборов контроля остаточной загазованности в топочной камере котла;

разработка и создание высокоточных и высоконадежных защитно-запальных устройств (ЗЗУ) с контролем факела основной и запальной горелок.

Это позволило создать локальную автоматизированную систему розжига котла с возможностью последующей адаптации к интегрированной АСУТП всего объекта. Полностью исключена не-

обходимость присутствия обслуживающего персонала у котла в период растопки.

Выводы

1. На этапе проектирования энергетического объекта на основании вероятностных и статистических оценок необходимо определить вероятность наступления нежелательного события.

2. При вероятности менее 10^{-6} считать аварию маловероятной и не предусматривать затрат на восстановление объекта.

3. При вероятности более 10^{-6} считать нежелательное событие возможным и предусмотреть в проекте организационные и технические мероприятия, а также затраты на предупреждение развития возможной аварии и ликвидацию ее последствий.

Влияние зольности на взрывоопасные свойства пыли твердого природного топлива

Толчинский Е. Н., канд. тех. наук, Киселев В. А., Колбасников В. А., Яковлева В. С., инженеры

Всероссийский теплотехнический институт

Исследованиями установлено, что с увеличением в топливе золы, играющей роль инертного материала [1], интенсивность взрыва такой пылевоздушной смеси резко уменьшается и при достижении некоторого содержания инертной примеси в пыли взрывы прекращаются. Интенсивность взрыва пылевзвеси зависит от скорости химических реакций в пламени, которая определяется, главным образом, концентрацией горючего и окислителя. Поэтому при добавлении в пылевзвесь инертного материала не происходит заметного снижения давления взрыва до тех пор, пока отвод тепла из зоны горения на инертные частицы не будет сопоставимым с выделением тепла в зоне окислительных реакций.

В экспериментах [2] была использована пыль кизеловского, донецкого газового, артемовского и украинского углей. В ходе опытов было установлено, что взрывы пылевзвеси углей с выходом летучих на горючую массу до 40% прекращались при добавке к ней золы от 15 до 30%. Для украинского бурого угля ($V^{\text{daf}} = 55\%$) при добавке к пыли 20% золы интенсивность взрыва была еще достаточно велика. Опытами в установках большого масштаба было установлено, что взрыв пыли углей с выходом летучих до 40% прекращается при добавке к топливу инертной пыли до 65%.

Снижение взрывоопасности пылевзвеси путем увеличения в пылевом облаке инертных частиц широко применяется для обеспечения взрывобезопасности шахтных выработок (осланцевание) [3].

Добавка до 15% золы почти не влияла на взрываемость торфяной пыли [4]. Дальнейшее увеличение процентного содержания инертной пыли в смеси приводило к снижению максимального давления, развиваемого при взрыве, и при добавке 30–35% золы смесь становилась взрывобезопасной. Добавление инертного материала к пыли углей увеличивало время развития взрыва и уменьшало его интенсивность. Содержание 16–20% инертной пыли в смеси с угольной исключало возможность развития взрыва.

Для получения полной картины влияния зольности топлива на его взрывоопасные свойства (минимальные энергия зажигания и взрывоопасная концентрация) и на параметры взрыва (максимальное давление и скорость его нарастания) было проведено несколько серий взрывных испытаний.

Эксперименты по определению влияния зольности пыли твердого топлива на его взрывоопасные свойства проводились на стендовой установке с реакционной камерой объемом 20 дм³. Описание стендовой установки, системы контроля и измерений изложены в [5].

В опытах использовалась пыль топлива с сильно отличающейся собственной зольностью (табл. 1).

Испытаниям подвергалась пыль, прошедшая через сито с размерами ячеек 63 мкм. Пыль предварительно подсушивалась до постоянной массы и выдерживалась в эксикаторе не менее 24 ч. Непо-

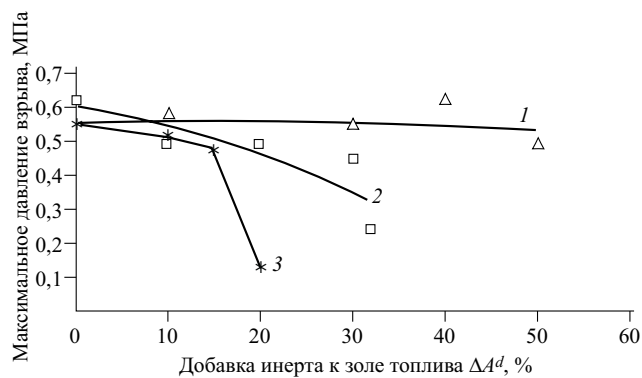


Рис. 1. График зависимости максимального давления взрыва от добавки инерта к золе углей:

1 – березовский; 2 – тугнуйский; 3 – воргашорский

средственно перед проведением опытов пыль тщательно перемешивалась и отбиралась навеска для эксперимента. Для увеличения минеральной части топлива к взятой навеске добавлялось определенное количество золы. Зола была взята из котла, работающего на канско-ачинских углях. В золе горючие вещества отсутствовали.

В каждой серии опытов при определенной конечной зольности изменялась концентрация пыли в камере от 0,05 до 2,0 кг/м³. Для каждого угля проводилась серия взрывных экспериментов с добавлением разного количества золы. При этом экспериментально определялась максимальная добавка золы, при которой пыль утрачивала свои взрывоопасные свойства. Во всех опытах этой группы в качестве источника воспламенения использовалась перегорающая за счет энергии разряда конденсаторов проволока. Мощность источника зажигания поддерживалась постоянной на уровне 1000 Дж. В ходе проведения опытов регистрировались давление взрыва и остаточное содержание кислорода. Для каждой серии экспериментов определялись минимальная энергия зажигания пылевоздушной смеси, минимальная взрывоопасная концентрация, а также максимальное давление взрыва и скорость его нарастания.

Основные результаты экспериментов сведены в табл. 2 и графически показаны на рис. 1 – 4.

Полученные данные хорошо согласуются с данными других исследователей, например [1], и подтверждают тезис о том, что зольность пыли оказывает существенное влияние на ее взрывоопасные свойства.

Максимальное давление взрыва пыли исследуемого топлива практически постоянно и не зависит от физико-химических свойств топлива (рис. 1). Для высокорекреационного топлива (березовский уголь) максимальное давление взрыва практически не изменяется вплоть до 50%-ной добавки по массе инертного материала.

С увеличением зольности топлива увеличивается доля балласта, тормозящего процесс развития

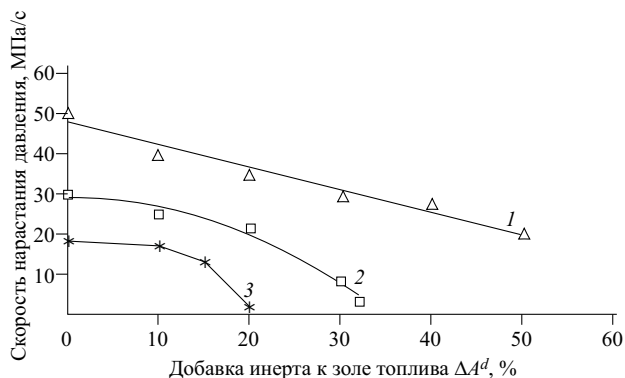


Рис. 2. График зависимости скорости нарастания давления от добавки инерта к золе углей:

см. обозначения на рис. 1

взрыва, что приводит к снижению скорости нарастания давления взрыва (рис. 2), причем эта зависимость наиболее заметна для топлива с большой начальной зольностью. Так, для березовского угля (исходная зольность 7%) снижение скорости нарастания происходит практически по линейному закону, а для воргашорского угля (исходная зольность 30,4%) наблюдается более крутая нелинейная зависимость от величины добавки инертного материала.

Результаты экспериментов показали однозначную связь между величиной добавки инертного материала к топливу и минимальной энергией зажигания пылевоздушной смеси (рис. 3). При небольших добавках инертного материала минимальная энергия зажигания меняется незначительно, но уже начиная со значения общей зольности порядка 40% минимальная энергия зажигания резко возрастает.

Минимальная взрывоопасная концентрация пылевоздушной смеси, как следует из результатов проведенных экспериментов (рис. 4), полностью определяется реакционностью топлива и имеет экспоненциальный характер, причем, чем больше исходная зольность, тем выше угол наклона кривых этой зависимости.

Для аналитического расчета порогового (максимального) значения зольности топлива, при котором пылевзвесь становится взрывобезопасной,

Таблица 1

Характеристики исследуемого топлива

Топливо	$C^{daf}, \%$	$H^{daf}, \%$	$O^{daf}, \%$	$V^{daf}, \%$	$A^d, \%$	$Q^{daf}, \text{ккал/кг}$	K_T
Березовский 2Б	71,3	4,8	22,2	49,1	7,0	6390	3,74
Тугнуйский ДГ	74,53	4,87	18,16	46,16	25,1	6655	2,5
Воргашорский ЖР	76,1	5,2	12,8	38,8	30,6	7070	1,91

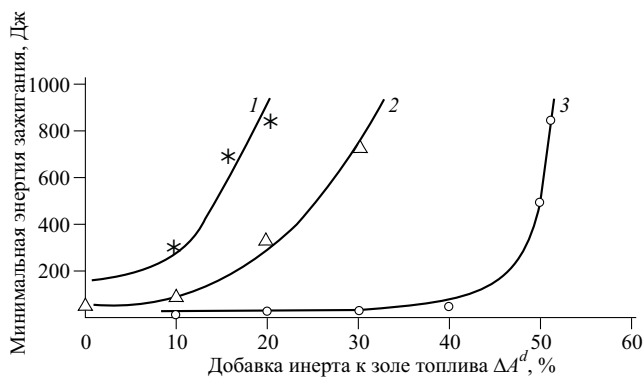


Рис. 3. График зависимости минимальной энергии зажигания от добавки инерта к золе углей:

1 – воргашорский; 2 – тугнуйский; 3 – березовский

можно использовать критерий взрываемости K_T [5, 6].

Известно [5], что топливная пыль утрачивает взрывоопасные свойства при $K_T = 1$. Это значение K_T разделяет все природные виды топлива на взрывобезопасные и взрывоопасные.

Решением трансцендентного уравнения, приведенного в [3], при $K_T = 1$ численными методами определяется максимальная добавка золы к пыли топлива, при которой это равенство превращается в тождество, т.е. критерий взрываемости стано-

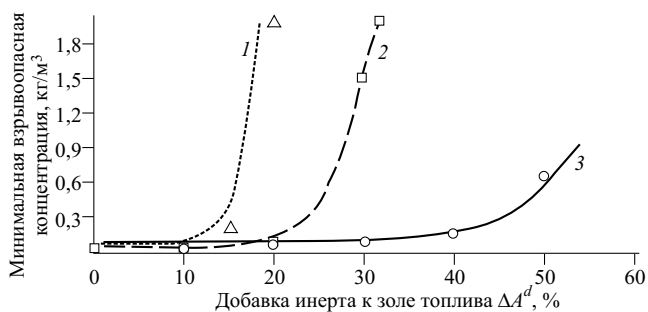


Рис. 4. График зависимости минимальной взрывоопасной концентрации от добавки инерта к золе углей:

см. обозначения на рис. 3

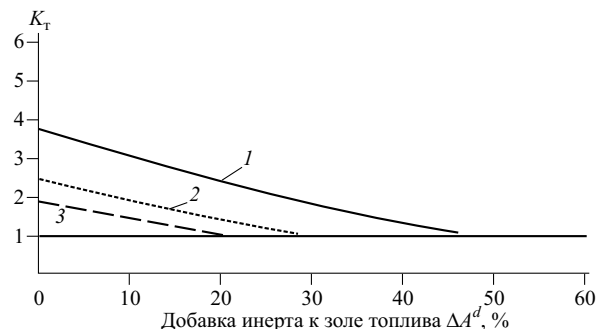


Рис. 5. График зависимости критерия взрываемости K_T от добавки инерта к золе углей:

1 – березовский; 2 – тугнуйский; 3 – воргашорский

Т а б л и ц а 2

Влияние зольности на взрывоопасные свойства пыли

Добавка золы к топливу, %	Минимальная энергия зажигания, Дж	Минимальная взрывоопасная концентрация, кг/м ³	Максимальное давление взрыва, МПа	Скорость нарастания давления взрыва, МПа/с
Березовский 2Б				
0	27,0	0,02	0,56	51,0
10	10,0	0,036	0,58	39,9
20	26,6	0,05	0,49	35,0
30	32,0	0,07	0,55	29,5
40	42,3	0,12	0,62	26,9
50	496	0,65	0,49	20,0
51,25	841	1,40	0,42	9,6
Тугнуйский ДГ				
0	60	0,05	0,62	29,9
10	95	0,036	0,49	25,0
20	332	0,07	0,49	21,2
30	732	1,50	0,44	8,4
32	1058	2,00	0,24	3,0
Воргашорский ЖР				
0	480	0,03	0,55	18,7
10	300	0,84	0,51	17,1
15	685	0,20	0,47	12,9
20	841	2,00	0,13	2,3

вится равным единице, что и означает утрату топливом взрывоопасных свойств. Результаты, полученные при помощи описанного метода, с достаточной степенью точности совпадают с экспериментальными данными (табл. 3). Графики, полученные при помощи расчетов, показаны на рис. 5.

Критерий взрываемости K_T однозначно определяет взрывоопасность топлива и позволяет рассчитать максимальную зольность топлива, при которой оно утратит свои взрывоопасные свойства. Граница перехода топлива во взрывобезопасное состояние определяется при $K_T = 1$.

Для пылеприготовительных систем установок ТЭС целенаправленно влиять на изменение золь-

Т а б л и ц а 3

Соответствие экспериментальных и расчетных значений максимальной добавки золы к топливу для перевода его во взрывобезопасное состояние

Уголь	K_T	Начальная зольность A^d , %	Добавка к золе топлива, %		Погрешность расчета, %
			по опыту	по расчету	
Березовский 2Б	3,74	7,0	52,5	48,3	8,0
Тугнуйский ДГ	2,50	23,6	32,0	30,9	3,4
Воргашорский ЖР	1,91	30,6	20,0	20,4	2,0

ности топлива не представляется возможным. Однако понимание влияния зольности топлива на его взрывоопасность очень важно при проектировании пылеприготовительных установок и определении мер взрывопредупреждения и взрывозащиты.

Список литературы

1. *Справочник. Пожарная безопасность. Взрывобезопасность* / Под ред. Баратова А. Н. М.: Химия, 1987.
2. *Кисельоф М. Л.* Взрывы угольной пыли в пылеприготовительных установках. М.: Гостранстехиздат, 1937.
3. *Каталог* шахтопластов по взрывчатым свойствам угольной пыли. М.: Недра, 1973.
4. *Шагалова С. Л.* Факторы, влияющие на возникновение взрыва пыли натуральных топлив. – Теплоэнергетика, 1957, № 2.
5. *Толчинский Е. Н., Киселев В. А., Яковлева В. С.* Критерий взрываемости пыли твердых натуральных топлив. – Теплоэнергетика. 1996, № 7.
6. *Толчинский Е. Н., Колбасников В. А.* Инженерный метод оценки взрывоопасных свойств пыли энергетических топлив. – Электрические станции, 1999, № 3.

Ограничение температуры пылевоздушной смеси за мельницей – одна из основных мер взрывопредупреждения¹

Кушнаренко В. В., канд. техн. наук

АООТ “НПО ЦКТИ”

В [1] предпринята попытка пересмотреть отношение к необходимости регламентировать в [2] значение предельной температуры за мельницей (сепаратором) при размоле взрывоопасного топлива в системах пылеприготовления с воздушной сушкой. Читатель вправе ожидать новизны в аргументации, вытекающей из новизны результатов в теоретических либо экспериментальных исследованиях или при обследовании пылесистем на ТЭС. Тем более, что в начале статьи заявлена претензия рассмотреть вопрос на современном уровне, ибо, по мнению авторов, недостатки Правил, в том числе и в последней редакции 1989 г., объясняются недостаточно высоким уровнем знаний того времени. К сожалению, мотивировки авторов базируются не на новых данных, а на скромном неполном обзоре литературных источников, в том числе и многолетней давности, и на собственных рассуждениях. Анализируя содержание статьи, высказанные в ней соображения и доводы можно для удобства рассмотрения систематизировать следующим образом: отмечаются некоторые ошибочные положения и представления; обсуждаются неувязки максимально допустимой температуры аэромеси за мельницей с теоретическими воззрениями, экспериментальными данными и опытом эксплуатации; излагаются представления авторов о возникновении взрыва в установке.

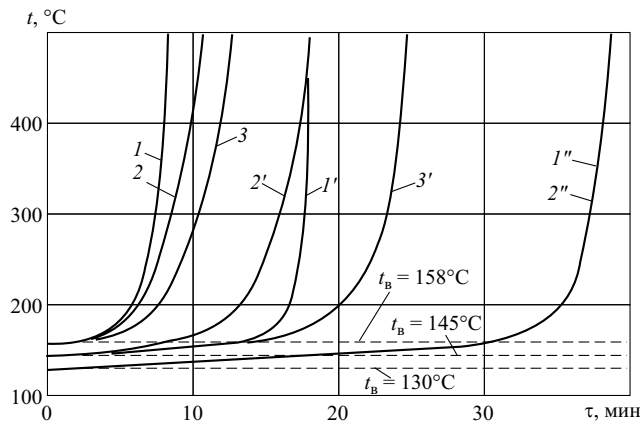
Авторы обращают внимание на ошибочность ряда положений: о том, что максимально допустимой температуре за установкой придан статус “взрывобезопасной”, максимально допустимая температура отражает взрывоопасные свойства

природного топлива, сама температура отождествляется с минимальной энергией воспламенения пылевого облака. Ошибочность этих положений очевидна, но их существование сомнительно, так как источник не указан, а в нормативных документах и в технической литературе по вопросам взрывобезопасности пылеприготовительных установок трактовки и высказывания, аналогичные указанным “положениям”, не обнаруживаются. В свою очередь, следует обратить внимание авторов [1], что употребляемые ими термины “химическая константа вещества”, “химическая активность топлива” неопределенны и в химии их нет. При неточности формулировок некоторые высказывания вызывают недоумение. Например, утверждения о том, что теплота сгорания летучих и зола являются носителями взрывоопасных свойств топлива, что температура смеси за установкой не может быть тождественна источнику воспламенения, что хлопья и взрывы возникают в основном при встряхивании мельницы и др., дают повод предположить отсутствие у авторов четких представлений о существе предмета обсуждения.

В качестве теоретического обоснования нового отношения к предельной температуре пылевоздушной смеси за мельницей как к второстепенному показателю, слабо связанному с взрывобезопасностью эксплуатации установок (эта мысль прямо или косвенно пронизывает всю статью), указывается на отсутствие функциональной связи предельной температуры с взрывоопасными свойствами топлива.

Функциональной зависимости и быть не может, так как ограничение температуры за мельницей не что иное, как директива, волевое решение. Далее, не существует точного определения поня-

¹ Продолжение дискуссии. Начало см. Электрические станции, 2001, № 3.



Рост температуры во времени в слое отложений пыли углей:

1, 1', 1'' – ирша-бородинского бурого; 2, 2', 2'' – кузнецкого Г; 3, 3' – экибастузского СС

тия “взрывоопасные свойства топлива”, позволяющего дать количественную оценку, поскольку речь зашла о математических зависимостях. В условиях неопределенности правильнее будет ставить вопрос о проявлениях взрывоопасных свойств в связи с температурой за мельницей. Проявление этих свойств – взрывы пыли. Поэтому корректная постановка задачи состоит в изучении связи между частотой случаев взрывов за определенный период времени с принятым в эксплуатации предельным значением температуры пылевоздушной смеси за мельницей. Налицо связь вероятностная, а не функциональная, так как процесс возникновения взрывоопасной ситуации, заканчивающийся взрывом в установке, является стохастическим, случайным процессом. Его математическое исследование пока еще вне поля зрения специалистов в области случайных функций.

В упрощенной постановке задачи вероятность возникновения взрыва $P(B)$ в заданном отрезке времени можно рассматривать как вероятность того, что произошли последовательно следующие случайные события: A_1 – образовалось отложение пыли; A_2 – произошло самовозгорание отложения; A_3 – обрушение и взвихривание горящего отложения; A_4 – воспламенение пылевоздушной смеси при взвихривании. Считаем, что концентрация пыли в смеси превышает нижний предел воспламенения. Тогда

$$P(B) = P(A_1)P(A_2|A_1)P(A_3|A_2)P(A_4|A_3),$$

где $P(A_n|A_{n-1})$ – условная вероятность каждого последующего события A_n , при условии, что предыдущее A_{n-1} имело место.

Из приведенной формулы следует, что температурный уровень в пылесистеме, характеризующий температурой смеси за мельницей, существенно влияет на вероятность событий A_2 и A_4 . Известно, что зажигание горючей смеси (событие A_4)

происходит тем надежнее (с большей вероятностью), чем выше температура смеси. Что касается связи температуры за мельницей со скоростью образования тлеющих отложений пыли, то авторы [1], не располагая экспериментальными данными, явно недооценивают это обстоятельство, считая его косвенным. Кривые на графике рисунка иллюстрируют указанную зависимость. Опыты проводились при постоянных температурах потока воздуха t_b над поверхностью насыпанной в кювету пыли фракции 0 – 50 мкм с размещенными в ней на различной глубине микротермопарами. Верхние слои пылевой засыпки прогреваются до температуры t_b практически одновременно и момент выравнивания температур принят за нулевую точку отсчета времени на графиках рисунка. Затем происходит саморазогревание пыли, максимум температур по мере разогрева смещается из глубинных слоев пыли ближе к поверхности. Температура 500°C достигается за время τ_b в первую очередь на глубине 3 – 6 мм от поверхности, рост температуры на этой глубине показывают кривые графика. Разогрев до 500°C означает неизбежное загорание пыли, спустя время, ничтожно малое по сравнению с τ_b . Поэтому τ_b можно считать сравнительной характеристикой скорости самовозгорания в зависимости от температуры воздуха t_b над пылевым отложением. Из графика на рисунке следует, что при $t_b = 130^\circ\text{C}$ τ_b составляет 39 мин для пыли углей ирша-бородинского бурого и кузнецкого каменного марки Г, при $t_b = 145^\circ\text{C}$, $\tau_b = 18$ мин, при $t_b = 158^\circ\text{C}$ $\tau_b = 8,5$ мин для ирша-бородинского угля и $\tau_b = 11$ мин для кузнецкого Г. Другими словами, при увеличении температуры воздуха на 13 – 15°C время, необходимое для самовозгорания отложения пыли, уменьшается примерно вдвое, соответственно вдвое повышается вероятность $P(A_2|A_1)$, а также вероятность взрыва $P(B)$.

Остается уточнить, что ход температурных кривых, приведенных на графике, наблюдался практически одинаковым при толщинах слоя засыпки пыли в 16 и в 38 мм. Это означает, что отложения пыли малой толщины не менее опасны в отношении взрывов в пылесистемах, как и мощные пласты отложений. Для более грубой пыли фракции 50 – 90 мкм время τ_b возрастает на 10 – 20%.

На рисунке приведены также кривые, относящиеся к экибастузскому углю. Время τ_b для него не слишком резко отличается от τ_b для ирша-бородинского и кузнецкого Г углей. Однако, если для пыли ирша-бородинского угля минимальная энергия зажигания, необходимая для инициирования взрыва, по нашим опытам составляет 0,5 Дж, а для кузнецкого Г из различных шахт – от 2,3 до 12,5 Дж, то пыль экибастузского угля не взрывается даже при повышении энергии зажигания до 400 Дж. Тем самым еще раз подтверждается необ-

ходимость учета такой важной характеристики взрываемости, как минимальная энергия зажигания, при разработке метода классификации энергетического топлива по степени взрывоопасности при сушке и размоле, и подтверждается непригодность классификации по расчетному показателю K_r , предложенной авторами [1].

Приведенная формула согласуется с хорошо известными оперативному персоналу ТЭС фактами: далеко не за каждым завышением допустимой по Правилам температуры следует взрыв (иначе взрывы происходили бы, по крайней мере, ежедневно); частые и резкие корректировки режима работы пылесистемы из-за низкого качества угля или по причине недостаточной опытности машиниста скорее приводят к взрыву, чем стабильная работа. При неустойчивой работе возрастает вероятность событий A_1 , A_3 , а также A_2 , A_4 . Формула дает основания утверждать, что ограничение температуры за мельницей – необходимая и очень важная мера борьбы со взрывами пыли.

В качестве экспериментального обоснования ненужности ограничений температуры за мельницей в [1] приведен график, названный зависимостью минимальной температуры воспламенения азроэвеси от выхода летучих. Понятие “температура воспламенения” – строго определенное и имеющее совсем иной смысл, чем тот, который вкладывают авторы [1]. Согласно требованиям [3] показатель пожароопасности вещества – температура воспламенения – определяется в испытаниях на специальном приборе, заключающихся в нагревании образца до различных температур в диапазоне 25 – 600°C и попытках зажигания выделяющихся продуктов разложения посторонним источником воспламенения в виде пламени газовой горелки. Данные рисунка в [1] относятся к самовоспламенению пылевоздушных смесей, т.е. самопроизвольному появлению пламени под воздействием повышенных температур. Так как температура самовоспламенения не является физической константой и зависит от метода определения, то при ее определении в стендовых установках требуется выполнение ряда условий, с тем, чтобы полученные данные можно было перенести на натурные условия изучаемого процесса в промышленных установках и оборудовании. Обоснование требований к эксперименту дано, например, в [4]. Приводя полученные температуры самовоспламенения t_c , необходимо указывать время индукции $\tau_{и}$, время задержки воспламенения от момента вбрасывания пыли в поток горячего воздуха до появления пламени. С увеличением t_c время $\tau_{и}$ убывает в экспоненциальной зависимости. Значение $\tau_{и}$ задается (выбирается) как характерное для изучаемого процесса время. Поэтому рассмотрение значений t_c в [1] и какие-либо выводы теряют смысл. Рассмотрим более конкретные

данные. В опытах ЦКТИ [5] при выбранном $\tau_{и} = 1$ с t_c составили (в градусах Цельсия): торф – 346 – 372, эстонский сланец – 462, бурые угли – 350 – 433, каменные угли – 482 – 600. Следовательно, при температуре подаваемого в мельницу воздуха до 450°C опасность самовоспламенения пыли некоторых видов топлива представляется вполне реальной при времени возможного контакта пыли с горячим воздухом 1 с и более в таких режимах, как пуск мельницы после аварийного останова, расхланивание мельницы после завала ее топливом, прекращение подачи в мельницу сырого топлива. Самовоспламенением пыли можно объяснить взрывы в топках и газоходах котлов в таких случаях, как после погасания факела, при подаче пыли в недостаточно прогретую топку при пуске.

Какими же данными из опыта эксплуатации в [1] аргументируется основная концепция в отношении температуры за мельницей? По существу их нет. Приведенные примеры с указанием некоторых ТЭС – всего лишь иллюстрация того банального факта, что в эксплуатации не всегда строго соблюдаются Правила взрывобезопасности. Ссылка на некоторые электростанции Сибири, где в зимнее время в системах с воздушной сушкой (с содержанием кислорода 21%, как заявлено в начале статьи) требуется вентиляция дымовыми газами для прогрева при пуске, выглядит как недоразумение, а не пример противоречия Правил с практикой.

Наконец, нельзя не отметить своеобразное представление авторов [1] о состоянии среды в пылеприготовительных установках и возникновении взрыва. Утверждается, что использование горячего воздуха с температурой до 450°C способствует интенсивному выходу летучих из топлива, при этом содержание кислорода снижается до такой степени, что препятствует возникновению взрыва даже при наличии тлеющих отложений. Взрыв возможен лишь при доступе свежего воздуха в пылеприготовительную установку. Столь ошеломляющая картина рушится, если обратиться к результатам прямых наблюдений.

При проведении опытов со взрывами на пылесистемах с ШБМ и воздушной сушкой [6] регулярно отбирались пробы газов (сушильного агента) за циклоном на анализ – свыше 60 проб. При номинальном режиме работы установки содержание водорода в газах не превышало $0,2 \times 10^{-3}\%$, оксид углерода и метан не обнаруживались. В ходе испытаний температура за мельницей сознательно завышалась на десятки градусов, вплоть до 120°C, на время от нескольких минут до 1 ч. Максимальное содержание указанных компонентов было следующим: оксид углерода – $2,5 \times 10^{-3}\%$, водород – $11,8 \times 10^{-3}\%$, метан – $1,2 \times 10^{-3}\%$. Опыты проводились при размоле азейского и ирша-бородинско-

го бурых углей и черемховского каменного марки Д отдельно и в смесях.

Даже не располагая экспериментальными данными, авторы [1] имели возможность проявить больше взвешенности в оценках. Температура горячего воздуха при его контакте с влажным топливом на входе в мельницу резко снижается, поэтому нет оснований ожидать интенсивного выхода продуктов пиролиза топлива. Легко найти количество летучих, которое снижает содержание кислорода в пылесистеме, как утверждает, до взрывобезопасного. При содержании кислорода 16% добавка летучих должна составлять 30% объема воздуха. Чем не простой и дешевый способ получения горючего газа! Известно, что смесь горючих газов с воздухом взрывается от искры слабого электрического разряда, не способного воспламенить пылевоздушную смесь. Раскаленный уголь в тлеющих отложениях пыли – безусловно, надежный источник зажигания газовых смесей. Следовательно, были бы неизбежными очень частые взрывы большой разрушительной силы, учитывая, что максимальное давление и скорость его нарастания при газовых взрывах выше, чем при взрывах пыли.

Заключительная часть [1], которую, очевидно, надо рассматривать как выводы, содержит два положения. Первое – температурные ограничения за установкой необходимы для автоматизации процесса пылеприготовления. Вот так! Не автоматизация для поддержания заданных параметров, а наоборот.

Второе – в Правилах взрывобезопасности должны иметь место рекомендации по максимально допустимым значениям температуры в зависимо-

сти от группы взрывоопасности топлива. Это и есть, надо полагать, главный, за неимением других, аргумент против обязательного требования по ограничению температуры за мельницей. Что означает, если предложенная авторами [1] классификация топлива по взрывоопасности не согласуется с опытом эксплуатации, закрепленным в Правилах, как показано в [7], то тем хуже для Правил. Но если “рекомендации” – вместо “требований”, то нет и Правил, обязательных для исполнения, со всеми отрицательными последствиями в эксплуатации пылеприготовительных установок.

Список литературы

1. *О температуре пылевоздушной смеси за пылеприготовительной установкой* / Толчинский Е. Н., Киселев В. А., Колбасников В. А., Яковлев В. С. – Электрические станции, 2000, № 3.
2. *Правила взрывобезопасности топливоподач и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива*. М.: ПМБ ВТИ, 1990.
3. *ГОСТ 12.1.044-89. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения*.
4. *Виленский Т. В., Хзмалян Д. М.* Динамика горения пылевидного топлива. М.: Энергия, 1978.
5. *Кушнарченко В. В., Гродинская Л. А.* Влияние пониженного содержания кислорода на взрываемость и самовоспламенение топливной пыли. – Теплоэнергетика, 1987, № 2.
6. *Исследование системы пылеприготовления с ШБМ без взрывных предохранительных клапанов в помещении котельного цеха* / Елизаров В. В. и др. – Теплоэнергетика, 1990, № 2.
7. *Дудоров Ю. Д.* О новом методе оценки взрывоопасных свойств пыли энергетических топлив и о температуре пылегазовоздушной смеси за мельницей (сепаратором). – Электрические станции, 2000, № 3.

Технология пуска дубль-блока СКД мощностью 300 МВт из холодного состояния с использованием стороннего пара

Радин Ю. А., Гомболевский В. И., кандидаты техн. наук, Рыжков Ф. Е., Соколов В. Г., Мельников А. В., Майстер Б. М., Темеров Н. А., инженеры

ВТИ – Конаковская ГРЭС

В связи со спадом в последние годы энергопотребления возросло относительное число пусков энергоблоков СКД мощностью 300 МВт после длительного простоя в резерве, когда характерные температуры цилиндров высокого и среднего давления турбины, определяющие продолжительность пусковых операций (предварительного прогрева, разворота, нагружения), не превышают 80 – 100°C.

Для таких режимов в [1] на частичной частоте вращения турбины предусмотрен специальный этап прогрева ротора среднего давления, необходимый для того, чтобы исключить опасность его

хрупкого разрушения при повышении частоты до номинальной. Исследованиями свойств роторных сталей (например, Р2М, Р2МА, ЭИ415), из которых изготовлены, в частности, роторы среднего давления (РСД) турбин К-300-240 ЛМЗ и ХТГЗ, удалось определить критическую температуру хрупкости этих сталей, значение которой в зависимости от содержания феррита в поковке цилиндра турбины может достигать 140°C для роторов, продолжительность эксплуатации которых близка к парковому ресурсу (примерно 10^5 ч). Критерием завершения предварительного прогрева РСД $t_{рсд}$ может служить среднеарифметическое значение

наружных температур стенки корпуса ЦСД в сечении паровпуска (верх, низ) и фланца корпуса цилиндра (слева, справа), которая приблизительно соответствует температуре расточки ротора.

Турбины К-300-240 ЛМЗ Конаковской ГРЭС, на энергоблоках которых проводились испытания, отработали более 30 лет, поэтому для них проблема преодоления хрупкого разрушения является весьма актуальной.

Предусмотренный действующими инструкциями предварительный прогрев ротора среднего давления в течение 90 мин при частоте вращения $n = 800$ об/мин паром из ЦВД (совмещенный прогрев ЦВД и ЦСД) малоэффективен и не позволяет прогреть ротор среднего давления до температур более (определяется по температуре верхней образующей корпуса ЦСД) $120 - 130^\circ\text{C}$ при значительных, существенно превышающих рекомендованные, затратах времени на прогрев, даже с “ухудшенным” вакуумом в конденсаторе (примерно 550 мм рт. ст. или абсолютное давление $- 25 - 28$ кПа). Реальная продолжительность такого прогрева (примерно до $130 - 150^\circ\text{C}$) составляет на практике не менее 4 ч, что приводит в эксплуатации к задержкам включения блока в сеть и значительно увеличивает потери топлива при пусках блока.

Первоначально данный этап прогрева предлагалось начинать еще до розжига горелок котла с использованием для этой цели стороннего пара из коллектора собственных нужд (КСН). Впервые испытания по отработке такой технологии были проведены на блоках 300 МВт Кармановской ГРЭС. В этих испытаниях исследовались режимы прогрева ЦСД как при прогреве паром, подаваемым на концевые уплотнения турбины, так и при прогреве паром, подаваемым через РУ 40/13 (обратным ходом) в систему промежуточного перегрева пара и затем – в проточную часть ЦСД. Последний способ позволяет одновременно прогреть ЦВД турбины до $180 - 200^\circ\text{C}$ расходом пара через дренажи цилиндра и дренажи перепускных труб между регулирующими клапанами ЦВД и цилиндром.

Примерно за 12 ч прогрева через концевые уплотнения температура металла цилиндра среднего давления возросла с 28 до 80°C при максимальной достигнутой скорости прогрева $0,25^\circ\text{C}/\text{мин}$ (в период “углубления” вакуума с 550 до 650 мм рт. ст. или снижения абсолютного давления с 25 до 15 кПа) Подача стороннего пара из КСН с температурой примерно 250°C в ЦСД через систему промперегрева, из-за дополнительного его охлаждения в необогреваемом промежуточном пароперегревателе котла (до $160 - 180^\circ\text{C}$), не позволила повысить эффективность прогрева цилиндра. Таким образом, общее время прогрева корпуса цилиндра среднего давления до $130 - 150^\circ\text{C}$ указан-

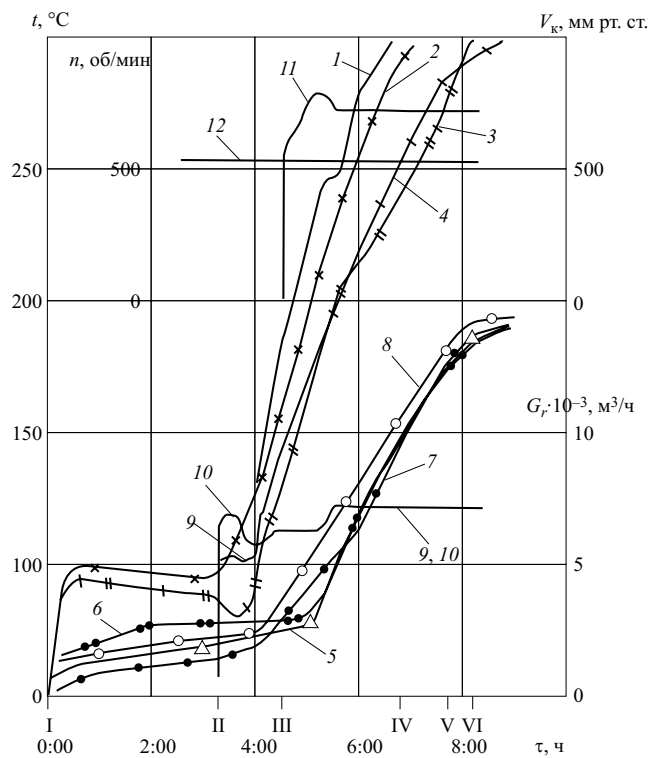


Рис. 1. Прогрев паропроводов и ЦСД турбины ст. № 3 при пуске из холодного состояния (режим 1):

I – подача стороннего пара; *II* – розжиг горелок; *III* – толчок ротора; *IV* – окончание требуемого прогрева ЦСД; *V* – закрытие РУ 40/13; *VI* – толчок через ЦВД; 1, 2 – температура металла ГПП до ППГ А, В; 3, 4 – температура металла ГПП за ППГ А, В; 5, 6 – температура металла корпуса ЦСД (верх, низ); 7, 8 – температура фланцев ЦСД (слева, справа); 9, 10 – расход газа G_r (к. А, Б); 11 – обороты турбины; 12 – вакуум в конденсаторе

ным ранее способом составило 4 – 5 ч при максимальной скорости прогрева примерно $0,4^\circ\text{C}/\text{мин}$.

Анализ результатов проведенных испытаний показал, что для интенсификации предварительного прогрева ротора среднего давления сторонним паром необходимо совместить эти операции с режимом “горячей” отмычки первичного тракта котла, т.е. повысить скорость прогрева корпуса цилиндра и ротора за счет повышения температуры пара из КСН, подаваемого через обогреваемый промежуточный пароперегреватель.

Предлагаемая технология прогрева ЦВД и ЦСД подачей стороннего пара из КСН через РУ 40/13 и систему промперегрева в режиме горячей отмычки котла была реализована на блоках 300 МВт Конаковской ГРЭС (рис. 1 – 3). При пуске блока № 3 (см. рис. 1) прогрев ЦВД турбины через его дренажи (обратным ходом) проходил относительно быстро, конечная температура металла корпуса ЦВД в сечении паровпуска к моменту окончания прогрева РСД составила примерно 180°C . Подача пара в ЦСД была осуществлена при достижении температуры металла концевых уча-

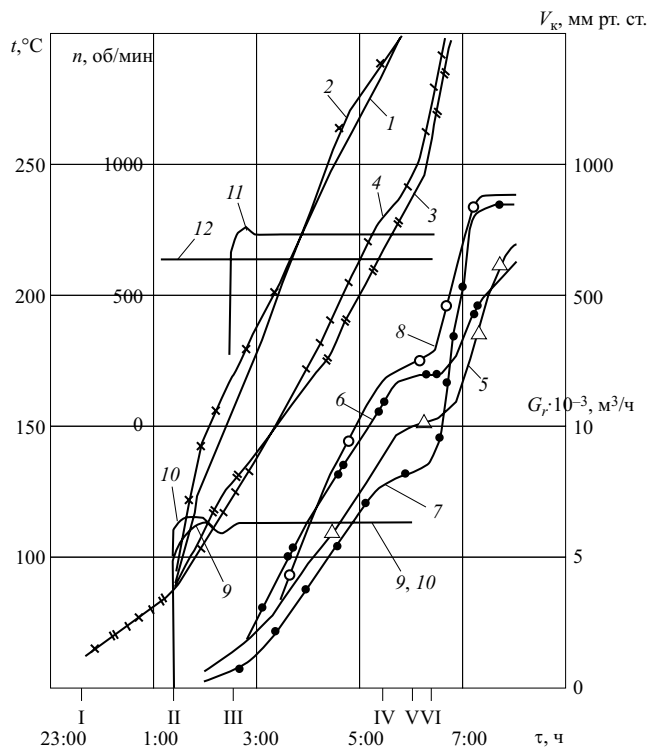


Рис. 2. Прогрев паропроводов и ЦСД турбины ст. № 3 при пуске из холодного состояния (режим 2):

условные обозначения см. рис. 1

стиков горячих паропроводов 150 – 160°C примерно через 1 ч после розжига. В результате выполненной подфорсировки котла примерно с 17 до 22% номинального расхода газа (после окончания “горячей” отмывки и повышения параметров пара) требуемого уровня температуры РСД (150°C) достигли уже через 140 мин после подачи пара при средней скорости прогрева металла 0,67°C/мин (по температуре металла корпуса ЦСД в сечении паровпуска).

Во время другой растопки того же котла (см. рис. 2) при меньшем уровне подфорсировки (с 14,5 до 17% номинального) продолжительность прогрева ЦСД составила уже 180 мин при снижении максимальной скорости прогрева примерно до 0,5°C/мин (рис. 2). Следует отметить, что увеличение продолжительности прогрева паропроводов системы промежуточного перегрева сторонним паром до розжига горелок (в течение 1 – 2 ч) практически не влияет на температуру металла концевых участков ее горячих паропроводов перед подачей пара в ЦСД.

В обоих рассмотренных пусках предварительный прогрев ЦСД осуществлялся примерно при одной и той же промежуточной частоте вращения турбины 800 об/мин и “ухудшенном” вакууме в конденсаторе 550 – 650 мм рт. ст. (абсолютное давление 25 – 15 кПа). При этом клапан РУ 40/13 был полностью открыт, а давление и температура

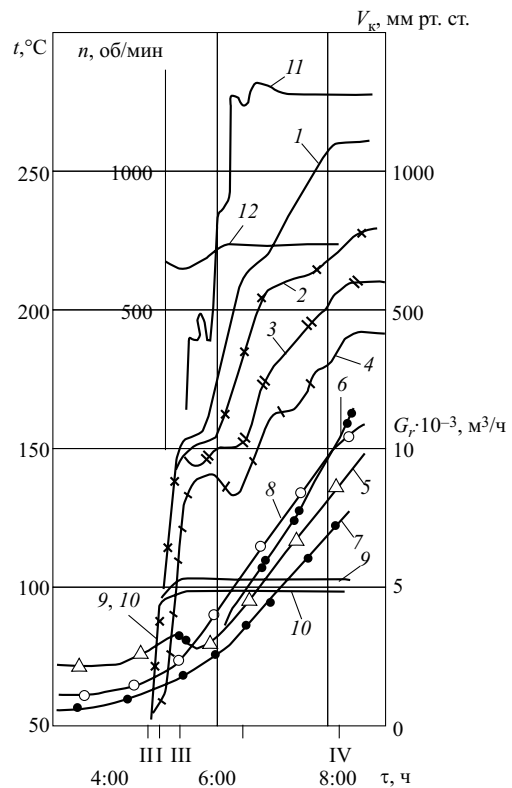


Рис. 3. Прогрев паропроводов и ЦСД турбины ст. № 4 при пуске из холодного состояния (режим 3):

условные обозначения см. рис. 1

пара в КСН поддерживались на уровне 0,88 – 1,08 МПа (9 – 11 кгс/см²) и примерно 250°C соответственно в течение всего этапа прогрева ЦСД.

Из анализа результатов испытаний также следует, что за счет совмещения операций по “горячей” отмывке котла и прогрева ЦВД и ЦСД турбины сторонним паром из КСН на промежуточной частоте вращения ротора турбины 800 об/мин можно существенно (на 1,5 – 2 ч) сократить продолжительность растопки. Расчетная экономия условного топлива от внедрения новой технологии по оценке составляет: 38 т для пусков из длительного резерва (25 – 30 сут) и 140 т за один пуск для пусков после капитальных ремонтов.

Общим недостатком этих режимов является повышенный уровень температуры основного конденсата перед БОУ (45 – 60°C) как следствие “ухудшенного” вакуума в конденсаторе во время прогрева. Однако с углублением вакуума до 600 – 650 мм рт.ст. (абсолютное давление – 20 – 15 кПа) при том же расходе пара через ЦСД возрастает и частота вращения турбины, что связано с уменьшением потерь на трение и вентиляцию последних ступеней ЦНД, снижая тем самым нагрев последних ступеней. Поэтому для повышения надежности турбины при использовании предлагаемой технологии предварительный прогрев ЦСД целесообразно проводить при более вы-

сокой частоте вращения турбины и более глубоком вакууме в конденсаторе [2].

Предварительный прогрев ЦВД и ЦСД турбины сторонним паром при повышенных частотах вращения и более глубоком вакууме турбины осуществлялся на блоке ст. № 4 Конаковской ГРЭС при пуске после длительного ремонта (см. рис. 3). Подача пара из КСН проводилась на начальном этапе пуска блока (до розжига горелок) через РУ 40/13 со стороны выхлопной части ЦВД турбины по отработанной технологии. Прогрев ЦВД турбины обратным ходом через дренажи проходил достаточно быстро (за 200 мин температура металла корпуса ЦВД достигла 185°C). К моменту подачи в него собственного пара с окончанием горячей отмывки котла (через 3 – 4 ч после начала прогрева) температура металла цилиндра стабилизировалась на уровне 190 – 200°C. Кроме того, после открытия во время проведения прогрева стопорных и регулирующих клапанов ЦВД турбины прогревался весь участок главных паропроводов от турбины до закрытых главных паровых задвижек (ГПЗ) через дренажи за ГПЗ. При этом органы паровпуска ЦВД (перепускные трубы, корпуса стопорных и регулирующих клапанов высокого давления) одновременно прогрелись до температуры 155°C за 150 мин.

Прогрев паропроводов системы промежуточного перегрева в течение первых 10 мин после розжига горелок и открытия задвижек на холодных нитках системы (ППХ) до 130 – 150°C также проходил достаточно быстро (рис. 4), однако после открытия сбросных задвижек на линиях отвода пара из горячего паропровода промперегрева (ГПП) в конденсатор температура выходных поверхностей промежуточного пароперегревателя и горячих паропроводов промперегрева возрастала медленнее, и вплоть до повышения частоты вращения турбины до 1300 об/мин оставалась на уровне температуры насыщения при давлении в паропроводах системы промежуточного перегрева. Сказанное подтверждает, что весь этап прогрева паропроводов системы ГПП проходил при малых расходах пара лишь за счет конденсации пара на внутренних поверхностях паропроводов со скоростью повышения давления в них.

Пар в ЦСД подали примерно через 30 мин после розжига горелок при температуре концевых участков ГПП 140°C. К этому моменту температура металла корпуса ЦСД уже увеличилась до 65 – 80°C за счет тепла пара, подаваемого на уплотнения турбины. После подачи пара в ЦСД и повышения частоты вращения ротора турбины средняя скорость прогрева корпуса составила примерно 0,48°C/мин, а примерно через 3 ч после толчка турбины среднеарифметическое значение температур наружных поверхностей корпуса ЦСД

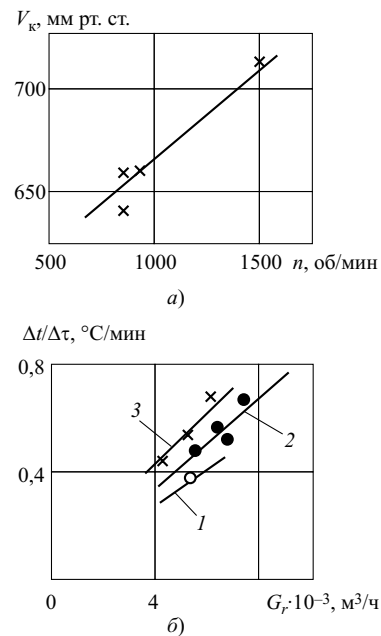


Рис. 4. Зависимость вакуума в конденсаторе от оборотов турбины (а) и скорости прогрева корпуса ЦВД от расхода газа в котле (б) при давлении стороннего пара в КСН:

1 – 9 кгс/см²; 2 – 10 кгс/см²; 3 – 11 кгс/см²

и фланцев достигло требуемого значения, равного 140°C.

Во время прогрева ЦСД вакуум в конденсаторе турбины изменялся от 660 до 720 мм рт. ст. (абсолютное давление 12 – 4 кПа), причем, на большей его части – в пределах 700 – 720 мм рт.ст. (абсолютное давление 7 – 4 кПа). Частота вращения ротора турбины менялась в относительно широких пределах: от 400 об/мин на начальном до 1300 об/мин на основном этапе прогрева.

Давление пара в КСН и уровень форсировки в корпусах котла во время прогрева практически не изменялись. При подаче пара в ЦСД (при полностью открытом клапане РУ 40/13, дренажах ЦВД и закрытых сбросах из ГПП) давление стороннего пара составляло 0,88 МПа (9,0 кгс/см²), а при увеличении частоты вращения турбины с 400 до 1300 об/мин давление возросло до 1,08 МПа (11,0 кгс/см²). Еще меньше изменялась форсировка (в среднем от 12,6 до 13,7% номинального расхода газа на корпус), так как прогрев ЦСД производился параллельно с “горячей” отмывкой котла. Низкое значение форсировки в основном и определило соответствующий низкий темп прогрева цилиндра среднего давления в этом опыте. Несмотря на это, получено максимальное сокращение общей продолжительности пуска (этапа после растопки котла) за счет сокращения выдержки (на 210 мин) на промежуточной частоте вращения турбины в режиме совмещенного прогрева расходом пара через ЦВД.

Полученное в опыте синхронное изменение частоты вращения турбины и вакуума в конденсаторе (рис. 4, а) указывает на постоянный расход подаваемого пара, т.е. при том же исходном расходе пара (без учета изменения его энтальпии) углубление вакуума в конденсаторе основной турбины приводит к росту частоты вращения ее ротора, что и было зафиксировано при испытаниях.

Расход пара при критическом истечении через клапан РУ 40/13 меняется пропорционально давлению пара в КСН (перед клапаном). Во всех проведенных на Конаковской ГРЭС опытах при изменении давления пара в диапазоне 0,88 – 1,08 МПа (9 – 11 кгс/см²) расход стороннего пара колебался в пределах 20%.

Существенное влияние на темп прогрева корпуса ЦСД оказывает уровень форсировки по топливу и связанная с этим температура подаваемого в турбину пара, что видно из рис. 4, б, где обобщены данные по скоростям прогрева, давлению подаваемого пара и уровням форсировки котла. Как следует из рис. 4, б, зависимость скорости прогрева корпуса ЦСД от уровня форсировки для каждого расхода пара близка к линейной. При максимальном расходе пара [$P_{\text{КСН}} = 1,08$ МПа (11 кгс/см²)] увеличение уровня форсировки на $1 \cdot 10^3$ м³/ч (2,63% номинального) приводит к увеличению скорости прогрева в среднем на 0,1°С/мин, т.е. 1% увеличения уровня форсировки приводит к 1% увеличению скорости прогрева.

Влияние исходного давления пара несколько больше. Так, при характерном для горячей отмывки уровне форсировки корпуса котла $G_r = 5 \cdot 10^3$ м³/ч (13% номинального) снижение давления в КСН примерно на 9% (с 11 до 10 кгс/см²) приводит к снижению скорости прогрева примерно на 10%, а при $G_r = 8,5 \cdot 10^3$ м³/ч (22% номинального) – на 14%.

При проведении режима прогрева целесообразно как можно раньше включать обогрев фланцев и шпилек ЦСД, что способствует интенсификации прогрева корпуса цилиндра. В одном из испытаний обогрев был включен примерно через 5 мин после подачи пара в ЦСД. Разность температур по ширине фланцев корпуса ЦСД не превышала при этом 30°С.

Таким образом, для ускорения прогрева ЦСД сторонним паром необходимо максимально повышать давление пара в КСН, а после окончания горячей отмывки следует увеличивать форсировку или даже проводить кратковременную перефорсировку до 20 – 22% номинального расхода топлива, а также своевременно включать обогрев фланцев и шпилек ЦСД.

При существующем ограничении расхода стороннего пара (не более 10 т/ч) повышение частоты вращения турбины с 800 до 1300 об/мин достигается в основном углублением вакуума в кон-

денсаторе турбины с 550 – 650 до 700 – 720 мм рт. ст. (абсолютное давление от 25 – 15 кПа до 7 – 4 кПа). Хотя это не приводит к заметному увеличению скорости прогрева ротора ЦСД, однако исключает повышение температуры конденсата после конденсатора сверх разрешенной для фильтров БОУ, что происходит при работе блока на “ухудшенном” вакууме 550 – 600 мм рт. ст. (абсолютное давление 25 – 20 кПа). Кроме того, углубление вакуума в конденсаторе не приводит к опасности чрезмерного разогрева лопаток последних ступеней ЦНД.

Предлагаемая технология предварительного прогрева ротора ЦСД турбины сторонним паром в условиях однобайпасной тепловой схемы может быть реализована при отсутствии в тепловой схеме блока обратного клапана на линии РУ 40/13. Это обстоятельство длительное время сдерживало внедрение указанной технологии на блоках Конаковской ГРЭС. В то же время применение указанного обратного клапана в схемах энергоблоков СКД мощностью 300 МВт, по нашему мнению, не обязательно, так как при закрытых стопорных и регулирующих клапанах ЦВД и отсечных клапанах ЦСД обеспечивается защита турбины от разгона ротора в случае поступления пара из КСН обратным ходом.

При полном открытии клапанов ЦСД и клапана РУ 40/13 в условиях поддержания давления в КСН на уровне 1,08 МПа (11 кгс/см²) и вакуума в конденсаторе 700 – 720 мм рт. ст. частота вращения турбины составила 1350 об/мин. Максимальная частота вращения ротора во всех случаях не должна превысить 2000 об/мин, так как при расходе пара холостого хода турбины 3 – 5% номинального (30 – 50 т/ч для турбин К-300-240) наибольший расход пара из КСН составляет в нашем случае 10 – 15 т/ч (1 – 1,5%). Кроме того, предусмотренные в тепловой схеме сбросные клапаны на линиях обеспаривания паропроводов промежуточного перегрева пара в конденсатор, управление которыми осуществляется из общей гидравлической схемы защит системы регулирования турбины, обеспечивают отвод этого пара в конденсатор помимо турбины.

Еще одним фактором, на который следует обратить внимание при внедрении технологии предварительного прогрева ЦСД сторонним паром при пусках из холодного состояния, является кратковременное повышение уровня вибрации подшипников турбины (при испытаниях на блоках Конаковской ГРЭС – вертикальная и поперечная составляющие виброскорости первого и шестого подшипников возрастали до 5 – 6 мм/с) в период повышения частоты вращения до 800 об/мин. Аналогичная вибрация наблюдалась и в режимах прогрева при подаче пара в ЦСД от растопочного расширителя.

Причиной этого является вынос небольшого количества скопившейся в концевых участках горячих паропроводов промперегрева влаги в ЦСД турбины (перед подъемными участками к отсечным клапанам турбины) в результате их прогрева и проскока из промежуточного пароперегревателя. Косвенным подтверждением этому является стабильный перегрев основной трассы горячих паропроводов промежуточного перегрева по отношению к концевым участкам ГПП при подаче пара в турбину через ЦСД и последующее снижение уровня вибрации до допустимого уровня.

В начальный период повышения частоты вращения турбины ($n = 300 \div 500$ об/мин) при относительно малых расходах (и скоростях движения) пара и в условиях отсутствия эффективного дренирования (дренажи установлены непосредственно за паровыми задвижками ГПП на расстоянии 7–8 м от подъемных участков к ЦСД) вся скопившаяся влага выносится паром в подъемные стояки и горизонтальные участки перед ними (после дренажей по ходу пара). При этом пар в соответствии со скоростью движения в паропроводе может захватывать образовавшийся конденсат. С повышением частоты вращения скорость потока пара возрастает и он выносит основную массу скопившейся влаги в проточную часть ЦСД, что вызывает повышение вибрации валопровода.

Для исключения этого явления на блоках Конаковской ГРЭС реализуется новая схема дренирования с установкой непосредственно перед подъемными участками к ЦСД дополнительных дренажей $d_y 30$ (в каждой нитке паропровода) с отводом их в расширитель дренажей турбины.

Следует отметить еще одну особенность, выявленную при одном из пусков блока ст. № 3 – значительную неравномерность температур промежуточных пароперегревателей корпусов котла. После двухчасовой выдержки температура основной трассы ГПП (до задвижки перед ЦСД) по корпусам А и Б составляла 250 и 180°C, а за ППГ – 215 и 100°C соответственно. По этой причине подачу пара в ЦСД осуществляли только через корпус А, а в корпус Б для догрева промежуточного пароперегревателя подавали пар от растопочного РОУ корпуса Б. Оптимальным является проведение прогрева ЦСД при параллельной растопке обоих корпусов котла по моноблочной схеме при подводе греющего пара от обоих растапливаемых корпусов. В случае задержки прогрева системы промперегрева одного из корпусов рекомендуется дополнительно открывать на этом корпусе сбросные линии до запорных задвижек. При этом, обязательным условием подачи пара в турбину является догрев концевых участков ГПП не менее чем до 115°C, что является признаком достаточного перегрева пара по отношению к температуре на-

сыщения в проточной части турбины. Остальные характеристики прогрева корпуса ЦСД и тракта ГПП соответствовали в рассматриваемом пуске полученным ранее зависимостям (см. рис. 4), что подтверждает эффективность данной технологии.

Предлагаемый способ предварительного прогрева ЦСД можно легко автоматизировать. Для энергоблока ст. № 8 Конаковской ГРЭС при модернизации блочной АСУ ТП разработан специальный алгоритм автоматического управления подводом стороннего пара от КСН для прогрева паропроводов системы ГПП и собственно ЦСД в составе общей программы логического автомата управления турбоустановкой при пусках из всех тепловых состояний, включая и пуски из холодного состояния, когда исходная температура металла высокотемпературных цилиндров меньше 100°C.

Выводы

1. Опытным путем показано, что использование технологии предварительного прогрева ЦВД и ЦСД турбины К-300-240 ЛМЗ сторонним паром из КСН через РУ 40/13 при совмещении его с режимом горячей отмывки котла существенно (от 1,5 до 3,5 ч) сокращает продолжительность растопки котла и последующего нагружения блока.

2. Подачу стороннего пара в котел необходимо производить непосредственно перед розжигом, для дубль-блоков сразу в два корпуса. Для интенсификации прогрева необходимо максимально повысить давление в КСН, а после окончания горячей отмывки сразу же увеличить уровень форсировки или на период прогрева проводить кратковременную перефорсировку.

3. Прогрев ротора среднего давления при повышенной частоте вращения (1300 об/мин) дает возможность вести режим прогрева без ухудшения вакуума в конденсаторе, что повышает надежность последних ступеней ЦНД и снижает температуру основного конденсата перед БОУ до допустимого уровня (ниже 45°C).

4. Для повышения надежности работы турбины с целью исключения возможных забросов влаги в ЦСД при подаче пара и повышении частоты вращения рекомендуется на участках горячих паропроводов промежуточного перегрева непосредственно перед подъемными участками к ЦСД установить дополнительные дренажи.

Список литературы

1. Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову блока мощностью 300 МВт с турбиной К-300-240 ЛМЗ. СПО СТЭ, 1980.
2. Повышение эффективности предварительного прогрева системы промежуточного перегрева при пусках блока 250 МВт / Плоткин Е. Р., Куличихин В. В., Радин Ю. А. и др. – Электрические станции, 1990, № 11.

Повышение надежности ступеней пароперегревателя от промежуточных до выходной

Холщев В. В., инж.

Фирма ОРГРЭС

Оптимизации регулирования температуры пара – этому чисто эксплуатационному вопросу не уделяется должного внимания непосредственно на объектах при том, что всего лишь одними режимными мерами, не прибегая к дорогостоящей реконструкции котельного агрегата, проблема снижения температуры пара по тракту решается относительно просто даже в случае завышенной поверхности нагрева. Это утверждение справедливо, прежде всего, в отношении барабанных котлов.

Режимные карты, оказывающие обслуживающему персоналу помощь при работе котла в стационарных условиях, ориентированы исключительно на газовоздушный и топливный тракты и в них, как правило, отсутствуют указания по поддержанию определенной температуры пара хотя бы в одной контрольной точке тракта, указывается лишь температура пара на выходе. Оперативному персоналу предоставляется “свобода” выбора пути к достижению температуры свежего пара, и путь этот чаще всего не оптимальный.

Решение задачи оптимизации регулирования тесно связано с правильным подбором регулирующих клапанов узла впрысков. Правильному подбору арматуры также не уделяется внимания, и персонал зачастую не в состоянии ответить на вопрос, какому “исполнению” соответствует тот или иной установленный клапан.

Из поверхностей нагрева к наиболее повреждаемым относится пароперегреватель, на который

приходится более половины общего числа повреждений. Исследования металла вырезанных образцов показывают, что основной причиной повреждений змеевиков является длительное превышение допустимой температуры стенки. Анализ эксплуатационных данных, собранных, прежде всего, по результатам испытаний пароперегревателей котлов различных типов, показывает, что температурный режим пароперегревателя, как правило, расходится с расчетным. При конструкторском расчете поверхность пароперегревателя часто оказывается завышенной.

Для прямоточного котла с подвижным соотношением расходов топливо – вода некоторая неувязка в определении величины поверхности нагрева может быть снивелирована при регулировании температуры пара корректировкой расхода воды. На барабанном же котле с жесткой зависимостью расхода пара от расхода топлива ошибка в определении величины поверхности нагрева может иметь более серьезные последствия.

В случае заниженной поверхности проблема регулирования с помощью впрысков предельно упрощается, в случае завышенной – задача оптимизации регулирования температуры пара выдвигается на первый план. Распространенный пример нерационального использования впрыскивающих пароохладителей (ВПО) показан на рис. 1.

График 1 показывает довольно распространенное распределение температуры пара от насыщения t_s до номинального значения t_0 . Здесь же пунктиром изображена прямая линия предельно допустимой температуры пара (график 2), определяемой котельным заводом по результатам расчета температуры стенки. Из графика 2 следует, во-первых, что для выходной ступени КПП запас по температурам близок нулевому, и, во-вторых, этот запас тем больший, чем ближе к барабану расположена поверхность. Этот благоприятный фактор используется, позволяя поддерживать повышенную температуру пара за первой (обычно это радиационный пароперегреватель) поверхностью. В реальных условиях пароперегреватели эксплуатируются по графику 1 с высокими температурами пара в промежуточных точках – выше допустимой в отдельных поверхностях нагрева.

Известно, что приоритетное внимание на электростанциях уделяется температуре свежего пара, поддержание номинального значения которой лег-

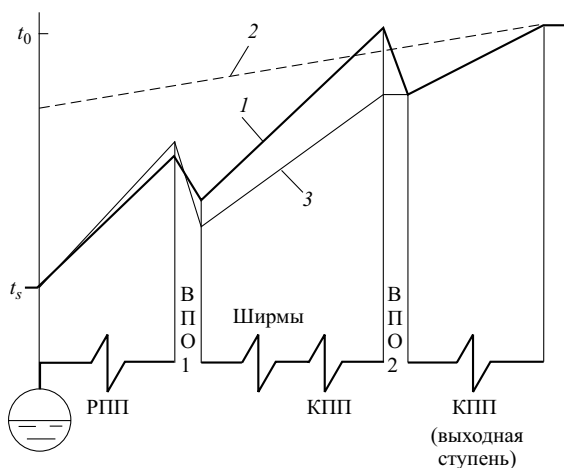


Рис. 1. Температура пара по тракту пароперегревателя:

1 – высокий уровень температур; 2 – уровень предельно допустимых температур; 3 – минимальный уровень температур

ко выполняется автоматическим регулированием с помощью пароохладителя, установленного перед выходной ступенью КПП. В то же время последовательный рост температуры пара от насыщения до номинала, как видно из того же рис. 1, может проходить по различным траекториям. Согласно, например, графику 3 минимальный уровень температур выстраивается, если все требуемое количество впрыскиваемой воды направить только на первый впрыск при закрытом втором. И наоборот, наиболее неблагоприятный случай наблюдался бы при выключенном первом. В такие же неблагоприятные условия попадает пароперегреватель, если заводом был предусмотрен всего один ВПО, установленный к тому же перед выходной ступенью КПП, как, например, на котле ТП-47.

Преобладающему распределению температур пара по тракту неоптимальным образом есть объяснение. Окончательная подрегулировка температуры свежего пара должна была бы выполняться с помощью конечного впрыска с небольшим рабочим перепадом температур, равным $5 - 10^\circ\text{C}$. Именно такой диапазон температур выбирается при тепловом расчете котла. Однако осуществить поддержание столь малого перепада сложно хотя бы по той причине, что он граничит с точностью измерения. Реальный перепад в несколько раз превышает расчетный и может достигать 50°C и выше. Конечный впрыск в силу расположения ВПО перед выходной ступенью КПП работает с более высокой, чем предыдущий впрыск, эффективностью, обусловленной, в первую очередь, максимальным перепадом давления в регулирующем клапане впрыска ($\Delta P_{\text{кл}} = 1,0 \div 1,5 \text{ МПа}$ в зависимости от сопротивления линии). К тому же в этом месте парового тракта каждая единица расхода воды снижает перегрев гораздо интенсивнее из-за максимальной разности температур между паром и впрыскиваемым конденсатом. Установка регулирующего клапана, как правило, с большой площадью проходного сечения приводит к тому, что режим пароперегревателя ведется по температурному графику заведомо выше графика 3 на рис. 1.

Поддержание номинального значения температуры пара за котлом не должно решаться в ущерб предыдущим поверхностям нагрева. В отличие от выходной ступени КПП, повысить надежность которой можно не иначе как только снизив гостированное значение температуры свежего пара, в отношении остальных поверхностей, расположенных между ВПО, проблема надежности решается менее радикальным способом.

Если повреждения змеевиков носят регулярный характер и одновременно имеет место большой перепад температур на последнем ВПО, то этот перепад следует понизить до минимума, вплоть до закрытия регулирующего клапана, по-

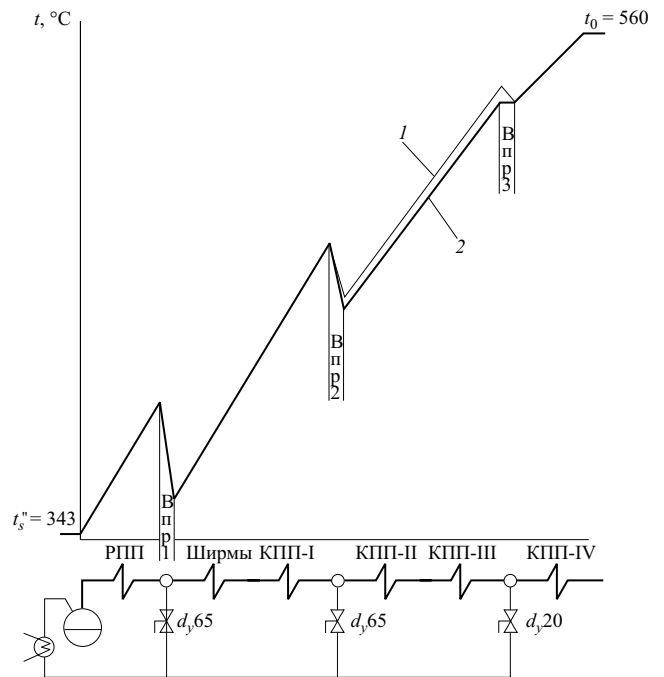


Рис. 2. Температура пара по тракту пароперегревателя котла ТГМЕ-464

1 – вариант расчета 1; 2 – вариант расчета 2

скольку он не обеспечивает минимальный диапазон регулирования. В этом случае автоматическое регулирование температуры свежего пара переводят на предыдущий ВПО, допуская инерционность регулирования. Напрашивающийся прием – вместо закрытия поставить последний впрыск в, так называемый, “стерегущий режим”, в принципе можно было бы рекомендовать, но в этом случае регулирующая арматура должна отвечать самым высоким требованиям, и, в первую очередь, относительно минимального пропуска клапана в закрытом положении.

Если в схеме пароперегревателя предусмотрена установка трех ВПО, то следует стремиться к упрощению регулирования за счет сокращения задействованных в работу впрысков до двух. При этом первый ВПО, установленный за радиационным пароперегревателем (РПП), должен обеспечить максимальное снижение температуры.

Задача понижения уровня температур пара путем оптимизации регулирования должна в каждом конкретном случае решаться в такой последовательности. Прежде всего, необходимо провести испытания с определением тепловосприятия поверхностей нагрева, расположенных между ВПО, и выходной ступени. По результатам испытаний построить температурный график таким образом, чтобы с помощью ВПО достигалось оптимальное снижение температур пара по тракту с учетом сказанного. Температурный график будет являться заданием для заключительного этапа – теплогидрав-

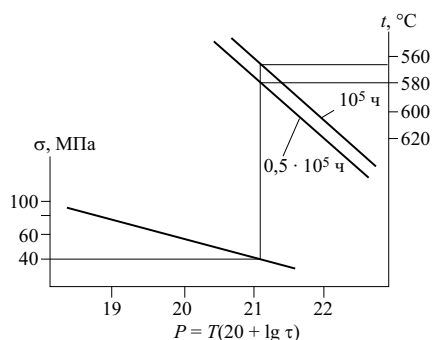


Рис. 3. Зависимость длительной прочности труб пароперегревателя из стали 12X1MF от параметра Ларсона-Миллера при различных температурах

лического расчета фактической схемы впрысков, на основании которого осуществляется подбор клапанов.

Практическое решение проблемы надежной эксплуатации пароперегревателя рассмотрим на примере котла ТГМЕ-464 паропроизводительностью 500 т/ч Саранской ТЭЦ-2. По ходу пара установлено три ВПО на каждую нитку. Все впрыски были задействованы в работу, что, однако, не предотвратило повреждений змеевиков всех четырех ступеней КПП. Станция неоднократно принимала решение о снижении температуры свежего пара последовательно на 5, 10 и 15°C, однако повреждения продолжались. Обследованием было выявлено, что как подбор регулирующих клапанов, так и распределение впрысков по тракту имело неупорядоченный “стихийный” характер. Испытаниями определили фактическое тепловосприятие пароперегревателя и построили оптимальным образом температурный график, который и послужил заданием для расчета клапанов впрысков (рис. 2).

Были выполнены два варианта расчета: с включенным (вариант 1) и отключенным третьим впрыском (вариант 2). В варианте 1 перепад температуры пара на ВПО-3 приняли равным 7°C, что соответствует расходу воды на впрыск около 1%. Определив расчетные расходы воды на каждый впрыск, дальнейший расчет клапанов для впрысков-2, -3 был проведен с коэффициентом запаса по расходу 2 согласно требованиям нормативного метода [1]. Для впрыска-1 указанный коэффициент не вводится. Радиационная часть пароперегревателя имеет развитую поверхность нагрева, температура пара за которой составила в опытах 400°C, и чтобы с помощью впрыска-1 ее понизить более чем на 40°C, потребуется клапан с максимальной пропускной способностью.

Результатирующие данные расчета приведены в табл. 1. Следует отметить большой суммарный расход воды на впрыски, который в обоих вариантах составил 17%. Это объясняется завышенной

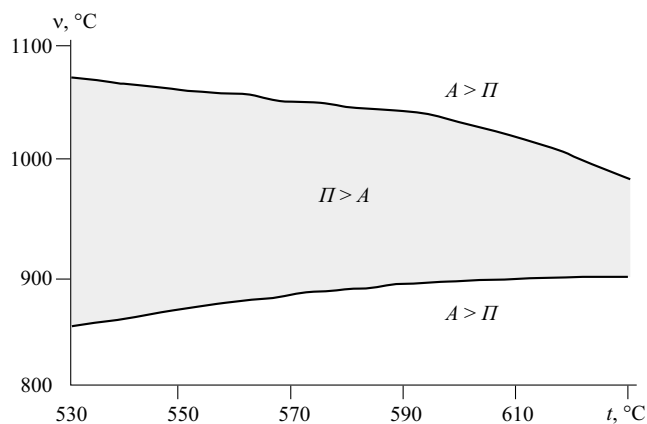


Рис. 4. Области соотношений коррозионной стойкости сталей 12X1MF и 12X18H12T в зависимости от температур наружной поверхности трубы и продуктов сгорания мазута:

П > А – перлит более коррозионно-стойкий; А > П – аустенит более коррозионно-стойкий

поверхностью пароперегревателя и работой котла на газе.

Взамен игольчатых клапанов по чертежам ОРГРЭС станция изготовила и установила поворотно-дисковые с площадью проходных сечений согласно результатам расчета. Проверить в работе вариант 1 не удалось из-за качества изготовления клапанов впрыска-3, и вопрос об эффективности регулирования клапаном со столь малым проходным сечением остался открытым. Котел перевели на работу по варианту 2, который к тому же предпочтительней варианта 1, поскольку задействованы не три, а два впрыска, и температурный режим проходит несколько ниже.

Проблема надежности первых трех ступеней КПП котла ТГМЕ-464 была решена, повреждений змеевиков в течение продолжительного времени эксплуатации не наблюдается. Что касается выходной ступени КПП, то единственный способ повысить ее надежность заключается в снижении температуры свежего пара. Снижение перегрева всего на 10°C повышает ресурс почти вдвое, что видно из рис. 3 [2]. Приведенное напряжение от внутреннего давления для выходной ступени КПП равно примерно 40 МПа. Снижение температуры стенки с 580 до 567°C повышает срок эксплуатации с 50 до 100 тыс. ч. Многие станции держат пониженную температуру пара за котлом на уровне 555 – 550 – 545°C вместо регламентированной 560°C по ГОСТ 3619-89.

Такое решение представляется обоснованным. В отечественной энергетике аналогичное решение уже принималось, когда в 1971 г. согласно [3] понизили температуру пара на барабанных котлах с промперегревателем с 570 до 545°C, а без промперегревателя с 570 до 560°C. Последняя, однако, остается завышенной и не случайно в [2] делается вывод, что структура и свойства металла выход-

Т а б л и ц а 1

Параметр	Вариант 1			Вариант 2	
	впрыск 1	впрыск 2	впрыск 3	впрыск 1	впрыск 2
Номинальная паропроизводительность котла (для одного потока) D_0 , кг/ч	250 000				
Температура пара до пароохладителя t' , °С	400	469	537	400	469
Температура пара за пароохладителем t'' , °С	357	445	530	357	440
Расчетный расход воды на впрыск (на один поток) $G_{впр}$:					
кг/ч	31 000	9200	2400	31 000	11 600
%	12,4	3,7	0,9	12,4	4,6
Максимальный расход воды на впрыск $G_{макс}$, кг/ч	31 000	18 400 ($K = 2$)	4800 ($K = 2$)	31 000	23 200 ($K = 2$)
Перепад давления на регулирующем клапане $\Delta P_{кл}$, МПа	0,27	0,87	1,15	0,27	0,79
Максимальная пропускная способность регулирующего клапана $K_{v\max}$, м ³ /ч	21,4	7,1	1,6	21,4	9,4
Исполнение регулирующего клапана	Основное	03	04	Основное	02
Условный диаметр клапана d_y , мм	65	65	20	65	65
Площадь проходного сечения клапана F , см ²	6,5	2,2	0,4	6,5	2,9

Примечание. K – коэффициент запаса.

ных ступеней КПП из стали 12Х1МФ не обеспечивают надежной эксплуатации в течение расчетного срока и после 60 – 70 тыс. ч змеевики заменяются.

По результатам совместных испытаний пароперегревателя котла ТГМЕ-464 температура наружной стенки змеевиков КПП ниже 600°С (ЦКТИ, Т. В. Махрова). Расчет выполнен на основании экспериментальных данных. При этом утонение стенки наиболее развернутых змеевиков составило 50% исходной толщины 6,0 мм примерно за 50 тыс. ч эксплуатации котла. Такой результат расходится с рекомендуемыми данными [4], согласно которым суммарная глубина коррозии за 100 тыс. ч при работе котла на мазуте составляет всего 1,3 мм (табл. 2). Коррозия протекает значительно интенсивнее.

Со дня выхода в свет [3] прошло 30 лет – срок более чем достаточный, чтобы признать, что снижение в свое время температуры пара до 560°С было решением половинчатым, и для повышения срока службы труб выходной ступени КПП до 100 тыс. ч было бы логичным понизить эту температуру еще на 10°С. Принятая на основании указаний [5] температура наружной поверхности труб 585°С как предельно допустимая для стали 12Х1МФ является также завышенной, не соответствующей расчетному сроку службы 100 тыс. ч с вытекающими отсюда негативными, хотя и отдаленными, последствиями.

На барабанных котлах (без промперегревателя) в выходной ступени КПП иногда применяется сталь 12Х18Н12Т. Допустимая температура наружной поверхности трубы из этой стали состав-

ляет 610°С. Однако при работе на мазуте более качественная сталь оказалась столь же подвержена коррозии, как и перлитная. На интенсивности коррозии сказываются температура газов и температура металла, и при определенных условиях перлитная сталь в коррозионном отношении оказывается даже более устойчивой по сравнению с аустенитной. На рис. 4 показана заштрихованная область, в которой в зависимости от температуры наружной поверхности трубы и продуктов сгорания перлитная сталь обладает преимуществом [6]. При температуре наружной стенки 570°С глубина коррозии аустенитной стали превышает глубину коррозии перлитной в диапазоне температур дымовых газов 850 – 1075°С, при более низкой температуре металла диапазон заштрихованной области расширяется. По-видимому, в эти условия и попадали аустенитные трубы диаметром 32/23 мм выходной ступени КПП котлов БКЗ-420/140 НГМ Петрозаводской ТЭЦ при работе на мазуте, след-

Т а б л и ц а 2

Среда воздействия	Глубина коррозии поверхности трубы, мм		
	наружной при температуре		внутренней при температуре
	580°С	600°С	
Продукты сгорания:			
высокосернистого мазута	0,64	0,96	–
природного газа	0,38	0,62	–
Водяной пар	–	–	0,33

ствием чего было их повреждение. Спустя 50 тыс. ч наработки в результате утонения стенки с наружной стороны толщина поврежденных труб достигла 1,5 мм. Согласно [4] в среде продуктов сгорания высокосернистого мазута ожидаемая глубина коррозии стали 12X18H12T при температуре наружной поверхности трубы 580°C за 100 тыс. ч составляет 0,4 и 0,67 мм при температуре наружной поверхности 600°C. На самом деле, аустенитная сталь ничуть не лучше противостоит ванадиевой коррозии, чем перлитная. Рекомендация понизить температуру пара до 550°C в этом случае распространяется и на трубы выходной ступени КПП из стали 12X18H12T.

Список литературы

1. *Гидравлический расчет котельных агрегатов*. Нормативный метод. М.: Энергия, 1978.
2. *Крутасова Е. И.* Надежность металла энергетического оборудования. М.: Энергоиздат, 1981.
3. *Эксплуатационный циркуляр № Т-4 / 71* по вопросам снижения температуры перегретого пара.
4. *РТМ 24.030.49-75*. Метод учета окиснообразования при расчете на прочность элементов поверхностей нагрева паровых котлов.
5. *Руководящие указания по учету жаростойкости легированных сталей для труб поверхностей нагрева паровых котлов*. М.: ЦНИИТМАШ, 1973.
6. *Отс А. А.* Коррозия и износ поверхностей нагрева котлов. М.: Энергоатомиздат, 1987.

ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ИНСТРУМЕНТ





- НАСОСЫ
- ДОМКРАТЫ
- СЪЕМНИКИ
- ПРЕССЫ
- НОЖНИЦЫ
- ГАЙКОРЕЗЫ
- ТРУБОГИБЫ
- ГАЙКОВЕРТЫ
- ЛЕБЕДКИ
- и др.

ЗАО "Энерпред-Гидравлик" тел./факс (095) 490-56-13, 490-07-52, 490-06-21 e-mail: enerpred-h@mail.ru, www.gidravlik.nm.ru

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Принципы нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях и программное обеспечение расчетов

Железко Ю. С., доктор техн. наук

АО ВНИИЭ

Расчеты потерь электроэнергии в сетях АО-энерго проводят для решения задач, которые можно разделить на две группы: внутриобъектные технико-экономические задачи и внешнеэкономические задачи, связанные с взаимодействием с внешними государственными и вышестоящими ведомственными организациями.

К внутриобъектным задачам относятся задачи повышения экономичности функционирования объекта, осуществляемые самим персоналом, эксплуатирующим объект: выявление очагов потерь, разработка мероприятий по их снижению, создание системы стимулирования персонала и т.п.

К внешнеэкономическим задачам относятся задачи обоснования уровня потерь для целей формирования тарифов на электроэнергию, устанавливаемых региональными энергетическими комиссиями (РЭК), и формирование отчетности перед соответствующими департаментами РАО “ЕЭС России”.

Для решения внутриобъектных задач требуется максимально возможная детализация расчетов с определением потерь в каждом элементе сети, выявлением зон повышенных технических и коммерческих потерь, технико-экономической оценкой целесообразности проведения конкретных мероприятий по их снижению и т.п. Эти расчеты могут проводиться лишь для ограниченной части сети (например, только для основной сети АО-энерго или только для сетей 6 – 10 кВ и т.п.). Результаты расчетов для этой части сети не теряют своей ценности, если расчеты для других частей сети пока не проведены.

К расчетам потерь для внешнеэкономических задач предъявляются принципиально другие требования, которые можно систематизировать в следующем виде:

расчет должен быть проведен для всех сетей АО-энерго. Расчет потерь только в части сетей не может быть использован для обоснования тарифа на электроэнергию, устанавливаемого для энерго-снабжающей организации в целом;

результаты расчета должны быть представлены в форме, обеспечивающей ясность обоснования, прозрачность структуры и динамики изменения потерь для неспециалиста в этой области. В отличие от внутриобъектных задач, пользователем ре-

зультатов расчетов которых является инженерно-технический персонал самого АО-энерго, результаты расчетов по обоснованию уровня потерь, учитываемого в тарифах, рассматривают сотрудники РЭК, которые не могут и не должны владеть всем объемом знаний и специфики электротехнических расчетов. Аналогичные требования предъявляются и к отчетности, представляемой в департаменты РАО “ЕЭС России”, так как она анализируется, в основном, экономическими и планирующими подразделениями, также не обязанными владеть спецификой электротехнических расчетов;

результаты расчетов должны содержать не только общий уровень потерь электроэнергии в сети, но и в обязательном порядке их структуру, а также оценку возможных резервов снижения каждой структурной составляющей, без чего, как будет показано далее, бессмысленно говорить о нормировании потерь;

и, наконец, расчеты должны иметь легитимный характер, в связи с чем важным обстоятельством является факт узаконенности программ подобных расчетов в виде сертификата или другого документа, подтверждающего их одобрение контролирующими организациями.

Понятие норматива потерь электроэнергии. Вначале приведем краткое изложение пояснений термина “норматив”, даваемых энциклопедическими словарями.

Под нормативами понимаются расчетные величины затрат материальных ресурсов, применяемые в планировании и управлении хозяйственной деятельностью предприятий. Нормативы должны быть научно обоснованными, прогрессивными и динамичными, т.е. систематически пересматриваться по мере организационно-технических сдвигов в производстве. Различают перспективные и текущие нормы. Для их установления на практике используются три метода: аналитико-расчетный, опытно-производственный и отчетно-статистический.

Аналитико-расчетный метод наиболее прогрессивен и научно обоснован. Он базируется на сочетании строгих технико-экономических расчетов с анализом производственных условий и резервов экономии материальных затрат. Опытно-

производственный метод применяется, когда невозможно провести прямые технические расчеты. Нормы выводятся на основании испытаний. Отчетно-статистический метод наименее обоснован. Нормы на очередной плановый период устанавливаются по отчетно-статистическим данным о расходе материалов за истекший период.

Хотя изложенное приведено в словарях для материальных ресурсов в широком плане, оно целиком отражает требования, предъявляемые к процедуре нормирования потерь электроэнергии. Вместе с тем, анализ многих публикаций, в названии которых содержатся слова “принципы нормирования”, показывает, что авторы неправомерно отождествляют расчет потерь с их нормированием. Нормирование потерь начинается после их расчета, на базе его результатов, но сам расчет потерь нормированием не является.

Далее излагаются основы аналитико-расчетного метода нормирования потерь электроэнергии и описывается программное обеспечение, удовлетворяющее требованиям, предъявляемым внешнеэкономическими задачами.

Структура потерь электроэнергии и принципы подхода к их нормированию. Разность между электроэнергией, поступившей в сеть (по показаниям счетчиков приема электроэнергии), и электроэнергией, отпущенной потребителям (по показаниям счетчиков отпуска электроэнергии), называют фактическими (отчетными) потерями электроэнергии.

Отчетные потери электроэнергии состоят из четырех составляющих с принципиально различными механизмами их формирования:

1) расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям (технических потерь электроэнергии) ΔW_T , обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части энергии в тепло;

2) расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций $W_{п.ст.}$, необходимого для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала;

3) недоучета электроэнергии (потерь) ΔW_y , обусловленного большими отрицательными погрешностями приборов ее учета у потребителей по сравнению с аналогичными погрешностями приборов, фиксирующих ее поступление в сеть. Погрешности приборов учета (включая трансформаторы тока и напряжения как составляющие измерительного комплекса) имеют двусторонние погрешности (плюс – минус), однако в силу ряда причин систематическая погрешность системы учета электроэнергии на объекте в целом (среднее значение интервала) имеет отрицательное значение, поэтому к ней применяется термин “потери”.

Следует отметить, что в нынешних условиях эксплуатации приборов учета недоучет электроэнергии оказывается существенным [1];

4) коммерческих потерь ΔW_k , обусловленных хищениями электроэнергии, несоответствием между показаниями счетчиков и оплатой за электроэнергию бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии.

В настоящее время расход электроэнергии на собственные нужды подстанций отражается в отчетности в составе технических потерь, а потери, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, – в составе коммерческих потерь. Это является недостатком существующей системы отчетности, так как не обеспечивает ясного представления о структуре потерь и о целесообразных направлениях работ по их снижению.

В соответствии с изложенным выражение для отчетных потерь запишем в виде

$$\Delta W_0 = \Delta W_T + W_{п.ст.} + \Delta W_y + \Delta W_k. \quad (1)$$

Технические потери могут быть рассчитаны на основании известных законов электротехники, так как все их составляющие имеют математические описания и алгоритмы расчета [2]. Применение известных методов оптимизации позволяет количественно оценить имеющиеся резервы их снижения. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций регистрируется счетчиками собственных нужд. Имеется и нормативный документ, устанавливающий нормы расхода [3], хотя и достаточно старый. Потери, обусловленные погрешностями учета, также могут быть рассчитаны, но на основании другого математического аппарата – теории вероятностей, определяющей вероятностные характеристики величины, являющейся композицией N случайных величин. Имеющиеся резервы их снижения также могут быть рассчитаны [1].

Коммерческие потери не имеют самостоятельного математического описания и, как следствие, не могут быть рассчитаны автономно. Их значение определяют как разницу между отчетными потерями ΔW_0 и суммой трех рассчитанных составляющих. Если рассчитаны фактические значения технических потерь и потерь, обусловленных погрешностями учета, то при известных значениях отчетных потерь ΔW_0 и расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций $W_{п.ст.}$ детерминировано определенными становятся и коммерческие потери. Если, например, $\Delta W_0 = 16,3\%$, а $\Delta W_T = 8,2\%$; $W_{п.ст.} = 0,3\%$ и $\Delta W_y = 1,2\%$, то коммерческие потери $\Delta W_k = 16,3 - (8,2 + 0,3 + 1,2) = 6,6\%$.

У каждой из четырех составляющих выражения (1) есть свое оптимальное значение, соответствующее минимуму целевой функции, включающей стоимость потерь и затраты на их снижение.

Даже для коммерческих потерь такой минимум существует: например, в США и Франции считается экономически нецелесообразным искать конкретные места хищений, если их объем не превышает 1 – 1,5% потребления энергии физическими лицами, так как затраты на поиск хищений в этом случае оказываются больше стоимости найденной электроэнергии. Тариф будет ниже, если включить в него разумную часть коммерческих потерь, чем затраты на их искоренение. В странах с низким уровнем жизни населения в тариф необходимо включать более высокую величину коммерческих потерь, так как в процесс хищений вовлечен гораздо больший круг лиц.

Допустим, что максимальные резервы снижения составляющих потерь, полученные с помощью оптимизационных расчетов, равны: $\delta W_T^0 = 0,7\%$, $\delta W_{п.ст}^0 = 0,1\%$, $\delta W_Y^0 = 0,8\%$ и $\delta W_K^0 = 5,1\%$. Тогда оптимальные значения составляющих формулы (1) составят $\delta W_T^0 = 7,5\%$, $W_{п.ст}^0 = 0,2\%$, $\Delta W_Y^0 = 0,4\%$ и $\Delta W_K^0 = 1,5\%$. Оптимальное значение отчетных потерь составит $\Delta W_0^0 = 7,5 + 0,2 + 0,4 + 1,5 = 9,6\%$. Эта величина и является перспективным нормативом.

Очевидно, что реализовать в короткий срок указанные резервы невозможно, так как для этого нужно провести ряд мероприятий, изыскать средства и т.п. Поэтому норматив на предстоящий квартал (год) следует определять, исходя из рассмотрения конкретных возможностей снижения составляющих потерь. Резервы снижения, которые могут быть реализованы в течение года, устанавливают по результатам совместного рассмотрения контролирующей организации и АО-энерго. Например, они были приняты следующими: $\delta W_T^0 = 0,03\%$, $\delta W_{п.ст}^0 = 0,05\%$, $\delta W_Y^0 = 0,08\%$ и $\delta W_K^0 = 1,0\%$. Тогда норматив потерь на предстоящий период (*текущий норматив*) будет установлен на уровне $\Delta W_{норм} = 16,3 - 0,03 - 0,05 - 0,08 - 1,0 = 15,14\%$.

В случае отсутствия перспективного норматива (полноценные расчеты резервов снижения потерь являются сложной задачей) целесообразно установить в директивном документе рекомендуемые экспертные значения коэффициентов снижения каждой составляющей. Такого документа в настоящее время нет. Более того, коммерческие потери, являясь объективной составляющей фактических потерь, в настоящее время не включаются в норматив. В связи с этим АО-энерго вынуждены искажать отчетные данные, включая все или большую часть коммерческих потерь в технические потери (табл. 1).

В настоящее время опубликованы нормативы ФЭК [4], носящие рекомендательный характер. Структура норматива потерь, рассчитанного по

этим нормативам для одного из АО-энерго, оказалась резко искаженной по сравнению с расчетом указанных ранее составляющих потерь по фактическим схемам и режимам сетей (табл. 2)

Как следует из изложенного, под нормативом общих потерь электроэнергии целесообразно понимать сумму нормативов четырех составляющих потерь, каждая из которых имеет самостоятельную природу и, как следствие, требует индивидуального подхода к определению приемлемого (нормального) уровня на рассматриваемый период. Норматив каждой составляющей должен определяться на основе расчета ее фактического уровня и анализа возможностей реализации выявленных резервов ее снижения.

Вместе с тем, во многих публикациях и даже руководящих документах приводятся определения норматива потерь, далекие от предельно ясной физики возникновения различных составляющих потерь и не способные служить основой для целенаправленной технической политики энергосбережения, например: “нормативом потерь является рассчитанное значение технических потерь” или то же самое, но “с учетом погрешностей учета” и т.п. Ошибкой таких определений является, с одной стороны, исключение из норматива коммерческих

Т а б л и ц а 1

Отчетные данные ОЭС Центра по фактическим потерям электроэнергии и показанным в отчетных данных как рассчитанные технические потери за 1997 г.

АО-энерго	Потери, %		
	фактические (суммарные)	из них технические	разность
Астраханьэнерго	11,6	11,6	0
Белгородэнерго	6,7	6,7	0
Брянскэнерго	12,4	12,4	0
Ярэнерго	10,8	10,8	0
Ивэнерго	8,2	8,1	0,1
Калугаэнерго	11,6	10,0	1,6
Костромаэнерго	14,8	14,8	0
Курскэнерго	10,7	10,7	0
Липецкэнерго	9,2	9,1	0,1
Мосэнерго	11,7	11,7	0
Нижновэнерго	12,5	12,5	0
Орелэнерго	10,6	10,6	0
Рязаньэнерго	17,6	17,6	0
Смоленскэнерго	12,9	12,9	0
Тамбовэнерго	13,0	8,2	4,8
Тулаэнерго	13,4	13,4	0
Тверьэнерго	14,4	9,2	5,2
Владимирэнерго	13,5	13,5	0
Волгоградэнерго	11,7	9,4	2,3
Вологдаэнерго	7,2	7,2	0
Воронежэнерго	12,5	12,2	0,3

потерь, являющихся такой же объективной составляющей общих потерь, как и технические потери, а с другой, – представление о том, что фактически сложившийся уровень технических потерь является нормальным.

Соотношение, приведенное в табл. 2, может оказаться характерным для многих энергосистем. Если со стороны РЭК не наблюдается понимания проблемы коммерческих потерь, энергоснабжающим организациям будет невыгодно раскрывать истинную структуру потерь и норматив потерь будет устанавливаться на основе субъективных суждений. Для преодоления этого барьера целесообразно использовать практику, при которой на момент “раскрытия” фактической структуры потерь в тариф включается весь их фактический уровень. При этом часть получаемых энергоснабжающей организацией средств предписывается направлять целевым образом на проведение мероприятий по снижению наиболее весомых составляющих потерь, план проведения которых согласуется вместе с утверждением тарифа. В нынешних условиях наиболее весомыми, скорее всего, будут коммерческие потери. При использовании же нормативов ФЭК с коммерческими потерями бороться не нужно – их в этом случае не существует.

Форма представления результатов расчета технических потерь электроэнергии. Из четырех составляющих потерь наиболее сложной для представления в форме, ясной для сотрудников контролирующих органов, являются технические потери (особенно их нагрузочная составляющая), так как они представляют собой сумму потерь в сотнях и тысячах элементов, для расчета которых необходимо владеть электротехническими знаниями. Выходом из положения является использование характеристик технических потерь (ХТП), представляющих собой зависимости потерь от основных факторов, определяющих их значение (отпуск электроэнергии в собственную сеть, получение энергии от мощной станции, расположенной на территории энергосистемы, межсистемные перетоки и т.п.).

Т а б л и ц а 2

Сопоставление структуры потерь электроэнергии, рассчитанной по схемам сетей и по нормативам ФЭК для одного из АО-энерго

Параметр	Расчет по	
	схемам сетей	нормативам ФЭК
Технические потери (с учетом расхода на собственные нужды подстанций)	8,5	12,4
Недоучет электроэнергии	1,2	–
Коммерческие потери	6,6	–

Для радиальной сети нагрузочные потери электроэнергии выражаются известной формулой [2]

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{W^2(1 + \text{tg}^2 \varphi) k_{\text{ф}}^2}{24DU^2} R_{\text{эк}}, \quad (2)$$

где W – отпуск электроэнергии в сеть за D дней; $\text{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности; $R_{\text{эк}}$ – эквивалентное сопротивление сети; U – среднее рабочее напряжение.

Характеристика технических потерь для такой сети имеет вид

$$\Delta W_{\text{норм}} = A \frac{W^2}{D} + CD, \quad (3)$$

где коэффициент A определяют непосредственно из формулы (2) при расчете нагрузочных потерь $\Delta W_{\text{н}}$, а коэффициент C – из расчета потерь холостого хода $\Delta W_{\text{х}}$.

Простота расчета характеристик технических потерь для радиальных сетей (непосредственно по результатам расчета потерь) обусловлена тем, что в этих сетях нагрузочные потери зависят лишь от одного фактора – отпуска электроэнергии в сеть W . Потери в основной сети АО-энерго зависят, как уже говорилось ранее, от нескольких факторов. Кроме того, особенности режимов замкнутых сетей приводят к появлению в зависимости не только квадратичных, но и линейных членов. В связи с этим ХТП для основной сети имеет более сложный вид

$$\Delta W_{\text{норм}} = \sum_{i=1}^m \sum_{j>1}^m A_{ij} \frac{W_i W_j}{D} + \sum_{i=1}^m B_i W_j + CD. \quad (4)$$

Для получения коэффициентов A_{ij} и B_{ij} здесь уже недостаточно одного расчета и необходимо провести ряд расчетов при различных сочетаниях факторов $W_{i(j)}$, а затем аппроксимировать их результаты. В любом случае ХТП, в которую включаются потери как в основной сети (4), так и в радиальных сетях (3), представляет собой компактное выражение, в котором сотни тысяч элементов сети “сжаты” до нескольких коэффициентов, стоящих перед факторами, значения которых для рассматриваемого периода известны любой контролирующей организации, так как отражаются в официальной отчетности. Для определения норматива технических потерь по ХТП не нужны знания ни схем сетей, ни нагрузок узлов, ни законов электротехники. После одноразовой проверки правильности ее расчета компетентной организацией и утверждения региональной энергетической комиссией обоснования потерь становятся действительно прозрачными и легко объяснимыми.

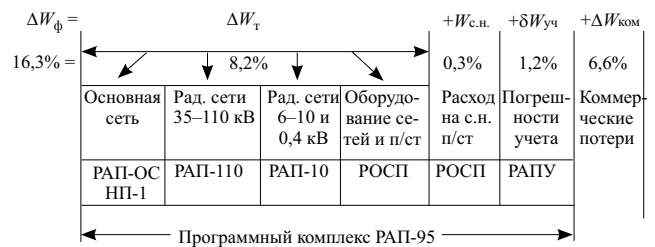
Нормативные характеристики потерь позволяют также легко рассчитывать и потери от транзит-

ных перетоков, в том числе и реверсивных. Для этого потери рассчитывают по формуле (4) при двух значениях перетока W_i – соответствующего транзиту, и без него. Разность значений потерь в данных расчетах и является потерями от транзита.

Особенности расчетов потерь на различных стадиях использования результатов. Прогнозные значения потерь рассчитывают для обоснования их величины, включаемой в тарифы на электроэнергию. Если через сети АО-энерго осуществляется транзит электроэнергии, часть общих потерь в сети АО-энерго относят к потерям в сетях РАО “ЕЭС России” и включают в тариф на электроэнергию на Федеральном оптовом рынке электроэнергии и мощности (ФОРЭМ). Остальная часть потерь включается в тариф для собственных потребителей АО-энерго.

Потери от транзитных перетоков составляют не самую существенную часть суммарных потерь в сетях АО-энерго: обычно не более 15%. Известные требования “равнопрочности” расчетов делают нелогичным применение более сложных методов оценки 15% потерь и более простых для оценки 85% потерь. Поэтому методология расчетов всех составляющих потерь на уровне обоснования тарифов должна быть одинаковой, а доверие к их результатам должно достигаться на уровне понимания работниками контролирующих организаций, которые не могут и не должны иметь специального образования в области электротехнических расчетов. Рассмотрение обоснования уровня потерь на основе нормативной характеристики удовлетворяет этому требованию. Привлечение в региональные энергетические комиссии специалистов по расчетам потерь с ориентацией на рассмотрение ими всех деталей таких расчетов, по мнению автора, нерационально, так как кроме этих специалистов никто опять же не в состоянии оценить их правильность. Оценка же объективности обоснования потерь на основе нормативной характеристики (НХПЭ) может быть сделана работником любой специализации. Поэтому на этапе согласования тарифов использование результатов “прямых расчетов” потерь неоправданно.

В процессе работы (при утвержденных тарифах) решается задача компенсации АО-энерго со стороны ФОРЭМ фактических потерь от транзитных перетоков. Компенсация осуществляется в виде снижения на величину этих потерь количества электроэнергии, приобретаемой дефицитным АО-энерго на ФОРЭМ, или увеличения количества электроэнергии, выдаваемой на ФОРЭМ избыточным АО-энерго. На этом этапе расчет потерь от транзитных перетоков используется фактически для корректировки показаний счетчиков и требования к точности таких расчетов неизбежно возрастают. В то же время и стороны, производящие и оценивающие результаты таких расчетов, находятся на одинаковом профессиональном уровне: ими



являются специалисты по режимам электрических сетей АО-энерго, ОДУ и ЦДУ ЕЭС России. Поэтому на этом этапе использование “прямых расчетов” потерь предпочтительнее.

Программное обеспечение расчетов. Для расчета всех составляющих потерь электроэнергии в сетях всех классов напряжения АО-энерго и в оборудовании сетей и подстанций и их нормативных характеристик разработан программный комплекс РАП-95 (организации-разработчики – АО ВНИИЭ и НТЦ “Сележ-электро”), состоящий из шести программ:

- 1) РАП-ОС/95, предназначенной для расчета технических потерь в замкнутых сетях 35 кВ и выше и потерь на корону и обеспечивающей автоматическое проведение вариантных расчетов;
- 2) НП-1/95, предназначенной для расчета коэффициентов характеристики технических потерь в замкнутых сетях 35 кВ и выше на основе результатов вариантных расчетов, проведенных по программе РАП-ОС/95;
- 3) РАП-110/95, предназначенной для расчета технических потерь и их характеристики в радиальных сетях 35 – 110 кВ;
- 4) РАП-10/95, предназначенной для расчета технических потерь и их характеристики в распределительных сетях 6 – 10 и 0,4 кВ;
- 5) РОСП-95, предназначенной для расчета технических потерь в оборудовании сетей и подстанций – в синхронных компенсаторах, батареях конденсаторов, реакторах и измерительных трансформаторах, а также нормативного расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- 6) РАПУ-95, предназначенной для расчета потерь, обусловленных погрешностями учета электроэнергии, реализующей алгоритм, изложенный в [1].

Программный комплекс имеет сертификат ответственности, утвержденный ЦДУ ЕЭС России, Главгосэнергонадзором России и Департаментом электрических сетей РАО “ЕЭС России”.

Области применения перечисленных программ приведены на рисунке применительно к структуре потерь электроэнергии, соответствующей приведенному примеру.

Выводы

1. Существующая практика нормирования потерь электроэнергии не обеспечивает основной цели нормирования - целенаправленного снижения потерь до экономически обоснованного уровня. Это обусловлено стремлением энергообеспечивающих организаций скрыть реальную структуру потерь, вызванным неравноценным отношением контролирурующих органов к различным составляющим потерь, имеющим физически различную, но одинаково объективную природу (в особенности к коммерческим потерям), а также недоверием контролирующих органов к расчетным обоснованиям потерь, осуществляемым методами, "непрозрачными" для них.

2. Наиболее сложной для представления в прозрачном виде составляющей потерь являются технические потери. Преодолеть эту сложность можно, используя нормативные характеристики потерь, разработанные на основе детальных схемотехнических расчетов сетей всех классов напряжения. Рассмотрение нормативных характеристик должно проводиться на открытой основе с их защитой на экспертном совете организацией, проводившей расчет, с последующим их согласованием и утверждением в установленном порядке.

3. Расчеты потерь, проводимые при разработке нормативных характеристик, могут выполняться

по любым программам, удовлетворяющим следующим условиям, облегчающим контроль за правильностью представления схем сетей:

программы для основных сетей должны обеспечивать автоматическое варьирование режимов, оставляя необходимость контроля правильности представления лишь базового режима;

программы для радиальных сетей 6–10 и 35–110 кВ должны вместе с результатами расчета потерь выводить на печать обобщенные параметры рассчитываемых сетей: суммарные длины линий по сечениям, суммарные мощности трансформаторов и т.п.

Список литературы

1. Железко Ю. С. Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения. – Электрические станции, 2001, № 8.
2. Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. М.: Энергоатомиздат, 1989.
3. Инструкция по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 35–500 кВ. М.: Союзтехэнерго, 1981.
4. Нормативы технологического расхода электрической энергии (мощности) на ее передачу (потери), принимаемые для целей расчета и регулирования тарифов на электрическую энергию. – Информационный бюллетень ФЭК, 2000, № 11.

Интегрированная система для решения технологических задач службы линий

Потребич А. А., Алексанов А. А., кандидаты техн. наук, Фоменко П. И., Позигун М. П., Овчинникова Н. С., Аксенов В. Т., Шевцов В. И., Кисилев П. В., инженеры

НТЦ ОРГРЭС – Мосэнерго – Кубаньэнерго – Харьковоблэнерго

Для решения справочных и ремонтных задач, оценки технического состояния и надежности работы воздушных линий (ВЛ) напряжением 35–750 кВ была аналогично [1–3] разработана интегрированная информационно-технологическая система, которая состоит из четырех блоков, совместимых между собой (рис. 1).

Первый блок – основной, он состоит из ряда информационно-справочных систем (ИСС) и графического специализированного редактора. Это, в первую очередь, ИСС, в которой находятся *общие данные* по ВЛ (ввод в эксплуатацию, инвентарный номер, длина, проектная и монтажно-строительная организация, район по ветру, гололеду, загрязнению и т.д.) и следующим ее элементам:

опорам (общее число опор, промежуточных, анкерных, транспозиционных, специальных и др.,

число цепей и опор в них, длина расчетного весового, ветрового и габаритного пролетов и т.д.);

проводам (длина провода, расстояние между проводами в фазе, расчетная стрела провеса при минимальной и максимальной температуре, марка проводов для каждого пролета и т.д.);

соединениям проводов (для каждого пролета – тип соединителя, расположение фаз, способ монтажа и т.д.);

грозозащитным тросам (длина, способ подвески и защитный угол троса, наличие плавки гололеда и т.д.);

соединениям тросов (для каждого пролета – тип соединителя, число по лучам, способ монтажа и т.д.);

фундаментам опор (для каждой опоры – тип фундамента, пасынков, плит, ригелей и т.д.).

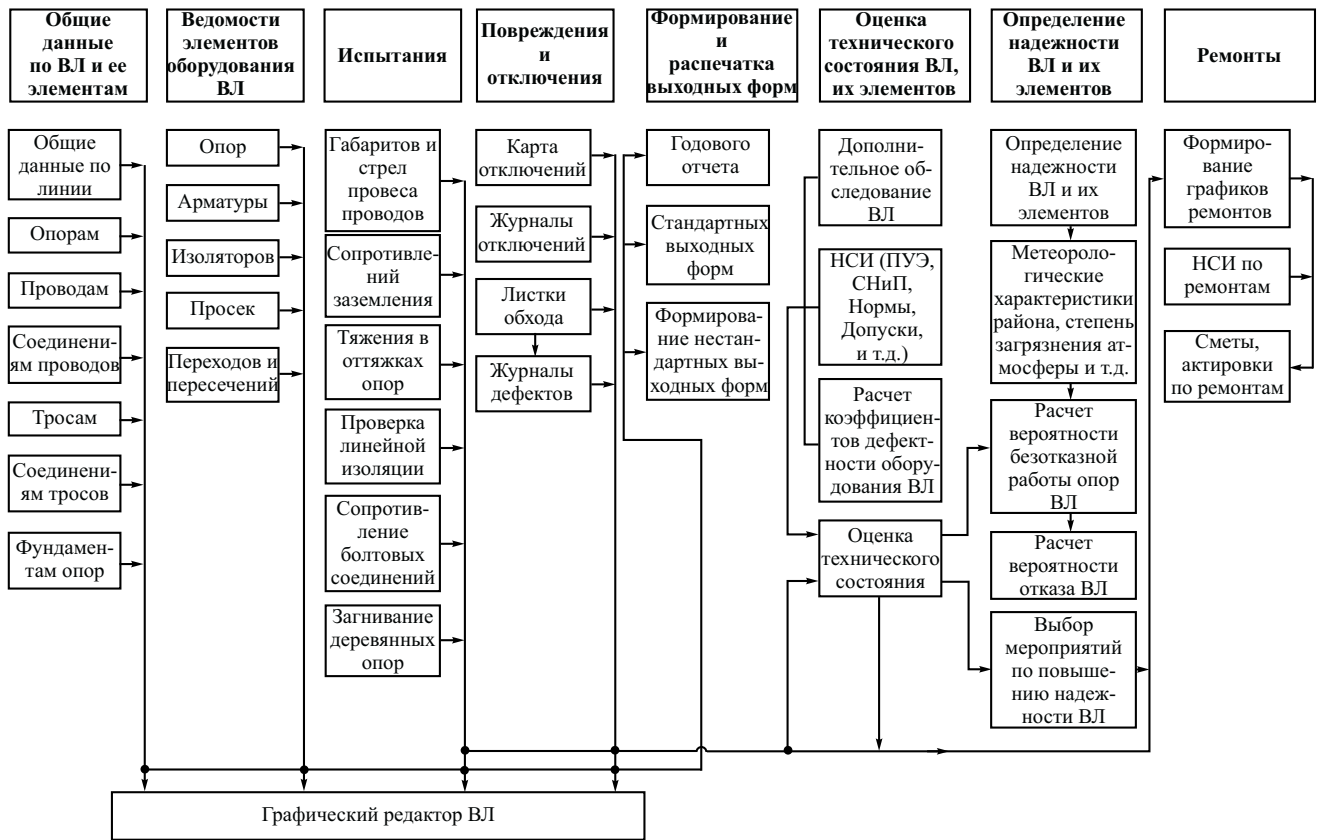


Рис. 1

В первый блок также входит ИСС по следующим *ведомостям*:

опор (каждой линии соответствует ведомость, где в зависимости от номера опоры приводятся ее тип, масса, тип железобетонных стоек, пикетаж и т.д.);

арматуры (каждой линии соответствует ведомость, где в зависимости от номера опоры приводятся ее вид, наименование арматуры, тип и число проводов и тросов и т.д.);

изоляторов (каждой линии соответствует ведомость, где в зависимости от номера опоры и фазы приводятся число и вид гирлянд, тип и число изоляторов и т.д.);

просек (каждой линии соответствует ведомость, где в зависимости от номера пролета приводятся ее вид, высота, длина лесопосадки и т.д.);

переходов и пересечений (каждой линии соответствует ведомость, где в зависимости от номера пролета приводится характеристика пересекаемого объекта и т.д.).

Информационно-справочная система по *испытаниям* линий позволяет заносить информацию по следующим испытаниям:

- габаритов и стрел провеса проводов;
- сопротивлений заземления;
- тяжения в оттяжках опор;
- проверка линейной изоляции;

сопротивлений болтовых соединений проводов;

загнивания деревянных опор и т.д.

Информационно-справочная система по *повреждениям и отключениям* состоит из следующих подсистем:

карты отключений (в ней для каждого отключения приводятся защита, отключившая линию, характеристика работы АПВ, причина отключения, показания ФИП и т.д.);

журнала отключений;

листочков обхода, связанных с журналом и картой отключения, в которые заносится оперативным персоналом для конкретной опоры, пролета информация о повреждениях любого элемента линии;

журнала дефектов.

Графический специализированный редактор линий первого информационного блока позволяет достаточно подробно отобразить всю трассу линии с помощью большого набора типовых элементов местности и оборудования линий (рис. 2). Редактор привязан к базам данных, описанных ранее, и позволяет непосредственно из схемы выйти на любой, нарисованный с его помощью элемент конкретной линии.

Второй блок посвящен формированию и распечатке различной справочной информации о ли-

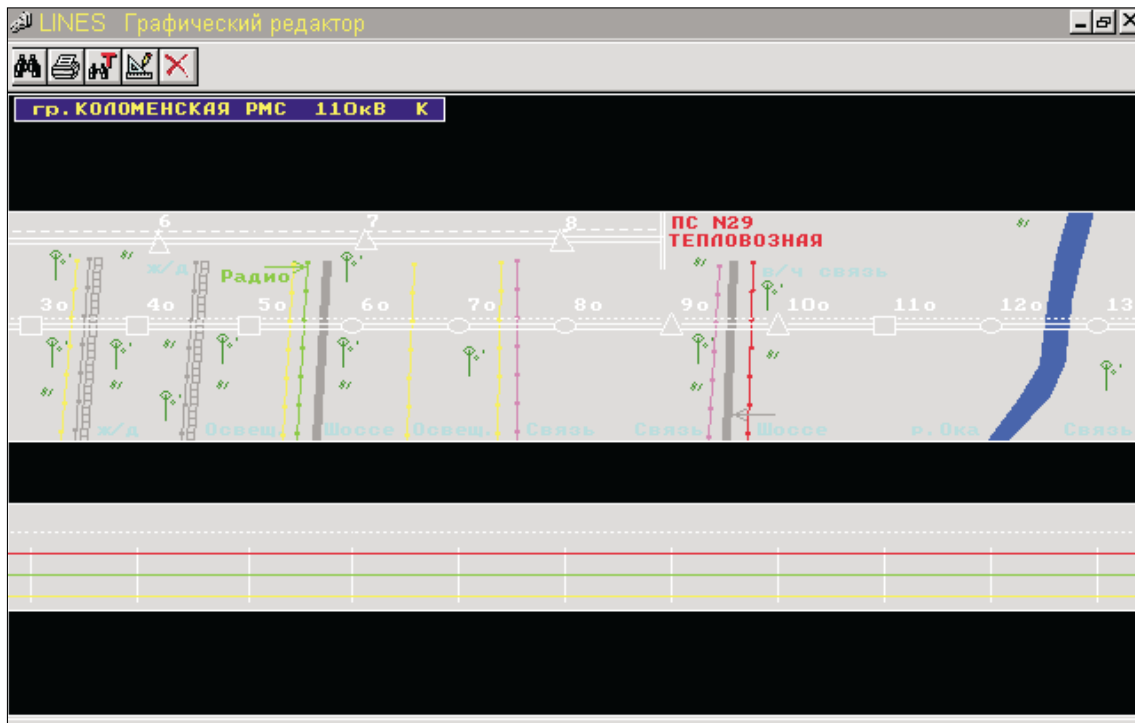


Рис. 2

ниях и их элементах. Этот блок состоит из двух подсистем.

Первая из них посвящена формированию и печати *годового* отчета, *стандартных* выходных форм, приведенных в соответствующих отраслевых инструкциях.

Во второй подсистеме формируются *нестандартные* выходные формы для всех элементов ВЛ, основанные на выполнении различных неравенств и равенств. Например, нужно выделить и распечатать все опоры, установленные в конкретном ПЭС до 1981 г., или все анкерно-угловые опоры и т.д.

Третий блок состоит из двух экспертных систем.

Первая из этих систем предназначена для оценки *технического состояния* воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ и их элементов. Ее алгоритм выполнен на основе соответствующих отраслевых методических указаний [4, 5] и аналогичного блока в разработанной и внедренной интегрированной системе для распределительных сетей ПЭС [1].

На первом этапе обследуются основные элементы ВЛ (опоры, фундаменты, провода, тросы, оттяжки опор и т.д.), габариты проводов, тросов до земли, между собой и другие параметры и состояние трассы ВЛ. Для объема работ по обследованию устанавливаются однородные зоны обследования ВЛ по метеорологическим характеристикам района (ветровой, гололедный, высота, влажность и т.д.), степени загрязнения атмосферы и т.д. [4]. Данные обследований заносятся в соответствующую ИСС. Выявленные дефекты и неисправ-

ности сравниваются с соответствующими нормами и допусками, расположенными в ИСС по нормативно-справочной информации (НСИ). На основе проведенных обследований ВЛ, испытаний, коэффициентов дефектности элементов ВЛ по соответствующей экспертной системе определяется ее комплексная качественная оценка технического состояния [4].

Вторая система предназначена для определения и повышения *надежности* ВЛ 35 – 750 кВ и их элементов на основании методики [4]. Вероятность безотказной работы ВЛ, как правило, определяется значением вероятности безотказной работы опор на основе оценки их технического состояния и климатических воздействий от ветровых и гололедных нагрузок по картам районирования скоростных напоров ветра и толщине гололеда. На основе оценки надежности ВЛ, их технического состояния планируются ремонтные работы на воздушных линиях. При этом учитывается агрессивность среды в районе прохождения трассы ВЛ.

Четвертый блок посвящен ремонтам оборудования ВЛ и его элементов. Он состоит из трех систем.

Первая информационно-технологическая система предназначена для автоматизированного формирования графиков ремонтов с учетом информации первого и третьего блоков (на основании листов обхода, журнала отключений, ИСС по испытаниям, системе оценки технического состояния ВЛ и т.д.).

Во второй ИСС находится нормативно-справочная информация по ремонтам оборудования ВЛ 35 – 750 кВ (нормы времени, расхода материалов, ведомственные укрупненные расценки на ремонт и техническое обслуживание ВЛ 35 – 750 кВ и т.д.).

Третья информационно-технологическая система предназначена для автоматического формирования сметной документации на ремонт оборудования ВЛ и его элементов на основании первой и второй систем данного блока.

Следует подчеркнуть, что данная интегрированная информационно-технологическая система совмещена с более расширенной системой для всех служб ПЭС, энергосистемы [2]. Она внедрена в некоторых подразделениях Минэнерго Украины, ряде ПЭС Мосэнерго, Кубаньэнерго, Донбассэнерго и др. При этом в зависимости от оснащённости ПЭС ПЭВМ система реализована на СУБД FOXPRO 2.5, 6.0, DELFI 5.0. На все виды оборудования ВЛ, его отключений, ремонтов, дефектов имеются соответствующие справочники и классификаторы, а специализированный графический редактор совместим с существующими графическими системами (AUTOCAD, VISIO и т.д.)

Выводы

1. Разработанная интегрированная информационно-технологическая система позволяет решать

справочные и ремонтные задачи для службы линий ПЭС, энергосистемы.

2. На основе оценки технического состояния, надежности ВЛ 35 – 750 кВ можно практически автоматически формировать план ремонтов оборудования ВЛ и их элементов, укрупненных смет на их выполнение и т.д.

3. Данная система интегрирована с более полной и расширенной системой по ПЭС, энергосистеме [2], а многие блоки имеют единую функциональную структуру.

Список литературы

1. *Интегрированная система для решения технологических и расчетных задач в распределительных сетях РЭС / Потребич А. А., Алексанов А. А., Ткачев В. И. и др.* – Электрические станции, 1998, № 4.
2. *Применение интегрированной системы для решения задач АСУ ПЭС / Потребич А. А., Шевцов В. И., Овчинникова Н. С. и др.* – Электрические станции, 1996, № 2.
3. *Интегрированная система для решения задач АСУ ТЭС / Потребич А. А., Алексанов А. А., Ткачев В. И., Кравченко Т. Н.* – Электрические станции, 1997, № 11.
4. *Яковлев Л. В.* Оценка технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ и мероприятия по повышению их надежности. – Электрические станции, 1998, № 6.
5. *Методические указания по оценке технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ и их элементов.* М.: Союзтехэнерго, 1996.

Закрепление опор ВЛ с применением винтовых анкеров и свай

Качановская Л. И., Железков В. Н., кандидаты техн. наук, Мищенко В. В., инж.

Севзапэнергопроект

В результате осуществления специальной комплексной программы в электросетевом строительстве решена проблема закрепления опор ВЛ с помощью винтовых анкеров и свай. Решение этой проблемы обеспечивает возможность массового применения экономичных опор на оттяжках и тем самым позволяет существенно сократить расход металла (до 38 – 50%) и трудозатраты.

Применение винтовых анкеров обеспечивает эффективное и надежное закрепление оттяжек без нарушения естественной структуры грунта при полном исключении земляных работ и сохранении окружающей среды.

Начиная с 1978 г. в СЗО института Энергосетьпроект выполняется специальная комплексная программа расчетно-теоретических и экспериментальных исследований, на основе которых созданы рациональные конструкции винтовых свай и

анкеров, механизмы для завинчивания, разработаны технология производства работ погружения винтовых анкеров и свай для обычных и твердомерзлых грунтов, методы определения несущей способности анкеров и свай в различных грунтовых условиях по величине крутящего момента.

В основу этой программы положены теоретические концепции, устанавливающие основные конструктивные параметры, при которых обеспечивается надежная работа винтовых свай и анкеровных закреплений.

Обычная схема погружения винтовых свай (анкера) с лопастью постоянной ширины предусматривает приложение к стволу сваи (ключу) крутящего момента и осевого усилия (пригруза). Результаты экспериментальных исследований показали, что при завинчивании свай (анкеров), разработанных СЗО института Энергосетьпроект,

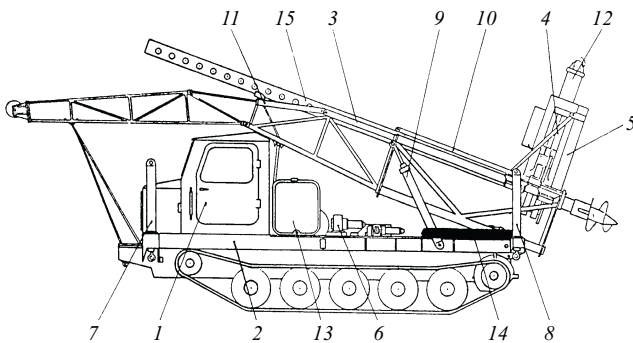


Рис. 1. Установка для завинчивания анкеров (свай) УЗА-3:

1 – базовая машина – трелевочный трактор ТТ-4; 2 – специальная рама; 3 – трехсекционная стрела; 4 – гидрокабестан; 5 – каретка; 6 – система гидроприводов рабочих органов (гидронасос); 7, 8 – гидроцилиндры соответственно передних и задних аутригеров; 10 – гидроцилиндры подъема каретки 5; 11 – гидроцилиндры наклона верхней секции стрелы; 12 – гидроцилиндр кабестана; 13 – масляный бак; 14 – пульт управления; 15 – винтовая свая

дополнительное осевое пригружение не требуется. Для этих целей вполне достаточно пригружение, создаваемое самой массой сваи или анкера с ключом. На этом основании были сформулированы общие условия, определяющие возможность завинчивания сваи (анкера) без дополнительного осевого усилия, и с их учетом создана оптимальная конструкция винтовой лопасти, при которой удовлетворяется это требование.

В соответствии с программой решена проблема закрепления опор с помощью винтовых свай и анкеров как в обычных (талых), так и в твердомерзлых грунтах.

В целях сокращения сроков внедрения в производство более рациональных способов закрепления опор, а также более тесной увязки решений анкеров и механизмов между собой одновременно с разработкой конструкций винтовых анкеров и свай НИЛ конструкций электросетевого строительства было создано несколько модификаций опытной установки для завинчивания анкеров (свай) – УЗА-1, УЗА-2 и УЗА-2А [1]. В содружестве с трестом Севзапэлектросетьстрой закончено изготовление установки УЗА-3 (рис. 1) и УЗА-5.

В регионах с твердомерзлыми грунтами также существовала проблема наклонного бурения двухступенчатых лидерных отверстий. Она решена с помощью внедрения двухступенчатого бура, обеспечивающего скоростное бурение.

В тресте Мегионэлектросетьстрой были созданы опытные буровые установки, которые надежно работали с твердомерзлыми грунтами и эксплуатировались более 2 лет при строительстве ВЛ электропередачи, обеспечивающих электроэнергией Ямбургское газоконденсатное месторождение. Они обеспечили выполнение всего комплекса буровых работ при строительстве ВЛ и проведе-

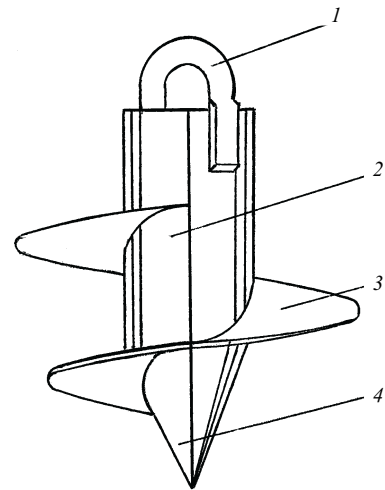


Рис. 2. Винтовой анкер сварной – ВАС (широколопастный):

1 – рым-упор; 2 – ствол; 3 – винтовая лопасть; 4 – конус

нии экспериментальных исследований винтовых анкеров и свай по принятой технологии.

В типовом проекте “Винтовые анкеры и сваи” конструкция лопасти принята непостоянной ширины, которая начинается на конической части ступицы и переходит на цилиндрическую часть, при постепенном увеличении ширины (рис. 2). Анкеры такой конструкции и сваи по сравнению с анкерами и сваями, имеющими лопасти постоянной ширины и расположенные на цилиндрической части ствола сваи (анкера), имеют следующие преимущества:

меньшую высоту конуса, а значит, и объем вдавливаемого в грунт наконечника анкера (сваи), что в свою очередь, обеспечивает завинчивание анкера (сваи) без дополнительного осевого пригруза;

погружение винтового анкера (сваи) обеспечивается при меньшем крутящем моменте вследствие постепенного развития винтовой лопасти, а, следовательно, и резания грунта при наименьшем сопротивлении.

Перечисленные преимущества винтовых анкеров и свай, разработанных в СЗО, позволили значительно упростить конструкцию машин для их завинчивания.

В настоящее время внедрены в производство два типа анкеров и свай: одновитковые с диаметром лопасти 500 и 850 мм для обычных (талых) грунтов (рис. 2) и многovitковые с диаметром лопасти 300 мм для твердомерзлых грунтов (рис. 3).

Одновитковый анкер состоит из ствола с конусным наконечником, к которому приварена лопасть. Сечения элементов анкеров подбираются в зависимости от расчетных нагрузок. При необходимости лопасть может быть усилена. Одновитковый анкер (свая) завинчивается непосредственно в грунт механизмом с крутящим моментом не менее

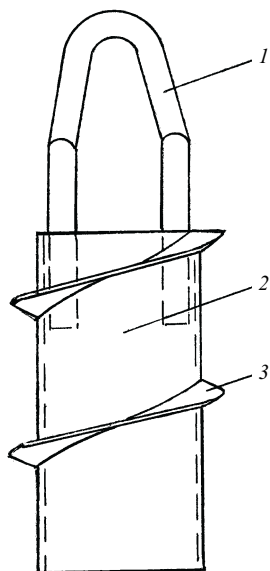


Рис. 3. Винтовой анкер сварной – ВАС (узколопастный):

1 – рым-упор; 2 – ствол; 3 – винтовая лопасть

50 кН·м. На конструкцию данного анкера получено авторское свидетельство № 1216285 А.

Для твердомерзлых грунтов разработаны многовитковые анкеры (рис. 3). От одновитковых они отличаются числом витков лопасти и ее диаметром. Необходимая несущая способность анкера (свай) обеспечивается изменением числа витков лопасти. Многовитковая свая завинчивается в предварительно подготовленную лидерную скважину диаметром, равным диаметру ствола анкера (свай).

При завинчивании анкеров (свай) в лидерные скважины обеспечивается наибольшая их несущая способность, поскольку нарушение естественной структуры грунта в данном случае незначительно, кроме того, снижается крутящий момент до 35 – 40 кН·м из-за отсутствия сопротивления вдавливанию конца анкера (свай) в грунт. На конструкцию анкера с оптимальным соотношением его параметров получено авторское свидетельство № 1322738.

Как уже отмечалось, массовое применение винтовых анкеров и свай в электросетевом строительстве сдерживается отсутствием легких маневренных, конструктивно несложных машин, обладающих хорошей проходимостью в условиях бездорожья.

Выпускаемые нашей промышленностью небольшими опытными партиями машины для завинчивания анкеров и свай не отвечают условиям строительства ВЛ, особенно в районах Сибири и Крайнего Севера, и не удовлетворяют спрос на них.

В целях ускорения внедрения винтовых анкеров и свай в электросетевое строительство СЗО

института Энергосетьпроект в технологическом секторе были разработаны, созданы и внедрены в производство модификации установки для погружения анкеров и свай (УЗА).

Установки типа УЗА предназначены для работы как в обычных условиях, так и в условиях Сибири и Крайнего Севера. В качестве базовой машины для завинчивания анкеров (свай) принят трелевочный трактор ТТ-4. С трактора снято погрузочное устройство, а вместо него смонтировано оборудование для погружения винтовых анкеров.

Основным рабочим органом для всех модификаций УЗА служит гидрокабестан.

С его помощью может осуществляться завинчивание, а при необходимости и вывинчивание анкеров (свай) без выполнения дополнительных работ. Этим гидрокабестан выгодно отличается от других аналогичных механизмов. На установках УЗА-2, УЗА-2А, УЗА-3 и УЗА-5 гидрокабестан закреплен в специальной каретке, которая размещена в направляющих нижней секции стрелы и может перемещаться вдоль ее оси.

Возможность перемещений гидрокабестана обеспечивает беспрепятственное погружение анкера (свай), так как в процессе завинчивания каретка с гидрокабестаном имеет возможность под собственным весом перемещаться вместе со свайей по мере ее заглубления, что, в свою очередь, способствует снижению крутящего момента и сохранению естественной структуры грунта.

С помощью двух гидроцилиндров каретка может принудительно подниматься и опускаться вниз. Это позволяет использовать ее при необходимости для создания дополнительной осевой нагрузки при завинчивании свай (анкера) и при извлечении ключа по окончании погружения анкера.

Стрела во всех модификациях УЗА является основным несущим элементом, на котором монтируется свая (ключ с анкером). Стрела шарнирно соединена со специальной рамой и с помощью гидроцилиндров может переводиться из транспортного положения в рабочее и обратно. Шарнирное крепление стрелы обеспечивает также завинчивание свай (анкера) под углом наклона от вертикали в пределах 0 – 40°.

На базовой машине установлены четыре выносные опоры, которые предназначены для обеспечения устойчивого положения машины при завинчивании свай (анкеров) и извлечения ключа.

На всех машинах типа УЗА оставлена инвентарная тракторная лебедка, которая используется как механизм кранового оборудования. На лебедку установлен гидравлический привод, обеспечивающий плавную работу как в режиме подъема, так и в режиме опускания.

Привод и управление всеми рабочими органами – гидравлические. Все рычаги управления, в том числе и дублирующие рычаги управления ра-

боты двигателя трактора, сосредоточены на одном пульте управления, смонтированном на левом крыле трактора. Этим достигаются безопасность и удобство управления установкой во время работы. Расчет установки – 2 человека: механик – водитель трактора и механик установки. На установке может работать механик любой строительной машины после прохождения недельного курса практического обучения.

В установках УЗА в основном используются унифицированные узлы и агрегаты, широко применяемые в строительных машинах, что упрощает эксплуатацию, техническое обслуживание и ремонт машин, обеспечивает возможность их изготовления как в заводских условиях, так и силами мастерских трестов электросетевого строительства. Технические характеристики установок УЗА приводятся в [таблице](#).

Процесс погружения анкера (сваи) установкой УЗА сводится к выполнению простых и нетрудоемких операций. По прибытии установки на пикет стрелу с закрепленным на ней инвентарным ключом переводят из транспортного положения в рабочее. С помощью инвентарной лебедки заводят в ключ U-образный болт с анкером и закрепляют от продольных смещений. Предают стреле требуемый угол наклона и включают в работу гидрокабестан. По достижении анкером проектной отметки U-образный болт отсоединяют от ключа и с помощью гидроцилиндров каретки извлекают ключ из грунта.

Процесс завинчивания сваи значительно проще. Он включает заводку сваи в муфту гидрокабе-

стана, наезд на точку установки сваи и ее завинчивание.

Технология погружения винтовых анкеров (свай) в твердомерзлые грунты отлична от технологии их погружения в обычные (талые) грунты. Завинчивание сваи (анкера) в твердомерзлые грунты осуществляется в предварительно пробуренную лидерную скважину диаметром, равным диаметру сваи (анкера).

Принимая во внимание, что при образовании скважины бур проходит деятельный слой, не учитывающийся при расчете несущей способности сваи (анкера), в целях сокращения времени на завинчивание сваи и снижения значения крутящего момента лидерная скважина образуется двухступенчатой, т.е. двух различных диаметров. Диаметр нижней части бура равен диаметру ствола сваи (анкера), диаметр верхней части бура – диаметру лопасти сваи (анкера). Соотношение длин частей бура меньшего и большего диаметров принимается в зависимости от несущей способности твердомерзлых грунтов, расчетной нагрузки и толщины деятельного слоя.

Как показали испытания в районе Ямбурга, предложенная конструкция двухступенчатого бура обеспечивает снижение крутящего момента до 35 – 38 кН·м (вместо 50 кН·м) и сокращение времени на погружение анкера до 15 – 20 мин.

Как подтверждение целесообразности использования нового подхода к проектированию и созданию новой техники для электросетевого строительства служит решение приемочной комиссии

Показатель	УЗА-1	УЗА-2	УЗА-2А	УЗА-5
Базовый трактор	ТДТ-55А	ТТ-4	ТТ-4	ТТ-4
Привод рабочих органов	Гидро-механический	Гидро-механический	Гидравлический	Гидравлический
Тип вращателя	Гидрокабестан	Гидрокабестан	Гидрокабестан	Гидрокабестан
Максимальный крутящий момент, кН·м	50	50	50	100
Угол наклона стрелы от вертикали, град	0 – 40	0 – 40	0 – 40	0 – 40
Глубина завинчивания анкера (сваи), м	4 – 6	4 – 6	4 – 6	4 – 6
Диаметр инвентарного ключа (ствола сваи), мм	203	203	203	219
Диаметр винтовой лопасти анкера (сваи), мм	300 – 850	300 – 850	300 – 850	300 – 1000
Производительность при погружении анкера (сваи) на глубину до 6,0 м, анкеров в смену	4 – 6	6 – 8	7 – 9	7 – 10
Максимальная высота подъема крюка, мм	–	7300	8000	8000
Грузоподъемность кранового оборудования, кг	–	1500	2000	2000
Максимальный вылет стрелы, мм	–	1500	1700	1700
Масса рабочего оборудования, кг	1500	2500	3500	3600
Полная масса установки, кг	–	14 000	15 000	16 300
Габаритные размеры, мм:				
длина	9400	7500	7750	7250
ширина	2350	2500	2500	2500
высота	4330	4250	3900	3050
Состав экипажа, чел.	3	2 – 3	2	2

Минэнерго СССР 1986 г. о присвоении УЗА-2 высшей категории качества.

Все модификации установок работали в разных регионах страны (в европейской части, Западной Сибири и на Дальнем Востоке) [2, 3].

Наибольший объем работ по возведению фундаментов и закреплению опор с использованием УЗА-2 выполнен трестом Мегионэлектросетьстрой на строительстве ВЛ 110 кВ Промбаза – Взлетная (две одноцепные линии и ВЛ 110 кВ ЯГП-1 и ЯГП-5 Ямбургского газоконденсатного месторождения). На этих линиях установлено 113 опор, общее число погруженных анкеров и свай составило свыше 430, из которых в ноябре 1986 г. за 23 дня завинчено 393. Экономический эффект от строительства этих линий составил свыше 70 тыс. руб. от общей стоимости нулевого цикла 125 тыс. руб. (цены 1986 г.).

Анкеры для обычных грунтов с диаметром лопасти 500 мм применены трестом Севзапэлектросетьстрой на сильно заболоченных участках ВЛ 330 кВ Новгород – Юго-западная и ВЛ 110 кВ Тихвин – Бокситогорск, Кретун – Окуловка и др.

Технология погружения винтовых и других анкеров (свай) в обычные грунты, разработанная путем проведения специальных экспериментальных исследований, проверена при сооружении упомянутых ВЛ и рекомендована к широкому применению в электросетевом строительстве.

Применение в электросетевом строительстве винтовых свай и анкеров вместо железобетонных анкерных плит обеспечивает значительный экономический эффект и высокую надежность.

Винтовые сваи целесообразны и на переходах через большие водные преграды, в частности, через водохранилище, а также при ремонте фундаментов опор ВЛ [3]. Так, использование винтовых свай для фундамента под опору на переходе ВЛ 500 кВ Сургут – Белозерная через Сургутское водохранилище позволило в 4 раза сократить продолжительность строительства и снизить стоимость строительно-монтажных работ на 598 тыс. руб. (цены 1986 г.). При этом расход стали был снижен на 396 т, цемента на 425 т, железобетонных свай на 203 м³, арматурной стали на 60 т, сталеалюминиевого провода и грозозащитного троса на 31,6 и 4 т соответственно.

Полученные показатели высокой технико-экономической эффективности перехода, построенного с применением винтовых свай и особенно технологичности строительства, послужили причиной проектирования еще двух переходов ВЛ (через это же водохранилище) с использованием решения, принятого на первом переходе.

Применение винтовых свай в качестве фундаментов опор на строительстве перехода ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 и Сургутская ГРЭС-2 и заходов ВЛ 500 кВ Сургут – Холмогоры в ОРУ 220 кВ Сургутской ГРЭС-1 обеспечило экономию металлоконструкций 604 т, арматурной стали 296 т, провода 28 т, троса 11,4 т, цемента 1214 т, сборного железобетона 450 м³. Экономический эффект, полученный на этих переходах от применения винтовых свай, составил 974 тыс. руб. (цены 1986 г.).

Выводы

Комплексное решение проблемы закрепления опор ВЛ при помощи винтовых анкеров и свай позволяет:

осуществить массовое применение винтовых свай и анкеров, а значит, экономичных и технологичных опор на оттяжках в электросетевом строительстве;

получить значительную экономию строительных материалов;

снизить трудовые затраты;

резко повысить уровень индустриализации электросетевых работ;

значительно рациональнее решить вопросы сохранения окружающей среды.

Список литературы

1. Железков В. Н., Чижас Г. Ю. Установка УЗА-2 для завинчивания анкеров. – Энергетическое строительство, 1986, № 6.
2. Чернецкий В. В., Кориунов В. В., Железков В. Н. Внедрение новых технических решений при строительстве ВЛ 35 кВ и выше для электроснабжения объектов Ямбургского газогенераторного месторождения. – Энергетическое строительство, 1988, № 7.
3. Железков В. Н., Соловьев И. В., Чернецкий В. В. Применение винтовых свай на переходе через Сургутское водохранилище ВЛ 500 кВ Сургут – Белозерная. – Энергетическое строительство, 1985, № 3.

Экспериментальное исследование параметров и режимов линии электропередачи с управляемой продольной компенсацией

Солдатов В. А., доктор техн. наук, Калинин Л. П., Киорсак М. В., кандидаты техн. наук, Локтионов С. В., инж., Бейм Р. С., Сыромятников С. Ю., кандидаты техн. наук

Костромская ГСХА – Институт энергетики АН Молдовы – Московский энергетический институт

Задача управления параметрами и режимами электрических сетей – одна из наиболее актуальных задач электроэнергетики. Для этой цели предложено много видов устройств, которые получили международное название FACTS-оборудование (Flexible Alternating Current Transmission Systems).

В [1, 2] предложено и исследовано новое устройство из разряда FACTS-оборудования. Оно состоит из конденсаторной батареи (УПК) и фазорегулирующего трансформатора (ФРТ), соединенных параллельно, и получило название УПКФРТ. Это устройство может быть включено как продольно, так и поперечно в ветви и узлы электрической сети и позволяет в широком диапазоне изменять режимные параметры сети при регулировании угла θ фазорегулятора.

Основные соотношения. В [1, 2] рассмотрен частный случай включения УПКФРТ в линию электропередачи в качестве управляемой продольной компенсации, как показано на рис. 1. Схема замещения самого УПКФРТ представлена на рис. 2.

Для обобщенных параметров четырехполюсников УПКФРТ (A, B, C, D), участков линии до (A_1, B_1, C_1, D_1) и после (A_2, B_2, C_2, D_2) него, а также для электропередачи в целом (A_3, B_3, C_3, D_3) получены следующие выражения:

$$A = (Z_k + Z_\phi + Y_{02}Z_kZ_\phi)G; \quad D = (Z_k + Z_\phi + Y_{01}Z_kZ_\phi)G; \\ B = Z_kZ_\phi G; \quad (1) \\ C = [2(1 - \cos \theta) + (Y_{01} + Y_{02})(Z_k + Z_\phi) + Y_{01}Y_{02}Z_kZ_\phi]G; \\ G = \frac{e^{-j\theta}}{Z_k + Z_\phi e^{-j\theta}};$$

$$A_3 = A_1(AA_2 + BC_2) + B_1(CA_2 + DC_2);$$

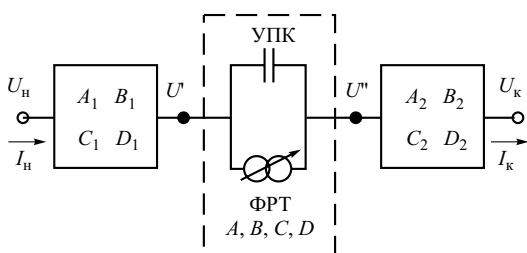


Рис. 1. Схема включения УПКФРТ в рассечку линии

$$B_3 = A_1(AB_2 + BD_2) + B_1(CB_2 + DD_2);$$

$$C_3 = C_1(AA_2 + BC_2) + D_1(CA_2 + DC_2);$$

$$D_3 = C_1(AB_2 + BD_2) + D_1(CB_2 + DD_2),$$

где $Z_k = R_k - jX_k$ – сопротивление конденсатора; $Z_\phi = R_\phi + jX_\phi$ – сопротивление фазорегулятора;

$$Y_{01} = Y_{02} = \frac{g_\phi}{2} + j \frac{b_\phi}{2}$$

– шунты фазорегулятора; $e^{j\theta}$ – коэффициент трансформации фазорегулятора; θ – угол, вводимый фазорегулятором.

Напряжение U_n и ток I_n в начале электропередачи связаны с напряжением U_k и током I_k в конце электропередачи известными соотношениями для четырехполюсника

$$U_n = A_3U_k + B_3I_k; \quad (2)$$

$$I_n = C_3U_k + D_3I_k.$$

Проведенные исследования [1, 2] показали, что при регулировании угла θ фазорегулятора в ВЛ с УПКФРТ изменяются в широком диапазоне как обобщенные (1), так и волновые параметры эквивалентного четырехполюсника электропередачи. При этом появляется возможность регулировать в широком диапазоне и параметры режима ВЛ с УПКФРТ.

В исследованиях, проведенных ранее, показано, что УПКФРТ позволяет: увеличить пропускную способность электропередачи в 1,5 – 2 раза; изменять эквивалентную волновую длину; вести

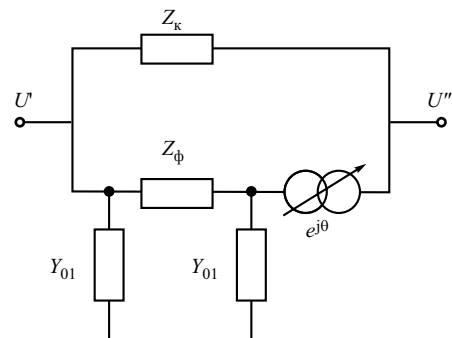


Рис. 2. Схема замещения УПКФРТ

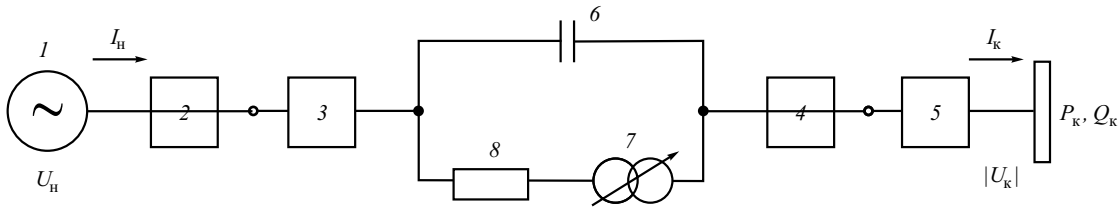


Рис. 3. Схема физической модели ВЛ с УПКФРТ,

1 – генератор; 2, 3, 4, 5 – ячейки линии; 6 – конденсатор; 7 – фазорегулятор; 8 – добавочное сопротивление; 9 – шины бесконечной мощности

режим минимума потерь или режим эквивалентной натуральной мощности; поддерживать режим с постоянным углом θ ; регулировать генерацию ($Q_k > 0$) или потребление ($Q_k < 0$) реактивной мощности в узлах примыкающей сети; обходиться без реакторов холостого хода; перераспределять потоки мощности в неоднородных сетях. При этом сделан вывод, что из-за различного характера изменения параметров целесообразно разбить конденсаторную батарею на две части, чтобы иметь возможность обеспечения двух сочетаний между сопротивлениями конденсатора X_k и фазорегулятора X_ϕ . Сочетания $X_k > X_\phi$ используются при средних и больших нагрузках, а сочетания $X_k < X_\phi$ используются при малых нагрузках вплоть до холостого хода.

Для подтверждения сделанных выводов были проведены экспериментальные исследования параметров и режимов ВЛ с УПКФРТ на трехфазной физической модели Московского энергетического института. Для моделирования принят оригинал ВЛ класса 500 кВ длиной 400 км (по 200 км до и после УПКФРТ) с погонными параметрами: $R_0 = 0,0365$ Ом/км; $X_0 = 0,291$ Ом/км; $g_0 = 0,06 \times 10^{-6}$ См/км; $b_0 = 3,91 \cdot 10^{-6}$ См/км.

Параметры оригинала конденсатора класса 500 кВ приняты согласно справочнику по высоковольтным конденсаторам, при этом активное сопротивление округлено до 1 Ом:

при сочетании $X_k > X_\phi$: $R_{k1} = 1$ Ом; $X_{k1} = 70$ Ом;
 при сочетании $X_k < X_\phi$: $R_{k2} = 1$ Ом; $X_{k2} = 20$ Ом.

Параметры оригинала фазорегулятора приняты равными: $R_\phi = 1$ Ом; $X_\phi = 50$ Ом; $g_\phi = 0,2 \cdot 10^{-4}$ См; $b_\phi = 0,6 \cdot 10^{-4}$ См.

Целесообразность использования именно таких соотношений между параметрами элементов ВЛ с УПКФРТ обоснована для электропередачи класса 500 кВ в теоретических исследованиях [1, 2].

Модель линии и выбор масштабов моделирования. Схема модели ВЛ с УПКФРТ в середине представлена на рис. 3. Она состоит из генератора, поддерживающего постоянное напряжение $|U_n|$; четырех ячеек; заменяющих линию (каждая ячейка моделирует 100 км линии); конденсатора; фазорегулятора с добавочным сопротивлением; шин

бесконечной мощности с постоянным напряжением $|U_k|$.

Сопротивление ячейки линии, моделирующей 100 км, $R_m = 0,335 \cdot 4 = 1,34$ Ом, $X_m = 5,64 \cdot 4 = 22,56$ Ом.

Масштаб модели по сопротивлению m_Z ; вычисленный по сопротивлениям оригинала (ор) и модели (мод) линии длиной 100 км, получился близким к единице и равен

$$m_Z = \frac{X_0 \cdot 100}{X_m} = \frac{0,291 \cdot 100}{22,56} = 1,2899 \text{ Ом (ор)/Ом (мод)}.$$

При $U_{\text{мод}} = 943$ В получим масштаб по напряжению m_U оригинала и модели

$$m_U = \frac{U_{\text{ор}}}{U_{\text{мод}}} = \frac{500}{943} = 0,53 \text{ кВ(ор)/В(мод)}.$$

Тогда масштаб по мощности m_S будет равен

$$m_S = \frac{m_U^2}{m_Z} = \frac{(0,53)^2}{1,2899} = 217,7 \text{ МВ} \cdot \text{А(ор)/кВ} \cdot \text{А(мод)}.$$

При выбранном масштабе по сопротивлению m_Z и принятой емкостной проводимости линии оригинала длиной 100 км ($b_0 \cdot 100$) определим емкостную проводимость B_m и емкость C_m одной ячейки линии модели

$$B_m = m_Z b_0 \cdot 100 = 1,2899 \cdot 3,91 \cdot 10^{-6} \cdot 100 = 504,3 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$C_m = \frac{B_m}{\omega} = \frac{504,3 \cdot 10^{-6}}{314} = 1,606 \cdot 10^{-6} \approx 1,6 \text{ мкФ}.$$

С учетом округления емкости до $C_m = 1,6$ мкФ емкостная реальная проводимость ячейки линии получилась равной

$$B_m = C_m \omega = 1,6 \cdot 314 \cdot 10^{-6} = 502,4 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Активная проводимость ячейки линии модели с учетом $\text{tg } \delta = 0,01$ для выбранных типов конденсаторов получилась равной

$$G_m = B_m \frac{\text{tg } \delta}{1 + \text{tg}^2 \delta} = 502,4 \cdot 10^{-6} \cdot 0,009999 \approx 5 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Предельную мощность самой линии оригинала и модели длиной 400 км (без УПКФРТ) можно оценить по выражениям

$$P_{\text{пр.ор}} = \frac{U_{\text{ор}}^2}{X_0 \cdot 400} = \frac{(500)^2}{0,291 \cdot 400} = 2147,7 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{пр.мод}} = \frac{U_{\text{мод}}^2}{X_{\text{м}} \cdot 4} = \frac{(943)^2}{22,56 \cdot 4} = 9,854 \text{ кВт}.$$

Натуральная мощность самой линии (без УПКФРТ) оригинала и модели равна соответственно $P_{\text{н.ор}} = 916 \text{ МВт}$ и $P_{\text{н.м}} = 4 \text{ кВт}$.

Модель конденсатора. Как отмечалось ранее; для оригинала рассматривались два значения сопротивления конденсаторной батареи: $X_{\text{к1ор}} = 70 \text{ Ом}$ и $X_{\text{к2ор}} = 20 \text{ Ом}$.

Согласно выбранному масштабу по сопротивлению ($m_Z = 1,2899$) найдем необходимые сопротивления и емкости конденсатора в модели

$$X_{\text{к1мод}} = \frac{X_{\text{к1ор}}}{m_Z} = \frac{70}{1,2899} = 54,27 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{к2мод}} = \frac{X_{\text{к2ор}}}{m_Z} = \frac{20}{1,2899} = 15,5 \text{ Ом}.$$

Емкостные сопротивления в модели, соответствующие емкостям с учетом округления ($C_1 = 59 \text{ мкФ}$ и $C_2 = 205 \text{ мкФ}$), будут равны

$$X_{\text{к1мод}} = \frac{1}{314 \cdot 59} = 53,9 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{к2мод}} = \frac{1}{314 \cdot 205} = 15,53 \text{ Ом}.$$

Активное сопротивление конденсатора модели с учетом $\text{tg } \delta = 0,008$ для выбранных типов конденсаторов равно

$$R_{\text{к1мод}} = \text{tg } \delta X_{\text{к1мод}} = 0,008 \cdot 53,9 = 0,43 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{к2мод}} = \text{tg } \delta X_{\text{к2мод}} = 0,008 \cdot 15,53 = 0,124 \text{ Ом}.$$

Модель фазорегулирующего трансформатора на напряжение 1000 В была создана в Институте энергетики Академии наук Молдовы. Фазорегулятор представляет собой трехфазный трехобмоточный трансформатор с первичными W_1 , вторичными W_2 и регулировочными W_0 обмотками.

Для определения параметров схемы замещения фазорегулятора ($R_{\text{ф}}$, $X_{\text{ф}}$, $g_{\text{ф}}$, $b_{\text{ф}}$) были проведены опыты холостого хода и короткого замыкания при различных углах θ . Эти параметры были усреднены для пяти значений угла $\theta = 0; 6,7; 14,4; 20,8; 26,9$ градусов. У модельного ФРТ средние параметры получились равными: $R_{\text{ф}} = 3,312 \text{ Ом}$; $X_{\text{ф}} = 1,586 \text{ Ом}$; $G_{\text{ф}} = 0,323 \cdot 10^{-3} \text{ См}$; $B_{\text{ф}} = 0,472 \text{ См}$, т.е. индуктивное сопротивление $X_{\text{ф}}$ получилось меньше активного $R_{\text{ф}}$, а индуктивный шунт $b_{\text{ф}}$ сравним с активным шунтом $g_{\text{ф}}$.

Кроме этого, сопротивление ФРТ модели ($X_{\text{ф}} = 1,586 \text{ Ом}$) получилось намного меньше, чем для оригинала ($X_{\text{ф.ор}} = 50 \text{ Ом}$), а индуктивный шунт ($b_{\text{ф}} = 0,472 \cdot 10^{-3} \text{ См}$) и активный шунт ($g_{\text{ф}} = 0,323 \cdot 10^{-3} \text{ См}$) получились на порядок больше, чем для оригинала ($b_{\text{ф.ор}} = 0,06 \cdot 10^{-3} \text{ См}$; $g_{\text{ф.ор}} = 0,02 \cdot 10^{-3} \text{ См}$). Эти обстоятельства сказались на условиях моделирования и проведения экспериментов.

Согласно выбранному масштабу по сопротивлению ($m_Z = 1,2899$) индуктивное сопротивление ФРТ модели должно быть равным

$$X_{\text{ф.мод}} = \frac{X_{\text{ф.ор}}}{m_Z} = \frac{50}{1,2899} = 38,76 \text{ Ом}.$$

Однако оно составляет всего 1,586 Ом, т.е. необходимо добавить сопротивление порядка 36 – 37 Ом; поэтому для увеличения сопротивления ветви ФРТ модели была добавлена индуктивная катушка с сопротивлением $R_g = 2,16 \text{ Ом}$, $X_g = 36 \text{ Ом}$, включенная последовательно с ФРТ.

Таким образом, средние параметры ветви ФРТ модели (ФРТ плюс добавочная катушка) составили:

$$R_{\text{ф.мод}} = R_{\text{ф.сп}} + R_g = 3,312 + 2,16 = 5,472 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{ф.мод}} = X_{\text{ф.сп}} + X_g = 1,586 + 36 = 37,585 \text{ Ом};$$

$$g_{\text{ф.мод}} = g_{\text{ф.сп}} = 0,323 \cdot 10^{-3} \text{ См};$$

$$b_{\text{ф.мод}} = b_{\text{ф.сп}} = 0,472 \cdot 10^{-3} \text{ См}.$$

Индуктивный шунт ФРТ модели, увеличенный на порядок по сравнению с оригиналом ($b_{\text{ф.мод}} = 0,472 \cdot 10^{-3} \text{ См}$, $b_{\text{ф.ор}} = 0,06 \cdot 10^{-3} \text{ См}$), в сильной степени компенсирует суммарную емкостную проводимость линии модели, равную $b_{\text{л.м}} = b_{\text{м}} \cdot 4 = 502,4 \cdot 10^{-6} \cdot 4 = 2 \cdot 10^{-3} \text{ См}$. Это снижает пропускную способность электропередачи модели по сравнению с оригиналом.

Таким образом, если модели линии и конденсаторной батареи более или менее соответствуют параметрам их оригиналов, то модельный фазорегулятор оказался слишком отличным от оригинала.

Это объясняется особенностью отличия конструкции трансформаторных устройств, выполненных на разные классы напряжения. В данном случае масштаб по напряжению составил $500\,000/1000 = 5000$, т.е. при классе напряжения 1000 В габариты ФРТ не позволяют достичь параметров, соответствующих габаритам ФРТ класса 500 кВ. Однако включение добавочной катушки последовательно к ФРТ-модели позволило приблизить параметры ФРТ ветви к оригиналу и провести эксперименты с хорошим согласованием величин, определенных расчетным и экспериментальным путем.

Результаты экспериментальных исследований. Экспериментальные исследования проводились на созданной трехфазной физической модели с параметрами, приведенными ранее согласно схеме модели [рис. 3](#): генератор – ВЛ с УПКФРТ – шины бесконечной мощности.

Сначала на основе серии опытов холостого хода и короткого замыкания в зависимости от угла θ были определены обобщенные параметры УПКФРТ (A, B, C, D) и параметры всей электропередачи (A_3, B_3, C_3, D_3), которые с погрешностью 5–20% совпали с аналогичными параметрами, вычисленными по выражениям (1). Далее были исследованы режимы модели ВЛ с УПКФРТ при углах $\theta = 0; 6,7; 14,4; 20,8; 26,9$ градусов при изменении активной мощности в конце $P_k = 0 \div 7$ кВт и $P_k = 0 \div 11$ кВт для двух сочетаний сопротивлений конденсатора и фазорегулятора:

$$X_k = 53,9 \text{ Ом} > X_\phi = 37,58 \text{ Ом}$$

и

$$X_k = 15,53 \text{ Ом} < X_\phi = 37,58 \text{ Ом}.$$

Измерялись токи, напряжения, активные и реактивные мощности во всех точках модели, представленной на [рис. 3](#). Эксперименты подтвердили сделанные основные выводы при теоретических исследованиях режимов ВЛ с УПКФРТ, приведенных в [1, 2]. На [рис. 4](#) показаны лишь основные характеристики режимов ВЛ с УПКФРТ в виде круговых диаграмм, полученные экспериментально (пунктирные линии) и расчетным путем (сплошные линии) согласно выражениям, приведенным в [1, 2], и параметрам модели. При экспериментах и расчетах угол θ принимался равным $0^\circ; 6,7^\circ; 14,4^\circ; 20,8^\circ; 26,9^\circ$, а передаваемая активная мощность P_k изменялась:

1) $P_k = 0 \div 7$ кВт при сочетании $X_k > X_\phi$, что в $7/4 = 1,75$ раза больше, чем натуральная мощность самой линии модели.

2) $P_k = 0 \div 11$ кВт при сочетании $X_k < X_\phi$, что в $11/4 = 2,75$ раза больше, чем натуральная мощность самой линии модели.

Это говорит о том, что рассмотрены режимы ВЛ с УПКФРТ с увеличенной в 1,75 и в 2,75 раза передаваемой мощностью, так как обычно по линиям оригинала класса 500 кВ не передается мощность, больше натуральной. Максимальная пропускная способность электропередачи в целом составляет 12,3 кВт, что в $12,3/4 = 3,1$ раза больше натуральной мощности самой линии и соответствует соотношению $X_k < X_\phi$ и углу $\theta = 26,9^\circ$ для данного рассмотренного диапазона изменения угла.

На [рис. 4](#) представлены круговые диаграммы, т.е. изменение реактивной мощности в конце Q_k от активной P_k при разных углах θ : для сочетания

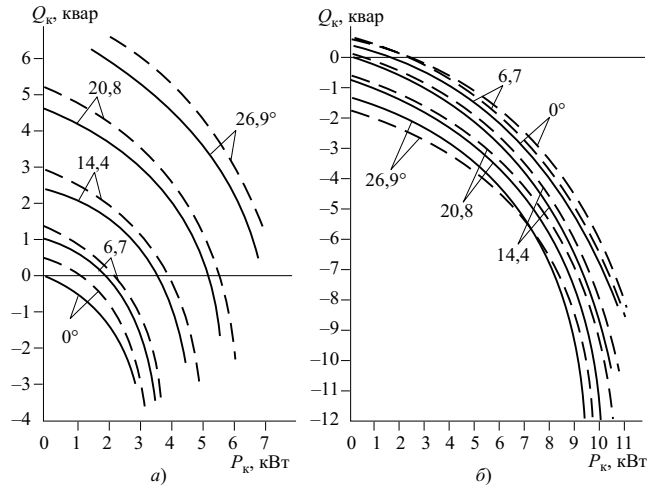


Рис. 4. Круговые диаграммы мощности ВЛ с УПКФРТ

$X_k > X_\phi$ – [рис. 4, а](#) и для сочетания $X_k < X_\phi$ – [рис. 4, б](#). Круговые диаграммы получены (как обычно принято) при поддержании постоянного модуля напряжения по концам электропередачи $U_n = U_k = \text{const}$. Этот рисунок подтверждает вывод о том, что в ВЛ с УПКФРТ при регулировании угла θ возможно глубокое регулирование реактивной мощности Q_k как в сторону увеличения генерации ($Q_k \geq 0$) при $X_k > X_\phi$, так и в сторону увеличения потребления ($Q_k \leq 0$) при $X_k < X_\phi$. Таким образом, при заданной активной мощности можно добиться необходимого уровня реактивной мощности, диктуемого или условиями режима в самой электропередаче (например, при минимуме потерь в ВЛ с УПКФРТ), или условиями режима в замыкающей энергосистеме (например, для обеспечения необходимого уровня напряжений в узлах или потерь в сети).

Возможно также ведение режима эквивалентной натуральной мощности электропередачи, когда при изменении P_k реактивная мощность будет равна нулю. Из [рис. 4](#) видно, что разница между экспериментальными и расчетными значениями реактивной мощности составляет 5–20%.

Измерениями также была подтверждена возможность передавать разную активную мощность P_k при постоянстве угла θ (в том числе при $\delta = \text{const} = 0$). Это свойство важно при использовании ВЛ с УПКФРТ в качестве гибкой межсистемной связи и при исследовании ее статической устойчивости.

Кроме того, можно выявить закон управления углом θ для обеспечения режима минимума потерь в электропередаче. Такой оптимальный закон управления углом $\delta_{\text{опт}}$ получается и при численной оптимизации аналитического выражения для потерь, что рассмотрено ранее в [1, 2].

Теоретические и экспериментальные исследования перераспределения активных и реактивных

мощностей между конденсатором и фазорегулятором УПКФРТ показали, что возможны режимы, когда активные мощности ($P_{\text{кон}}, P_{\text{фрт}}$) имеют один знак (т.е. текут в одну сторону) и разный знак (т.е. в контуре УПКФРТ протекает циркулирующая мощность). При устранении циркулирующей мощности, т.е. когда $P_{\text{кон}}$ и $P_{\text{фрт}}$ имеют один и тот же знак, регулированием угла θ возможно добиться (кроме режима минимума потерь) еще трех следующих режимов:

1) $P_{\text{кон}} = 0$; $P_{\text{фрт}} \approx P_{\text{к}} + \Delta P/2$ (конденсатор разгружен; т.е. через него не течет активная мощность);

2) $P_{\text{кон}} = P_{\text{фрт}} \approx P_{\text{к}}/2 + \Delta P/2$ (конденсатор и фазорегулятор загружены одинаково);

3) $P_{\text{фрт}} = 0$; $P_{\text{кон}} \approx P_{\text{к}} + \Delta P/2$ (фазорегулятор разгружен, т.е. через него не течет активная мощность). Здесь ΔP – это потери активной мощности в ВЛ с УПКФРТ.

Проведенные экспериментальные исследования режимов ВЛ с УПКФРТ полностью подтверждают качественные зависимости их изменения при регулировании угла θ . Количественные отличия в пределах 2 – 25% расчетных и экспериментальных значений обусловлены неточностью определения параметров модельных линий, конденсатора и фазорегулятора. Особенно повлияла на расхождение неточность установки на модели угла θ для обеспечения заданных в расчетах значений (0; 6,7; 14,4; 20,8; 26,9°).

Исследования показывают, что чувствительность режимных параметров ВЛ с УПКФРТ к значению угла θ очень высока и составляет десятые доли градуса при $X_{\text{к}} > X_{\text{ф}}$ и 1° при $X_{\text{к}} < X_{\text{ф}}$. Так, при изменении угла θ на 1° потоки мощности в самом УПКФРТ меняются на 3 – 7%. Отличие добротности по сопротивлениям и проводимостям оригинала и модели в ВЛ с УПКФРТ приводит к разному количественному перераспределению активных и

реактивных мощностей между линией, конденсатором и фазорегулятором. Ввиду этого использование созданной модели ВЛ с УПКФРТ для количественных оценок возможно при учете погрешности в пределах 3 – 25%, тогда как для качественного анализа режимов эта модель вполне пригодна.

Выводы

1. Рассчитаны параметры и собрана физическая модель ВЛ с УПКФРТ, состоящая из моделей линии, конденсаторной батареи и фазорегулирующего трансформатора.

2. Проведено экспериментальное исследование параметров и режимов модели ВЛ с УПКФРТ при различных углах θ и различных передаваемых мощностях $P_{\text{к}}$ для двух сочетаний сопротивлений конденсатора и фазорегулятора ($X_{\text{к}} > X_{\text{ф}}$ и $X_{\text{к}} < X_{\text{ф}}$).

3. Проведено сравнение экспериментальных и расчетных значений режимных параметров модели, подтверждающее хорошее качественное совпадение зависимостей их изменения, а также подтверждающее ранее сделанные выводы о возможности глубокого регулирования режимами ВЛ с УПКФРТ.

4. Созданную трехфазную модель можно рекомендовать для дальнейших исследований нормальных, особых, несимметричных и переходных режимов ВЛ с УПКФРТ.

Список литературы

1. Chiorsac M. V., Soldatov V. A., Kalinin L. L. A phase shifting controlled series compensation for HV transmission systems. – Very high voltage networks symposium, Sibiu Romania, 1995, June, p. 89.
2. Киорсак М., Солдатов В., Зайцев Д. Гибкие линии электропередачи с продольно-емкостной компенсацией и фазопоротным трансформатором. Кишинев: АН Молдовы, 1997.

Устройство дальнего резервирования отключения коротких замыканий

Акопян Г. С., инж.

Армэнерго

В Армянской энергосистеме с 1977 по 1994 г., т.е. за 17 лет, полностью повредились 19 трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ, питающихся от радиальных ВЛ, и сотни ячеек 6, 10 кВ, кабельных линий и токоограничивающих реакторов. Статистика повреждений трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ и ячеек 6, 10 кВ в других энергосистемах на территории б. СССР примерно такая же, так как принципиальные решения и уровень эксплуатации примерно одинаковые. Таким образом, если не учитывать уровень эксплуатации устройств релейной защиты и коммутационных аппаратов, то основной причиной полного повреждения вышеуказанного оборудования явились недостатки принципиальных решений по резервированию отключения коротких замыканий на стороне низкого напряжения этих трансформаторов или на линиях 6, 10 кВ, особенно реактированных.

Принципиальная невозможность полноценного дальнего (удаленного и местного), а также ближнего резервирования отключения КЗ за трансформаторами или реакторами с помощью максимальных токовых и дистанционных защит, когда к линии подключены два трансформатора разной мощности или один трехобмоточный трансформатор, или один двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой, или один трансформатор с реактором на стороне низкого напряжения, подробно обоснована¹. Заметим, что к одной ВЛ 110 кВ иногда может быть подключено до пяти трансформаторов.

С целью полноценного дальнего резервирования отключения КЗ за трансформаторами, подключенными к линиям, работающим в радиальном режиме, а также КЗ на реактированных линиях 6, 10 кВ в Армянской энергосистеме в 1994 г. разработано устройство дальнего резервирования (УДР). Испытания устройства производились осуществлением натуральных двухфазных и трехфазных металлических и дуговых КЗ на стороне 10 кВ на двух подстанциях 110/10 кВ. После получения положительных результатов в 1995 г. было организовано производство УДР в содружестве с заводом "Марс" нашей республики. В том же году было завершено внедрение УДР на всех линиях 110 и

35 кВ, а также на всех трансформаторах, питающих реактированные линии 6, 10 кВ.

За 6 лет эксплуатации в энергосистеме не было ни одного случая полного повреждения трансформаторов, хотя условия для продолжения статистики прежних лет (ежегодно повреждалось 19/17 трансформаторов, т.е. более одного трансформатора) имели место.

За тот же период зафиксированное число срабатываний УДР – три, против ожидаемых более шести, объясняется, по всей вероятности, недостоверностью информации, свидетельствующей о низком уровне эксплуатации основной релейной защиты или коммутационного аппарата.

В 1995 г. после проведения в ОРГРЭС эксплуатационных испытаний на пригодность применения в электрических сетях России устройство получило соответствующий сертификат и рекомендовано к применению в энергосистемах Российской Федерации Департаментом науки и техники РАО "ЕЭС России" (циркулярным письмом от 2/XI 1995 г. за № 02 – 6/20).

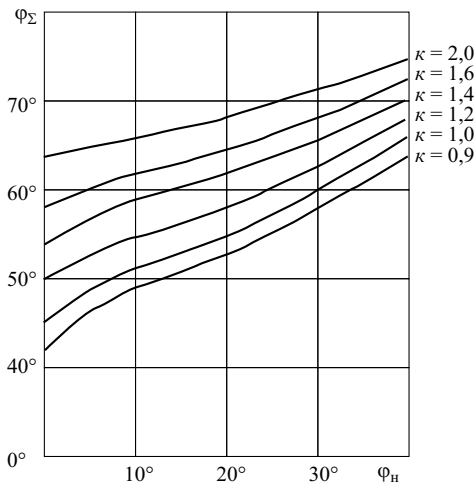
Принцип работы УДР основан на измерении по схеме "И" тока и угла между током и напряжением с параллельным включением токовых органов трех фаз, а также угловых органов трех фаз. При превышении током любой из фаз и углом тока любой из фаз уставок срабатывания, а также наличии обоих условий в течение заданной выдержки времени устройство действует на отключение.

Устройство устанавливается на головном конце линии 110 или 35 кВ, работающей в радиальном режиме, с целью резервирования отключения КЗ за трансформаторами или на стороне высокого напряжения трансформаторов и с целью резервирования отключения КЗ на реактированных линиях 6, 10 кВ.

Расчеты показали, что УДР надежно резервирует защиту трансформаторов понизительных подстанций, питающихся от радиальных линий, если номинальная мощность трансформатора составляет от суммарной мощности всех трансформаторов, присоединенных к питающей линии: для сети 110 кВ – не менее 10%, для сети 35 кВ – не менее 5%.

Устройство содержит встроенные орган выдержки времени, выходное и указательное реле, а также цепи блокировки АПВ и сигнализации при неисправности.

¹ Рубинчик В. А. Резервирование отключения коротких замыканий в электрических сетях. М.: Энергоатомиздат, 1985.



Методика выбора уставок срабатывания УДР по току и углу тока должна учитывать:

большую выдержку времени срабатывания УДР из условия согласования с максимальной токовой защитой трансформаторов (3 – 4 с);

последовательную схему включения органов, измеряющих ток и угол тока;

отстройку от бросков тока или угла тока намагничивания трансформаторов с учетом выдержки УДР при включении линии с подключенными трансформаторами;

отстройку от тока или угла тока самозапуска нагрузки при ее включении с учетом выдержки времени УДР;

коэффициент возврата органов тока и угла тока равен практически единице;

необходимость обеспечения чувствительности при КЗ в зоне, резервируемой с помощью УДР, по току и углу тока одновременно.

Опыт выбора уставок и эксплуатации УДР позволил упростить методику и свести ее к простым формулам.

1. Ток срабатывания защиты

$$I_{c.з} \geq 0,1 I_{ном\Sigma},$$

где $I_{ном\Sigma}$ – сумма номинальных токов трансформаторов, питающихся от данной линии 110 или 35 кВ.

2. Угол срабатывания защиты $\varphi_{c.з} = 50^\circ \div 60^\circ$ в зависимости от доли моторной нагрузки.

3. Коэффициент чувствительности защиты по току

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.з.мин}}/I_{\text{с.з}} \geq 1,5,$$

где $I_{\text{к.з.мин}}$ – ток через место установки УДР при двухфазном КЗ за трансформатором наименьшей мощности, из всех подключенных к данной линии, или при КЗ на реактированной линии 6, 10 кВ в зависимости от места установки УДР; $I_{\text{с.з}}$ – ток срабатывания защиты. Коэффициент чувствительности принимается не менее 1,5 вместо 1,2, исходя из возможности.

4. Чувствительность защиты по углу тока проверяется по условию $\varphi_{\Sigma} - \varphi_{c.з} \geq 5^\circ$, где φ_{Σ} – угол тока, являющегося векторной суммой токов КЗ и нагрузки, который определяется расчетом, либо непосредственно по векторной диаграмме токов и напряжений, построенной в масштабе. Угол φ_{Σ} с достаточной точностью может быть определен также из номограммы, построенной на рисунке, где

$$\kappa = I_{\text{к.з.мин}}/I_{\text{н.макс}};$$

$I_{\text{н.макс}}$ – максимальное значение тока нагрузки линии.

В заключение отметим, что область применения УДР может быть расширена после проведения специальных исследований, а также возможность повышения чувствительности УДР при осуществлении измерения аварийных составляющих тока и угла тока.

Исполнение УДР возможно также для измерения реактивной мощности или аварийной составляющей реактивной мощности.

Выводы

1. Шестилетний опыт эксплуатации устройства дальнего резервирования (УДР) подтвердил правильность нового принципа дальнего резервирования отключения КЗ за трансформаторами или на реактированных линиях 6, 10 кВ, эксплуатационную надежность устройства и достаточную точность упрощенной методики выбора уставок срабатывания УДР.

2. Необходимо изыскание новых принципов дальнего резервирования отключения КЗ, в частности за трансформаторами, питающимися от линий с двусторонним питанием.

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110 – 500 кВ в эксплуатации

Ванин Б. В., канд. техн. наук, Львов Ю. Н., доктор техн. наук, Львов М. Ю., канд. техн. наук, Неклепаев Б. Н., доктор техн. наук, Антипов К. М., канд. техн. наук, Сурба А. С., инж., Чичинский М. И., канд. техн. наук

АО ВНИИЭ – МЭИ (ТУ) – РАО “ЕЭС России”

Силовые трансформаторы являются одним из наиболее массовых и значимых элементов энергосистем. Так, в 1999 г. только в ЕЭС России было в эксплуатации в сетях 110 – 750 кВ силовых трансформаторов и автотрансформаторов общей мощностью $S_{т.уст} = 567\,569$ МВ·А при установленной мощности генераторов $P_{г.уст} = 194\,000$ МВт. При этом коэффициент соотношения установленных мощностей трансформаторов и генераторов составил: $K_{тг} = 2,92$. При учете установленной мощности всех силовых трансформаторов, включая трансформаторы напряжением менее 110 кВ, $K_{тг}$ существенно больше и достигает 6 – 6,5.

Естественно, что надежность работы сетей, электростанций и энергосистем в значительной степени зависит от надежности работы трансформаторов, тем более, что значительная часть трансформаторов отработала определенный стандарт минимальный срок службы – 25 лет [1], а техническое перевооружение трансформаторов в силу сложившихся условий идет крайне медленно: в 1993 г. оно составило 1,1%, а в 1999 г. – всего только 0,5%.

Для анализа надежности работы трансформаторов в первую очередь необходима представительная выборка эксплуатационных данных, а также следующая информация:

распределение повреждений по основным узлам трансформаторов разных классов напряжений;

характеристики тяжести повреждений;

роль коротких замыканий;

частота повреждений в зависимости от срока службы трансформаторов;

причины и последствия повреждений;

данные об отклонениях от требований нормативно-технических документов, инструкций заводов-изготовителей, противоаварийных и эксплуатационных циркуляров, руководящих и распорядительных документов РАО “ЕЭС России” [2].

За период с января 1997 по ноябрь 2000 г. было проанализировано в общей сложности по актам, поступившим в Департамент генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей РАО “ЕЭС России”, 712 отказов и технических нарушений силовых трансформаторов напряжением 35 – 750 кВ.

В табл. 1 приведено распределение повреждений силовых трансформаторов по узлам и классам напряжений, при этом их число составило: 29% для 35 кВ; 47% для 110 кВ; 19% для 220 кВ; 2% для 330 кВ; 3% для 500 кВ; 0% для 750 кВ.

Как следует из табл. 1, наибольшую повреждаемость имеют: высоковольтные вводы – 22%, об-

Таблица 1

Распределение повреждений силовых трансформаторов по узлам и классам напряжений за период январь 1997 г. – ноябрь 2000 г.

Узел	Класс напряжения, кВ													
	35		110		220		330		500		750		Всего	
	Число	%	Число	%	Число	%	Число	%	Число	%	Число	%	Число	%
Обмотки	61	30	43	13	10	7	1	8	0	0	0	0	115	16
Магнитопровод	0	0	0	0	2	1,5	1	8	0	0	0	0	3	0,5
Система охлаждения	7	3	16	5	8	6	2	15	3	14	0	0	36	5
РПН	4	2	61	18	26	19	1	8	5	24	0	0	97	13,5
Вводы	27	13	77	23	44	32	3	23	7	34	0	0	158	22
Течь масла	15	7	35	10	21	15	3	23	4	19	0	0	78	11
Упуск масла	59	30	75	22	24	18,5	2	15	2	9	0	0	162	23
Вандализм	31	15	31	9	1	1	0	0	0	0	0	0	63	9
Итого	204	100	338	100	136	100	13	100	21	100	0	0	712	100

мотки – 16%, устройства РПН – 13,5%. Значительная доля отказов приходится на течи (11%) и упуск трансформаторного масла (23%).

В табл. 2 приведено распределение поврежденных силовых трансформаторов по узлам, для которых в актах указана продолжительность их эксплуатации. Как видно из табл. 2, повреждения обмоток имеют место у трансформаторов с любыми сроками эксплуатации, для РПН наибольшее число повреждений у трансформаторов со сроками эксплуатации 10 – 30 лет, для высоковольтных вводов – после 10 лет эксплуатации. Однако имеющиеся данные не позволяют сделать оценку зависимости повреждаемости трансформаторов от срока эксплуатации, так как для этого необходимо учитывать число эксплуатируемых трансформаторов в каждом диапазоне времени службы.

Наиболее тяжелым повреждением трансформатора является внутреннее короткое замыкание (КЗ). Как показал анализ, повреждения, вызванные внутренними КЗ, имели место при повреждениях обмоток в 80% случаев общего числа повреждений обмоток, при повреждениях высоковольтных вводов – 89%, при повреждениях РПН – 25% и при повреждениях прочих узлов – 36% соответственно, включая ошибки при монтаже, ремонте и эксплуатации.

При обработке данных актов выявлен ряд случаев неправильного применения [3] в части требований к составлению актов расследования технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем. Составители актов не всегда выполняют при их заполнении требования всех пунктов. Так, за период 1997 – 1998 гг. 23,4% актов были оформлены не полностью. В 2000 г. доля не полностью оформленных актов сократилась до 10,4%. В частности, в ряде случаев отсутствуют данные о недоотпуске, недовыработке энергии и экономическом ущербе от последствий отказа, как того требует [4].

Основные повреждения трансформаторов и высоковольтных вводов с указанием причин их

возникновения, характером и последствиями их развития приведены в табл. 3.

Анализ повреждений трансформаторов с внутренними короткими замыканиями по периодам, указанным в [1] (первый – в течение первых 12 лет эксплуатации до первого капитального ремонта, второй – за полный нормированный срок службы не менее 25 лет, третий – за срок службы более 25 лет), представлен далее.

За период эксплуатации до 12 лет имели место следующие виды повреждений:

внутренние повреждения трансформаторов из-за длительного неотключения при сквозных КЗ на стороне 10 кВ;

повреждения обмоток высшего напряжения из-за возникновения виткового замыкания;

повреждения негерметичных вводов, длительно хранившихся на складе до установки в трансформатор;

перекрытия масляного канала герметичных вводов по внутренней поверхности нижней фарфоровой крышки;

нарушения целостности контактной системы и токоограничивающих сопротивлений контактора РПН, приведшие к образованию электрической дуги и выбросу масла.

За период 12 – 25 лет эксплуатации имели место следующие повреждения:

повреждения обмоток низшего напряжения при резко переменных нагрузках дуговых электрических печей завода;

повреждения из-за увлажнения и загрязнения изоляции обмоток;

увлажнения бакелитовой изоляции контактора РПН;

повреждения негерметичных вводов из-за увлажнения и загрязнения внутренней изоляции;

перекрытие масляного канала герметичных вводов по внутренней поверхности нижней фарфоровой крышки.

За период после 25 лет эксплуатации имели место повреждения:

Таблица 2

Распределение повреждений силовых трансформаторов по узлам с указанием продолжительности их эксплуатации за период январь 1997 г. – ноябрь 2000 г.

Узел	Число повреждений по продолжительности эксплуатации					Всего
	10 лет	10 – 20 лет	20 – 30 лет	30 – 40 лет	более 40 лет	
Обмотки	23	25	23	28	12	111
Магнитопровод	0	0	1	0	0	1
Система охлаждения	2	14	13	1	0	30
РПН	12	28	21	10	0	71
Вводы	15	37	38	31	9	130
Течь масла	12	16	19	11	3	61
Упуск масла	12	22	22	14	5	75
Вандализм	3	6	10	1	1	21
Итого	79	148	147	96	30	500

Т а б л и ц а 3

Основные повреждения трансформаторов и высоковольтных вводов

Узел	Повреждение	Причина возникновения повреждения	Характер и последствия развития повреждения
Обмотка	Выгорание витковой изоляции и витков обмотки	Длительное неотключение сквозного тока КЗ на стороне низшего напряжения трансформатора	Выгорание витковой изоляции и витков, разложение масла, расплавление и разбрызгивание меди и разрушение изоляции
	Деформации обмотки	Недостаточная электродинамическая стойкость обмоток к токам КЗ	Повреждение изоляции вследствие деформации обмоток с возможным повреждением трансформатора
	Увлажнение и загрязнение изоляции обмоток	Нарушение герметичности трансформатора	Снижение электрической прочности маслобарьерной изоляции и пробой первого масляного канала, что может вызвать: развитие “ползущего разряда” ионизационный пробой витковой изоляции за счет вытеснения масла водяным паром из капилляров изоляции повреждение трансформатора
	Износ изоляции обмоток	Снижение механической прочности изоляции обмоток	Разрушение изоляции обмоток с последующим возникновением виткового замыкания или замыкания на другую обмотку при умеренном сквозном токе КЗ с внутренним повреждением трансформатора
	Дефект изготовления грозоупорной обмотки	Касание петель грозоупорных обмоток разделяющей перегородки	В условиях вибрации трансформатора ведет к истиранию изоляции петель и развитию пробоя
Магнито-провод	Перегрев магнитопровода	Образование короткозамкнутого контура в магнитопроводе	Оплавление стали магнитопровода, пожар в железе, разложение масла
Система охлаждения	Нарушение охлаждения трансформатора	Повреждение маслораспределителей	Нарушение охлаждения трансформатора и загрязнение механическими примесями
		Засорение труб охладителей	Перегрев трансформатора
Переключатели ответвлений РПН	Нарушение контактов в РПН	Искрение, перегрев, оплавление и выгорание контактов. Подгар токоограничивающих сопротивлений	Неработоспособность РПН
	Нарушение перегородки, изолирующей бак расширителя РПН от бака трансформатора	Дефект изготовления	Загрязнение масла трансформатора, снижение его электрической прочности, усложнение диагностики трансформатора
	Механическая неисправность РПН	Износ элементов кинематической схемы	Обгорание контактов переключателей
	Нарушение герметичности бака контактора	Увлажнение бакелитового цилиндра контактора	Внутреннее дуговое КЗ по увлажненным расслоениям бакелитовой изоляции бака РПН
Прочие узлы	Нарушение герметичности	Подсос воздуха через сальники задвижек. Нарушение герметичности гибкой оболочки расширителя, неисправность воздухоосушителя	Проникновение атмосферной влаги и воздуха, ослабление электрической прочности изоляции
	Нарушение контактных соединений отводов, демпферов и др.	Дефект монтажа и наладки	Перегрев контактов, загрязнение контактов продуктами разложения изоляции и масла
	Течь масла через резиновые прокладки в месте соединения бака с выхлопной трубой, из-под разъема крепления ввода	Дефекты монтажа, ремонта и эксплуатации	Упуск масла из трансформатора
Высоковольтные негерметичные вводы	Увлажнение и загрязнение изоляции негерметичных вводов	Проникновение атмосферной влаги во ввод, образование примесей в масле ввода	Создает условия для развития теплового и электрического пробоя изоляции ввода

Узел	Повреждение	Причина возникновения повреждения	Характер и последствия развития повреждения
Высоковольтные герметичные вводы	Отложение осадка (продуктов окисления масла или вымывания из конструктивных материалов) на внутренней поверхности фарфора и на поверхности внутренней изоляции	Осадок адсорбирует влагу и загрязнение, в том числе металлосодержащие	Приводит к возникновению проводящих дорожек, развитию разрядов и пробую масляного канала ввода
	Коллоидное старение масла	В результате окислительных процессов и взаимодействия масла с конструктивными материалами, в первую очередь, с медесодержащими и железосодержащими, происходит образование и рост коллоидных частиц	Приводит к снижению электрической прочности масляного канала ввода
	Течь масла из вводов через нижние резиновые прокладки, из-за нарушения верхнего уплотняющего узла, через резиновые уплотнения измерительного вывода	Дефекты монтажа, ремонта и эксплуатации	Ведет к снижению давления масла, нарушению герметичности, попаданию влаги и воздуха во ввод. Вызывает снижение электрической прочности изоляции
	Повышение давления во вводах	Вызывается потерей герметичности сильфонов и, как следствие, недостаточной температурной компенсации имеющегося объема масла, а также появлением источника интенсивного газообразования или нарушением связи между вводом и выносным баком давления	Снижение электрической прочности внутренней изоляции ввода

внутренние повреждения трансформаторов из-за длительного их неотключения при сквозных КЗ на стороне 10 кВ;

повреждения РПН и обмоток трансформаторов при переключениях РПН;

повреждения трансформаторов из-за нарушения контактов отвода обмотки, обрыва части проводников гибкой связи от вводного изолятора к обмотке, отгорания отвода обмотки в баке трансформатора с замыканием на ярмовую балку;

повреждения негерметичных вводов из-за увлажнения и загрязнения внутренней изоляции; износ изоляции обмоток.

Из зафиксированных случаев повреждений трансформаторов с внутренними короткими замыканиями 15% сопровождались взрывами и пожарами. Эти повреждения в основном были вызваны повреждениями РПН, обмоток и высоковольтных вводов.

Так, в частности, при перекрытии изоляции масляного канала герметичного ввода ГМТА-110 произошло повреждение автотрансформатора АДЦТН-125000/220/110 1985 г. изготовления. Трансформатор поврежден полностью и восстановлению не подлежит.

Из-за сильного износа изоляции обмоток произошло повреждение с пожаром трансформатора ОТД-60000/220/110 1958 г. изготовления с полным разрушением трансформатора и вводов 220, 110 и 10 кВ.

В результате повреждения РПН автотрансформатора АОЦТН-267000/500/220 1973 г. изготовления и последующего пожара произошли: разрыв бака, разрушение фарфоровых крышек вводов 220 кВ, корпуса контактора устройства РПН, отго-

рание спуска гибкой связи 220 кВ от воздействия пламени пожара, повреждение оборудования шкафов обдува (ШАОТ) и кабельных связей системы охлаждения, а также трех охладителей.

Проведенный анализ показал, что внутренние КЗ в трансформаторах 110 – 500 кВ связаны, в первую очередь, с повреждениями РПН, высоковольтных вводов и обмоток. При этом наиболее тяжелые последствия имеют место при развитии таких дефектов, как:

снижение электрической прочности масляного канала высоковольтных герметичных вводов из-за отложения осадка на внутренней поверхности фарфора и на поверхности внутренней изоляции, а также из-за коллоидного старения масла;

снижение электрической прочности бумажно-масляной изоляции высоковольтных негерметичных вводов из-за увлажнения и загрязнения;

увлажнение, загрязнение и износ изоляции обмоток трансформаторов;

выгорание витковой изоляции и витков обмоток из-за длительного неотключения сквозного тока КЗ на стороне низшего напряжения трансформатора;

ошибки монтажа, ремонта и эксплуатации.

Необходимо отметить, что большая часть указанных дефектов могла бы быть своевременно выявлена применением существующих методов и средств технической диагностики.

С выходом шестого издания [5] для силовых трансформаторов, автотрансформаторов и масляных реакторов существенно расширен перечень контролируемых параметров. При этом принципиальное отличие действующего документа [5] от предыдущего [6] заключается в том, что наряду с

Т а б л и ц а 4

Вид диагностической ценности методов контроля

Метод контроля	Анализируемый процесс	Вид диагностической ценности
Хроматографический анализ газов, растворенных в масле	Перегрев токоведущих соединений и элементов конструкции внутренней изоляции, электрический разряд в масле	Сопутствующий показатель физико-химического разрушения изоляции. Монотонность изменения во времени при развитии процесса. Детерминированная диагностическая ценность
Измерение степени полимеризации бумажной изоляции	Износ бумажной изоляции	Функция физико-химического разрушения изоляции. Монотонность изменения во времени при развитии процесса. Детерминированная диагностическая ценность
Измерение содержания фурановых соединений в масле	Старение бумажной изоляции	Сопутствующий показатель физико-химического разрушения изоляции. Отсутствие монотонности и значимых различий изменения содержания от срока эксплуатации и степени износа изоляции. Случайная диагностическая ценность
Измерение мутности масла	Коллоидно-дисперсные процессы в высоковольтных герметичных вводах	Функция физико-химического состояния коллоидно-дисперсной системы. Монотонность изменения во времени при развитии процесса. Детерминированная диагностическая ценность
Измерение поверхностного натяжения	Старение масла	Функция полярности жидкости. Монотонность изменения во времени при развитии процесса. Детерминированная диагностическая ценность
ИК-спектрометрия	Старение масла	Сопутствующий показатель наличия продуктов старения масла. Монотонность изменения во времени при развитии процесса. Детерминированная диагностическая ценность
Тепловизионный контроль	Локальные зоны перегрева	Сопутствующий показатель теплового состояния трансформатора и токоведущих частей. Монотонность изменения во времени при развитии процесса. Детерминированная диагностическая ценность
Измерение частичных разрядов	Ионизационные процессы в изоляции	Сопутствующий показатель физико-химического разрушения изоляции. Отсутствие монотонности изменения во времени при развитии процесса. Случайная диагностическая ценность
Измерение сопротивления короткого замыкания	Деформация обмоток	Сопутствующий показатель изменения геометрии обмоток. Монотонность изменения во времени при развитии процесса. Детерминированная диагностическая ценность
Метод низковольтных импульсов	Деформация обмоток	Сопутствующий показатель изменения геометрии обмоток. Монотонность изменения во времени при развитии процесса. Детерминированная диагностическая ценность
Определение усилий прессовки обмоток трансформатора по частоте собственных колебаний системы прессовки при внешнем импульсном механическом воздействии	Распрессовка обмоток	Сопутствующий показатель степени прессовки обмоток. Монотонность изменения во времени при развитии процесса. Детерминированная диагностическая ценность

традиционными испытаниями, лежащими в основе оценки состояния трансформаторов, где контролируемые параметры в своей основе имеют связь с электрической прочностью изоляции, введены новые, не имеющие непосредственной связи, но нацеленные на раннее обнаружение развития дефектов. К ним относятся: хроматографический анализ газов, растворенных в масле; контроль содержания фурановых соединений в масле; измерение степени полимеризации; тепловизионный контроль; измерение сопротивления короткого замыкания. Также появляются предложения по дальнейшему расширению данного перечня, в частности: контроль уровня частичных разрядов; ИК-спектрометрический анализ; контроль мутности и поверхностного натяжения масла; вибрационный контроль состояния прессовки обмотки и др.

Один из наиболее объективных показателей, позволяющих оценить информативность используемого признака, – диагностическая ценность. При наличии статистических данных этот показатель

представляет собой численную оценку информации о состоянии оборудования, которой обладает интервал значений измеряемого параметра.

Следует отметить, что при анализе диагностической ценности того или иного признака принципиально важное значение имеют следующие аспекты:

является ли контролируемый показатель функцией физико-химического состояния изоляции или он отслеживает сопутствующие изменения при развитии процессов, приводящих к повреждениям;

наличие монотонности изменения значения измеряемого показателя во времени при развитии характеризуемого им процесса;

наличие значимых различий между значениями измеряемого показателя и степенью развития процесса.

Выполнение или невыполнение этих условий определяет вид диагностической ценности (наличие детерминированной или случайной диагностической ценности) у используемых признаков.

В табл. 4 приведена оценка вида диагностической ценности методов контроля процессов, приводящих к повреждениям трансформатора. Необходимо подчеркнуть, что признаки со случайной диагностической ценностью, определяемой отсутствием монотонности изменения значений при развитии контролируемого им процесса, не могут быть использованы для принятия решений о состоянии оборудования, а лишь в некоторых случаях могут свидетельствовать о необходимости более полного обследования.

Дополнительно необходимо отметить, что в настоящее время в эксплуатации еще находится довольно много трансформаторов, изготовленных в соответствии с [7], имеющих недостаточную электродинамическую стойкость к возросшим уровням токов короткого замыкания в энергосистемах. Согласно [1] расчетная мощность трехфазного короткого замыкания в сетях 6 – 750 кВ примерно в 2,5 раза больше принятой в [1]. Повреждаемость трансформаторов, разработанных до 1970 г., согласно [8] превышает 1%, в то время как у новых она около 0,2% (без учета повреждений из-за высоковольтных вводов). Для трансформаторов, изготовленных в соответствии с [1], имеет место повышенный риск их повреждений. Риск в этом случае представляет собой материальные и социальные потери от коротких замыканий.

Объективное наличие фактора риска в условиях эксплуатации требует применения целенаправленных мероприятий, позволяющих снизить риск как в части вероятности повреждения трансформатора, так и в части возможных убытков. К первой части следует отнести используемые в практике координации уровней токов короткого замыкания различные мероприятия по ограничению сквозных токов короткого замыкания автотрансформаторов энергосистем при достижении токами значений 80% и более нормированного уровня [9, 10]. Это изменение схемы сети (схемные решения), обеспечивающее снижение токов короткого замыкания; стационарное и автоматическое деление сети; введение реакторов в нейтраль трансформаторов и автотрансформаторов; ограничение опасных воздействий токов короткого замыкания на обмотки автотрансформаторов путем выбора очередности АПВ линий и даже блокировки АПВ; применение методов и средств диагностики.

Требуется повышенное внимание к мероприятиям, оказывающим прямое влияние на снижение возможных убытков в случае возникновения аварийной ситуации: действия персонала в соответствии с нормативными инструкциями, эффективность работы автоматической системы пожаротушения, четкая работа релейной защиты и наличие необходимого резерва электрооборудования.

Выводы

1. Внутренние короткие замыкания в трансформаторе обусловлены чаще всего повреждениями

ми РПН, высоковольтных вводов и обмоток. Эти повреждения сами по себе являются наиболее частыми.

2. Целесообразно внесение дополнений и изменений в РД 34.45-51.300-97 “Объем и нормы испытаний электрооборудования” в части оценки состояния бумажной изоляции обмоток на основе анализа диагностической ценности нормируемых показателей для трансформаторов, отработавших определенный стандартами минимальный нормированный срок службы 25 лет.

3. Целесообразно разработать методические указания по повышению надежности герметичных вводов в эксплуатации для продления срока службы трансформаторов.

4. Для трансформаторов, у которых возможны превышения допустимых для них значений токов короткого замыкания, имеет место повышенный уровень риска их повреждений, который следует учитывать в эксплуатации. Важной составной частью мероприятий при оценке технического состояния таких трансформаторов является выявление наличия опасных деформаций обмоток, потери механической прочности витковой изоляции и распрессовки обмоток.

5. Необходимо повысить требования к электротехнической промышленности в части повышения надежности работы РПН, вводов и обмоток (конструкция и изоляция).

Список литературы

1. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. Издательство стандартов, 1986.
2. РД 153-34.3-46.304-00. Положение об экспертной системе контроля и оценки состояния и условий эксплуатации силовых трансформаторов, шунтирующих реакторов, измерительных трансформаторов тока и напряжения. М., 2000.
3. РД 34.20.801-93. Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем. М.: ОРГРЭС, 1993.
4. МТ-34-70-001-95. Методика расчета экономического ущерба от нарушений в работе энергетического оборудования. М.: РАО “ЕЭС России”, 1995.
5. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. М.: Энас, 1998.
6. Нормы испытаний электрооборудования. М.: Атомиздат, 1978.
7. ГОСТ 11677-65. Трансформаторы (и автотрансформаторы) силовые. Общие технические требования. М., 1971.
8. Problems of autotransformers operation in systems with fault currents upgrowth / Bogomolov V. S., Khublarov N. N., Lvov M. Yu. a.o. – CIGRE, Session-2000, Paper № 12 – 106.
9. Руководящие указания по ограничению токов однофазных коротких замыканий в электрических сетях 110 – 220 кВ энергосистем. М.: СПО Союзтехэнерго, 1985.
10. Противоаварийный циркуляр Ц-11-87(э) “О снижении числа опасных воздействий токов КЗ на обмотки автотрансформаторов 330 – 500 кВ” от 16.11.86 г.

ОТКЛИКИ И ПИСЬМА

По поводу статьи Гладштейна В. И. “Эксплуатация турбин с давлением пара более 9 МПа с трещинами и выборками литых корпусных деталей”¹

Кляхин В., инж.

Жамбылская ГРЭС (Казахстан)

Статья Гладштейна В. И. “Эксплуатация турбин с давлением пара более 9 МПа с трещинами и выборками литых корпусных деталей” актуальная и полезна в практическом плане. Вопрос о дифференцированном подходе к трещинам и выборкам в корпусах турбин поднимался неоднократно. А в данной статье предложены конкретные размеры допускаемых без удаления трещин и выборок без наплавки.

Эти критерии надо взять за основу, а в дальнейшем, по мере накопления опыта, внести, если надо, коррективы.

Наиболее сложный процесс в диагностике трещин – определение ее глубины в литом металле и использование сверления для этих целей, предложенные автором, считаю целесообразным.

На Жамбылской ГРЭС с 1986 г. тоже занимаются этой проблемой и далее кратко приводятся отрицательный и положительный опыты в этом вопросе.

Отрицательный опыт. На турбине К-200-130, введенной эксплуатацию в 1968 г., в 1978 г. в нижней половине корпуса ЦВД изнутри, в районе второй ступени была обнаружена трещина длиной 350 – 400 мм, глубина неизвестна.

Выборку проводили воздушно-дуговой строжкой, в результате чего получили выборку с максимальной глубиной 120 мм при толщине корпуса в этом месте 160 мм. Заплавку проводили электродами ЦТ-28. В дальнейшем были проведены работы, представленные далее.

1982 г. При повторном контроле обнаружили трещину по зоне сплавления на длине 1/2 периметра (такой дефект Шрон Р. З., УралВТИ назвал отколом), выбирали воздушно-дуговой строжкой, выбрали насквозь, заварили ЦТ-28.

1984 г. Аналогичная картина.

1986 г., май. Аналогичная, но теперь по рекомендации ЛМЗ и ЦКТИ убрали всю старую аустенитную наплавку и заварили электродами ТМЛ-1 с сопутствующим и фальшподогревом.

1986 г., июнь. При пуске образовалась сквозная трещина $l = 1200$ мм, раскрытие 1 – 1,5 мм и расположена на расстоянии 150 – 200 мм от заправки.

1986 г., июль. Сквозную трещину выбрали пневмозубилом, заварили, облудили ЦТ-28, заполнили ЭА-395/9 нахолодно и ввели в работу, т.е. с двумя большими заправками: аустенитной и ТМЛ-1.

1987 г., декабрь. Вскрыли, по обеим заправкам дефектов не обнаружили, но пришел с ЛМЗ новый корпус ЦВД. Старый корпус ЦВД демонтировали и установили новый.

В 1978 г. были допущены ошибки: не определили предварительным сверлением глубину трещины; применение воздушно-дуговой строжки в таком объеме, видимо, себя не оправдало, так как возникли большие общие напряжения и большая зона термовлияния.

Положительный опыт. Учитывая, что все большие аустенитные наплавки откалывались в месте композитного соединения на 1/3 – 1/2 периметра и повторяли плоскость сплавления, с 1986 г. было решено на всех аустенитных наплавках, если возникают отколы, начинать выборку трещины, убедиться, что трещина идет по линии сплавления, прекратить выборку и заплавить ее электродами ЦТ-28+ЭЛ-395/9 с недоваром 15% толщины.

Таким образом, все наплавки с 1986 г. остались прежних размеров, хотя трещины (отколы) по ним бывали – и не один раз.

В случае возникновения новых трещин в основном металле на Жамбылской ГРЭС будет использоваться предложение автора статьи.

¹ Электрические станции, 2000, № 4.

ХРОНИКА

Семинар “Современная отечественная техника для топливоподачи ТЭС”

Семинар, посвященный проблемам подготовки, транспортировки, складирования и взрывобезопасности твердого топлива на тепловых электростанциях, состоялся 29 мая 2001 г. на Рязанской ГРЭС.

В ходе семинара специалисты электростанций из различных регионов страны ознакомились с новыми разработками научно-исследовательских институтов и промышленных предприятий.

В докладе начальника отдела Департамента технического перевооружения и СЭР РАО “ЕЭС России” **В. В. Демкина** были рассмотрены наиболее перспективные методы усреднения и смешения углей различных марок. Основными объективными и субъективными причинами необходимости выполнения усреднения или смешения являются следующие: сокращение или полное прекращение поставок той или иной марки твердого топлива в результате либо истощения месторождения, либо в результате распада СССР (ряд угольных месторождений оказался за пределами России); решение социальных вопросов (невозможность сразу закрыть нерентабельные месторождения – Подмосковский угольный бассейн); чрезмерная стоимость отдельных видов (марок) твердого топлива; высокая стоимость перевозки (железнодорожного тарифа).

Было отмечено, что вопросы смешения различных марок угля или усреднения качества углей непосредственно на топливоподаче ТЭС России до последнего времени не поднимались.

За рубежом усреднение или смешение энергетического топлива осуществляется как на месте добычи, так и непосредственно на ТЭС.

Как показал анализ разработанных у нас в ряде отраслей промышленности и за рубежом технологий, оборудования и систем контроля для осуществления смешения и усреднения твердых материалов, многие из этих технологий не могут быть применены на топливоподаче ТЭС по следующим причинам: низкая производительность процесса; высокие капитальные затраты; необходимость наличия больших площадей на территории электростанции для размещения технологического оборудования.

К таким технологиям могут быть отнесены: флотационная, пневматическая (сухое обогащение), сепарация или усреднение с использованием автотранспорта, скреперов и др.

Из технологии усреднения и смешения твердых материалов применяются четыре основные: бункерная, пластовая, динамическая (конвейерная), комбинированная.

Бункерные усреднительные и смешивающие системы обычно состоят из многосекционных или многоячейстых емкостей (бункеров, силосов и др.) и должны быть достаточно вместительными (от 2000 до 100 000 т). Чем больше число бункеров (силосов) или степень сложности приемного бункера (число отделений в нем), тем выше способность системы распределять, разбивать или рекомбинировать твердое топливо.

Пластовая технология усреднения или смешения является наиболее экономичной при переработке больших объемов твердого топлива. Все топливо поступает на площадку (склад), где оно укладывается в штабель слоями по заданной технологии и по заданной программе выдается из штабеля. Однако колебания получаемых показателей качества при этой технологии больше, чем при бункерной технологии.

Динамическая система усреднения или смешения заключается в формировании заданного качества топлива с использованием механизмов непрерывного транспорта (конвейеров, питателей) на тракте топливоподачи. Условно можно выделить следующие основные методы: поперечный и продольный сдвиги потока топлива, суммирование потоков топлива, а также выравнивание зольности и топлива по плотности.

Комбинированные системы усреднения и смешения твердого топлива представляют собой комбинации описанных ранее систем, которые, как правило, требуют больших капитальных затрат, однако результаты эксплуатации их показывают, что в этих случаях достигается более высокая однородность качества топлива и сглаживание технических недостатков, присущих указанным ранее технологиям.

Контроль за качеством усреднения или смешения является наиболее важным звеном в технологической системе, осуществляющей этот процесс, так как отклонения могут существенно влиять на экономичность и надежность работы котлоагрегата и выбросы вредных веществ в окружающую среду.

В настоящее время качественные показатели твердого топлива, поступающего на ТЭС, могут изменяться в довольно широких пределах. Так, на-

пример, зольность топлива и его влажность в отдельных вагонах или маршрутах может отклоняться соответственно на 10 – 15%, а содержание серы – в пределах 2 – 5% установленных показателей качества в государственных стандартах, технических условиях или договорах на поставку топлива. Наиболее часто это наблюдается при поставке угля, добываемого открытым способом.

Отклонения качественных показателей приводят к нарушению стабильности работы котельных установок. По данным зарубежных исследований стабилизация (выравнивание) показателей качества угольного потока, поступающего в БСУ, т.е. усреднение его, позволяет получить существенную прибыль в результате экономии издержек на топливо и эксплуатационные затраты в объеме до 3 – 5% годовых затрат на них. За рубежом, в частности в США, Германии, Китае и других странах, широко сжигающих твердое топливо, на ТЭС уже на протяжении 15 – 20 лет широко используется сжигание смесей различных марок твердого топлива. Так, например, в Восточных штатах США и на Среднем Западе с целью снижения затрат на покупку и перевозку низкосернистых западных углей сжигается в котлоагрегатах смесь восточных и западных углей. Помимо уменьшения выбросов SO_2 смешение этих углей дает также, по мнению зарубежных специалистов, экономию капитальных и эксплуатационных издержек на новых котлоагрегатах и снижение эксплуатационных затрат на действующих котлоагрегатах.

Для любой технологии обязательным и одним из главных звеньев является получение мгновенной и непрерывной информации о качестве поступающего на ТЭС топлива, начиная с момента приемки его на приемосдаточных путях.

Заведующий отделением парогенераторов и топочных устройств ВТИ **Е. Н. Толчинский** в своем докладе осветил проблему обеспечения взрывобезопасной эксплуатации пылеприготовительных установок ТЭС. Было отмечено, что актуальность этой проблемы в последнее время возрастает, так как увеличилась доля твердого топлива в структуре топливного баланса электростанций вследствие снижения использования природного газа для производства электрической и тепловой энергии.

До недавнего времени склонность к взрыву пыли того или иного твердого топлива оценивалась по принадлежности его к соответствующим виду, марке, месторождению или угольному бассейну, хотя эти понятия изначально не предназначены для оценки взрывоопасных свойств топлива, что в ряде случаев приводило к серьезным последствиям. Неоднородность вещества, каковым является твердое топливо, не позволяет идентифицировать их взрывоопасные свойства с принадлежностью их к соответствующему виду, марке, бассейну и месторождению, поскольку характеристи-

ки топлива, в том числе и взрывоопасные свойства, существенно изменяются в пределах его вида, марки, бассейна и месторождения.

Сегодня в России до 88% добываемого угля поступает на ТЭС в виде необработанного сырья необогащенного и нестабилизированного состава. Учитывая это, а также существующую практику поставки углей на ТЭС от различных поставщиков, становится очевидным бесперспективность попыток оценивать взрывоопасные свойства топлива по принадлежности его к соответствующему виду, марке, бассейну и месторождению.

Природное твердое топливо, состоящее из летучих, кокса и минеральных примесей (зола), имеет принципиальное отличие от пылей общепромышленного характера, что позволяет рассматривать пыль твердого топлива как самостоятельный класс пылевидных материалов. Взрывоопасные свойства твердого природного топлива обусловлены его природой, а носителями этих свойств являются компоненты технического и элементного состава топлива. Это положение легло в основу метода, разработанного ВТИ, для оценки предрасположенности пыли природного топлива к взрыву.

При разработке метода принято во внимание, что взрыв взвеси топливной пыли является процессом быстрого сгорания смеси газообразных продуктов термического разложения топлива с воздухом и по механизму распространения пламени приближается к закономерностям газовых смесей, и что скорость горения кокса существенно ниже скорости горения летучих, а поэтому в быстропотекающих процессах взрыва кокс практически не участвует и наряду с золой играет роль балласта, на нагрев которого затрачивается часть тепла, получаемого от сгорания летучих.

Метод позволяет вычислять значение классификационного критерия K_T , отражающего потенциальную склонность к взрыву пыли данного топлива, по фактическим данным технического и элементного состава топлива, сведениями о которых располагает каждая электростанция.

Институтом УралВТИ были представлены доклады по темам: “Организация складских работ и совершенствование схем топливоподачи”, “Состав угольных смесей для теплоагрегатов ТЭЦ”.

Специалисты машиностроительного концерна “ОРМЕТО-ЮУМЗ” (г. Орск, Оренбургской обл.) представили новые технологии перегрузки и усреднения угля и других сыпучих материалов. Основанный около 60 лет назад Южно-Уральский машиностроительный завод (ныне это концерн “ОРМЕТО-ЮУМЗ”) является одним из ведущих предприятий тяжелого машиностроения России. Он изготавливает оборудование для топливно-энергетического комплекса и других отраслей промышленности.

Одна из новых разработок предприятия, предназначенных для тепловых электростанций, – ро-

торный укладчик-заборщик УЗР 1500/1500. Он предназначен для укладки сыпучих материалов в штабеля способом “дорожек” и “шеvron” и забора материала из штабелей в условиях накопительных открытых складов. Агрегат позволяет, складывая и забирая насыпные материалы из штабеля, обеспечить необходимые гарантированные запасы материала, а также гибкость и маневренность технологической обработки материалов. На электростанциях, использующих твердое топливо, УЗР может заменить устаревшую технику для разгрузки, погрузки и укладки угля, обеспечивая экономический и экологический эффект.

Участники семинара ознакомились с опытом эксплуатации УЗР на Рязанской ГРЭС. Проектным топливом этой электростанции является подмосковный уголь, но в последние годы сюда поступают различные разновидности угля: канско-ачинский, челябинский, башкирский, интинский и др. В результате оборудование, работавшее на подаче угля (козловый кран и бульдозер), перестало справляться с повышенной нагрузкой. Эта устаревшая техника в ходе реконструкции цеха топливоподдачи была заменена на УЗР-роторную погрузочно-разгрузочную машину непрерывного действия с полной автоматизацией укладки и забора угля.

Для формирования расходного и резервного штабелей угля на складе и для выдачи угля со склада в бункеры сырого угля главного корпуса на сжигание установлен УЗР 1500/1500. Производительность роторного перегружателя 1500 м³/ч.

Ширина ленты конвейера 1400 мм. Агрегат рассчитан на смесь углей различных видов с влажностью 33 – 35% и зольностью 6 – 12%. Насыпная масса 0,85 т/м³. Укладка угля и его забор осуществляются как автоматическим, так и ручным способом.

До внедрения УЗР основные технологические операции на угольном складе Рязанской ГРЭС производились бульдозерами. С экологической точки зрения такая технология имеет существенные недостатки, так как приводит к пылению топлива и дополнительному загрязнению воздуха. Внедрение УЗР во многом позволило устранить эти недостатки прежде всего за счет того, что разгрузка топлива на складе и формирование штабелей совмещены. Разгрузка производится с постоянной высоты 1,5 – 2 м, ограниченной радиусом роторного колеса. Снижение высоты падения угля в 5 раз привело к снижению объемов пылеобразования в 3 – 5 раз.

В результате комплекса мер по пылеподавлению, предусмотренных на УЗР при разгрузке топлива на склад, объем выбросов угольной пыли снижен с 2 до 0,1 г/с по сравнению с ранее применяемой технологией.

По подсчетам специалистов Рязанской ГРЭС экономический эффект от внедрения УЗР 1500/1500 составляет 4,8 млн. руб. в год, что позволило сэкономленные средства направить на решение других производственных задач предприятия.

ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННЫХ СЛУЖАЩИХ


Российская академия государственной службы при Президенте Российской Федерации

Повышение квалификации и профпереподготовка руководящих работников и специалистов электроэнергетики (лиц. Минобразования РФ № 24-0050)
Адрес: 113035, Москва, Садовническая ул., 77, корп. 2, стр. 1, тел. (095) 953-2583
<http://www.ipkgos.ru>

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

кафедра


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

 (095) 953-0525

кафедра

«Эксплуатация электрических станций, сетей и систем»

осуществляет повышение квалификации руководителей, специалистов и инженеров энергетической отрасли: энергосистем, тепловых и гидравлических электрических станций (ТЭС и ГЭС), предприятий межсистемных и распределительных сетей (МЭС, ПЭС и РЭС), а также главных энергетиков энергосбыта и энергонадзора страны по всем вопросам, касающимся эксплуатации, управления и оптимизации режимов работы современного оборудования электростанций, энергосистем и промышленных предприятий отраслей народного хозяйства.

 (095) 953-3871

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Повышение надежности и продление срока службы роторов ВД и СД турбин К-210-130 ЛМЗ на ТЭЦ Болгарии

Хоменок Л. А., доктор техн. наук, Шаргородский В. С., Розенберг С. Ш., кандидаты техн. наук, Короп Н. П., Тужаров И., Димитров А., Митев Д., Стоянов И., инженеры

АООТ “НПО ЦКТИ” (РФ) – Энергоремонт Варна АД – ТЭЦ “Марица Восток-2” (Болгария)

В настоящее время на ТЭЦ Болгарии находятся в эксплуатации 17 паротурбинных агрегатов различных модификаций К-210-130 производства АО ЛМЗ. Большинство из них выработали или приближаются к выработке расчетного срока службы, но по своим эксплуатационным характеристикам и технико-экономическим показателям еще далеки от полного морального старения. Перевод этих турбоагрегатов в щадящий режим эксплуатации (снижение уровня температур свежего и вторично перегретого пара и др.) приведет к существенному снижению технико-экономических показателей и поэтому, естественно, неприемлем.

Как показано в [1 – 7], наиболее эффективным и оптимальным техническим решением, направленным на комплексное решение проблем повышения надежности, продления срока службы, улучшения маневренных характеристик и технико-экономических показателей является введение принудительного парового охлаждения наиболее термонапряженных участков роторов высокого и среднего давления (РВД и РСД). Преимущество этого решения перед другими известными мероприятиями (применение новых более жаропрочных материалов, изменение режимов эксплуатации, снижение параметров пара и др.) очевидно, так как ни одно из указанных мероприятий не спо-

собно эффективно, с малыми затратами комплексно решить весь круг проблем.

В [3] показано, что выработка ресурса роторов проявляется в снижении как прочностных характеристик при длительной эксплуатации, так и показателей малоциклового термической усталости при пусках, разгрузках или других переменных режимах работы турбины. На рис. 1 показана зависимость допустимого числа циклов и показателя малоциклового усталости от температуры металла и уровня термических напряжений. Из рис. 1 видно, что снижение температуры металла с 525 до 500°C при $\sigma_t = 20$ кгс/мм² приведет к увеличению в 2 раза числа циклов (с 2000 до 4000) и снижению повреждаемости также в 2 раза с 0,5 до 0,25% за один пуск [1]. В [3] отмечено, что при снижении уровня температур ротора, изготовленного из стали Р2МА, с 525 до 475°C и сохранении неизменным уровня пусковых термонапряжений или скорости прогрева допустимое число циклов по условиям малоциклового усталости увеличится в зависимости от принятых допустимых рабочих напряжений в 2 – 3 раза.

Кроме этого, одним из проявлений выработки ресурса роторов является возникновение и развитие в процессе длительной эксплуатации, так называемого, прогрессирующего прогиба роторов, причиной возникновения и развития которого является неравномерность физических и механических свойств поковки ротора (гипотеза В. С. Шаргородского). Результаты ремонтных обследований роторов СД турбин мощностью 200 – 800 МВт ТЭС РФ подтверждают эту гипотезу.

Результаты ремонтных обследований РСД турбин К-210-130 ЛМЗ некоторых ТЭЦ в Болгарии свидетельствуют о том, что эта проблема также актуальна и для турбин К-210-130, установленных на этих ТЭЦ.

Характерным примером сказанному являются результаты обследования ротора СД турбины К-210-130 ЛМЗ (ст. № 6) ТЭЦ Варна. При выполнении на ЛМЗ тепловой пробы ротор нагревался на 575°C и бой составлял 0,04 мм. После наработки 88 000 ч (1993 г.) бой РСД в районе думмиса составил 0,15 мм, а при наработке 112 000 ч (2000 г.) он достиг 0,24 мм. Другим примером являются резу-

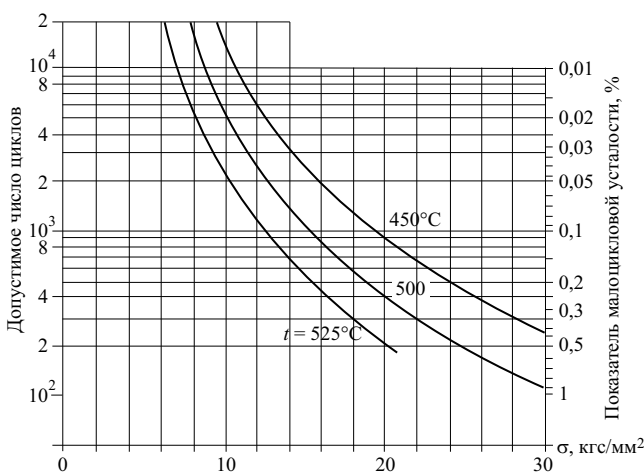


Рис. 1. Зависимость числа циклов и показателей малоциклового усталости от температуры металла и термических напряжений [1]

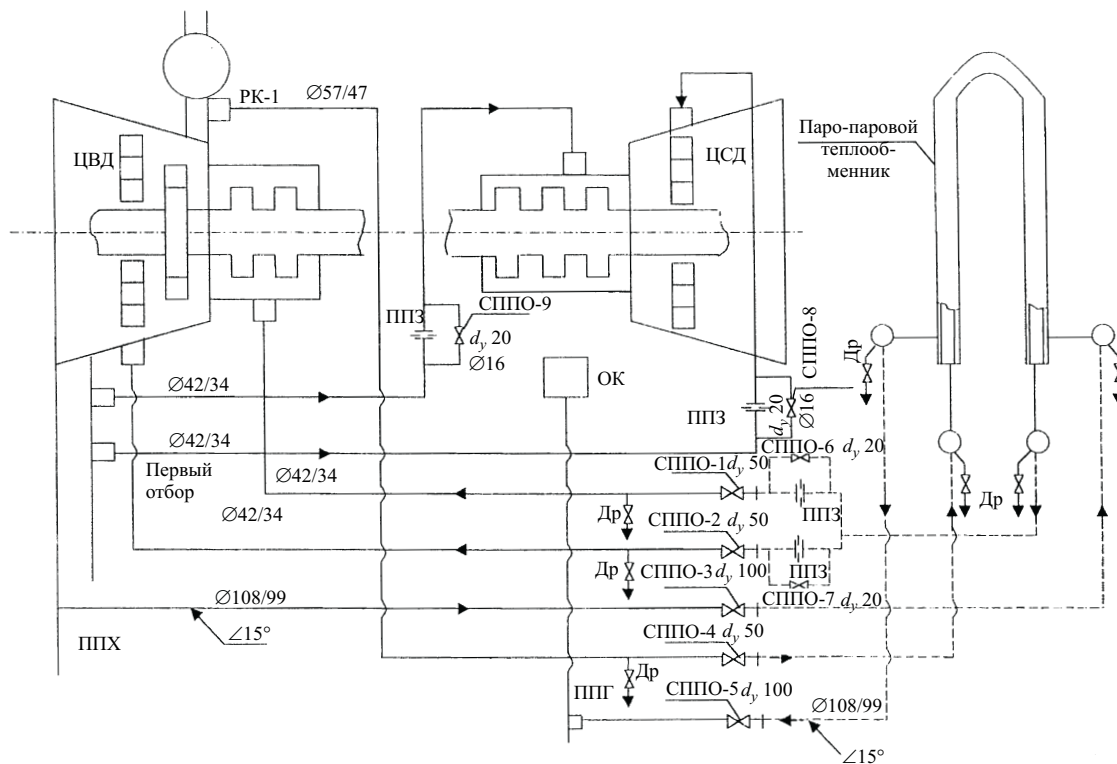


Рис 2. Схема подвода пара на охлаждение роторов ВД и СД турбины К-210-130-3 (ст. № 5) ТЭЦ “Марица Восток-2”

льтаты обследования роторов СД турбин К-210-130 (ст. № 5 и 6) ТЭЦ “Марица Восток-2”. Бой РСД турбины № 5 после наработки 91 325 ч составил 0,22 мм, а бой РСД турбины № 6 после наработки 92 601 ч составил 0,22 – 0,23 мм. Эти результаты свидетельствуют о стабильной тенденции к развитию прогрессирующих прогибов роторов СД в процессе эксплуатации и о необходимости решения этой актуальной проблемы. Что же касается прогибов РВД турбин К-210-130, то они также имеют место, их значения несколько меньше, чем у РСД. Так, например, прогиб ротора ВД турбины К-210-130 (ст. № 5) ТЭЦ “Марица Восток-2” после наработки 112 000 ч составил 0,12 – 0,13 мм. Развиваются прогибы РВД несколько медленнее, чем прогибы РСД, но снижение температур металла в зоне паровпуска окажет, несомненно, положительный результат.

Накопленный АООТ “НПО ЦКТИ” в течение последних 15 лет опыт создания и внедрения систем принудительного парового охлаждения (СППО) более чем на 30 паровых турбинах мощностью 200 – 800 МВт [2 – 7] позволил в сжатые сроки создать и внедрить с обеспечением необходимого снижения уровня температур в высокотемпературных зонах РВД и РСД на турбине К-210-130-3 ЛМЗ (ст. № 5) ТЭЦ “Марица Восток-2” комплексную систему охлаждения роторов ВД и СД.

Создание и внедрение комплексной СППО роторов потребовали решения большого числа проблем: определение температур и расходов омываю-

щих роторы потоков охлаждающего пара, обеспечивающих охлаждение металла в наиболее высокотемпературных частях роторов; выбор оптимальных источников охлаждающего пара, с точки зрения их охлаждающей способности и экономичности турбины; определение оптимальных мест ввода охлаждающего пара, не вызывающего переохлаждение элементов турбины; расчет гидравлики потоков в районе охлаждаемых ступеней; проведение расчетов теплового состояния роторов в районе охлаждения, в том числе сравнительных – с охлаждением и без него; определение влияния охлаждения на относительные расширения и осевые усилия; определение допустимых расходов с точки зрения турбины; проведение обследования роторов в период капитального ремонта и измерение геометрии расточек роторов в высокотемпературных зонах, что является начальной точкой отсчета при контроле скорости ползучести металла роторов.

На рис. 2 показана схема подачи охлаждающего пара на роторы ВД и СД турбины К-210-130-3 (ст. № 5) ТЭЦ “Марица Восток-2”. Охлаждение РСД осуществляется паром, отбираемым из паропровода первого отбора ЦВД.

Охлаждающий пар по двум трубопроводам диаметром 42/34 мм, на которых установлены ограничители расхода, имеющие байпасные линии с вентилями $d_v = 20$ мм, подводится в зону переднего концевое уплотнения (ПКУ) ЦСД и через специальные устройства (паровые форсунки) в по-

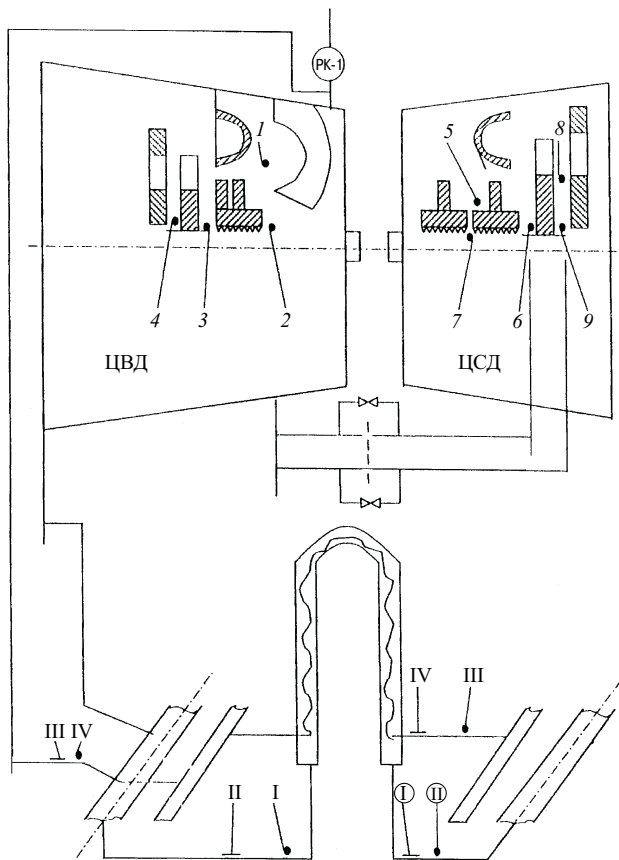


Рис. 3. Схема температурного контроля за работой комплексной СППО роторов турбины К-210-130-3:

расположение термомпар: 1 – в камере за соплами ЦВД (t_1); 2 – при выходе из первой обоймы ПКУ ЦВД (t_2); 3 – на входе ПКУ ЦВД (t_3); 4 – в районе диафрагменного уплотнения второй ступени ЦВД (t_4); 5 – в камере между первой и второй обоймами ЦСД (t_5); 6 – на входе в первую обойму ЦСД (t_6); 7 – на выходе из первой обоймы ПКУ ЦСД (t_7); 8 – в теле диафрагмы 14-й ступени ЦСД (t_8); 9 – в районе диафрагменного уплотнения 14-й ступени ЦСД (t_9 , температура пара); I – ХПП на выходе из ТОБ; II – ХПП на входе в ТОБ; III – ОП на выходе из ТОБ; IV – ОП на входе в ТОБ

лость между диском 13-й ступени ЦСД и диафрагмой 14-й ступени. Устройства подвода охлаждающего пара выполнены в виде коллекторов и паровых форсунок и установлены таким образом, чтобы обеспечить равномерный по окружности подвод охлаждающего пара.

Охлаждение РВД осуществляется подводом охлаждающего пара также в две области: в зону ПКУ ЦВД и в полость между диском регулирующей ступени и диафрагмой второй ступени ЦВД. Здесь также предусмотрены коллекторы и паровые форсунки, которые обеспечивают равномерную по окружности подачу определенного расхода охлаждающего пара по двум трубам диаметром 42/34 мм, на которых установлены ограничительные шайбы, имеющие байпасные линии с регулировочными вентилями. Подготовка охлаждающего пара для ЦВД осуществляется в паро-паровом

теплообменнике, в который противотоком подается пар из линии холодного промперегрева и свежий пар, отбираемый за первым регулирующим клапаном. Паро-паровой теплообменник состоит из 34-х U-образных секций, объединенных четырьмя коллекторами: два коллектора высокого давления (труба диаметром 76/64 мм) и два коллектора среднего давления (труба диаметром 108/99 мм).

Проектная характеристика паро-парового теплообменника представлена далее.

Тип	Труба в трубе
Рабочая среда	Перегретый водяной пар
Схема движения среды	Противоток
Площадь теплообмена, м ²	7,0
Охлаждающая среда:	Пар из линии ХПП
расход, т/ч	10,2
параметры:	
на входе:	
давление, кгс/см ²	25,0
температура, °С	320
на выходе:	
давление, кгс/см ²	22,0
температура, °С	430
Охлаждаемая среда:	Протекает по тракту высокого давления
расход, т/ч	8,6
параметры:	
на входе:	
давление, кгс/см ²	120,0
температура, °С	540
на выходе:	
давление, кгс/см ²	110,0
температура, °С	430

Паро-паровой теплообменник оснащен системой дренирования паропроводов.

Все паропроводы, подходящие к паро-паровому теплообменнику, к турбине и от турбины, имеют уклоны не менее 15°. Это же относится и к паропроводам подвода охлаждающего пара от первого отбора ЦВД к ЦСД.

Система охлаждения ротора СД выполнена без вентиля, поэтому охлаждающий пар из первого отбора подается в зону ПКУ и второй ступени ЦСД сразу, как только свежий пар попадает в ЦВД. По мере прогрева и набора нагрузки его расход и параметры увеличиваются как в точке отбора охлаждающего пара, так и в зонах его подачи.

Вентили на байпасных линиях ограничителей расхода служат для настройки СППО при проведении пуско-наладочных работ или при необходимости увеличения расхода охлаждающего пара.

Пар на охлаждение ротора ВД начинает поступать из паро-парового теплообменника в ЦВД с открытием регулирующего клапана РК-1. По мере прогрева и нагружения турбины параметры и рас-

Результаты испытаний СППО РВД и РСД на турбине К-210-130-3 (ст. № 5) ТЭЦ “Марица Восток-2”

Условия работы ТГ	Параметр																
	Режим работы ТГ					ЦВД						ЦСД					
	N , МВт	P_0 , кгс/см ²	t_0 , °С	$P_{\text{инь}}$, кгс/см ²	$t_{\text{инь}}$, °С	t_1 , °С	t_2 , °С	t_3 , °С	t_4 , °С	ОРР, мм	ОС, мм	t_5 , °С	t_6 , °С	t_7 , °С	t_8 , °С	t_9 , °С	ОРР, мм
СППО отключена	200	122,0	542/536	22,3	544/532	530	500,5	505	510	1,634	-0,25	505*	525*	520*	–	–	-0,7*
СППО включена	200	122,0	542/536	22,3	544/539	508	Термопары не работают	Термопары не работают	460	~1,3	-0,20	470	460	455	465	476	-1,2
Эффект охлаждения						22	45*	45*	50			35	65	65			

* Данные АООТ “НПО ЦКТИ”, полученные на турбинах К-210-130 ЛМЗ ТЭС РФ.

ход охлаждающего пара в зоны его подачи увеличиваются, так как при проектировании СППО был заложен принцип автономности.

На турбине К-210-130-3 (ст. № 5) был установлен экспериментальный контроль пара и металла элементов турбины в зонах охлаждения роторов, а также установлены контрольно-измерительные приборы, позволяющие контролировать работу паро-парового теплообменника (рис. 3). Термопары 1 и 5 были установлены в гильзы, которые были вварены в наружные корпуса ЦВД и ЦСД. Их высокая надежность позволяет организовать контроль за работой СППО в процессе всего межремонтного периода, эти термопары могут быть включены в схему измерений АСУ ТП блока.

Пуск и нагружение турбины (также как и останов), оснащенной СППО РВД и РСД, осуществляются в соответствии с заводской инструкцией по эксплуатации турбины и никаких ограничений или дополнительных действий от эксплуатационного персонала не требуют. Единственное требование по обслуживанию СППО при пусках – открытие дренажей на коллекторах паро-парового теплообменника. После достижения номинальной нагрузки и номинальных параметров пара производилось регулирование расходов охлаждающего пара с помощью вентиля на байпасных линиях ограничителей расходов. После обеспечения проектных (или близких к ним) показателей по уровню температур в зоне ПКУ ЦВД и ЦСД и их второй ступени вентили были опломбированы.

Система принудительного парового охлаждения роторов ВД и СД была изготовлена силами “Энергоремонт Варна АД”, ремонтно-механическим цехом ТЭЦ “Марица Восток-2” по чертежам, разработанным АООТ “НПО ЦКТИ”. Монтаж СППО был осуществлен силами персонала “Энергоремонт Варна АД” в период капитального ремонта в мае – августе 2000 г. Авторский контроль осуществляли специалисты АООТ “НПО ЦКТИ”.

После пуска турбины 16 августа 2000 г. система охлаждения РСД была сразу же включена в работу.

Система охлаждения РВД была включена в работу 5 октября 2000 г. при работе турбины с нагрузкой $N = 200$ МВт и параметрах свежего и вторично перегретого пара, близких к номинальным.

Температуры пара, омывающего ротор в зоне паровпуска и ПКУ ЦВД при работе турбины с отключенной системой охлаждения РВД на номинальной нагрузке и номинальных параметрах свежего пара, составили: $t_1 = 530^\circ\text{C}$, $t_4 = 510^\circ\text{C}$ (см. таблицу).

При введении охлаждения эти температуры снизились: $t_1 = 508^\circ\text{C}$, $t_4 = 460^\circ\text{C}$. При этом вся высокотемпературная зона ротора ЦВД в районе ПКУ и регулирующей ступени снизилась примерно на $40 - 50^\circ\text{C}$, что хорошо согласуется с уменьшением относительного расширения ротора (ОРР) ЦВД на $0,33 - 0,35$ мм, а изменение осевого сдвига (ОС) на $0,05$ мм свидетельствует о некотором изменении осевого усилия. В зоне диафрагмы второй ступени ЦВД температура пара снизилась на 50°C .

Охлаждение РСД в зоне ПКУ и 14-й ступени осуществлялось также достаточно хорошо. Температура пара в зоне ПКУ снизилась на $60-65^\circ\text{C}$, а в зоне 14-й ступени примерно на 50°C . Это привело к уменьшению ОРР ЦСД на $0,5$ мм (с $1,7$ мм уменьшилось до $1,2$ мм). Кроме этого, при введении охлаждения уменьшилась температура баббита колодок упорного подшипника на $2 - 2,5^\circ\text{C}$.

Ухудшения вибрации подшипников № 1 – 3 при введении охлаждения роторов не наблюдалось.

Изменения температуры баббита вкладышей опорных подшипников не наблюдалось. В таблице приведены результаты измерений основных параметров при работе турбины с включенной и отключенной СППО РВД и РСД.

Введение охлаждения роторов ВД и СД благоприятно сказалось на тепловой экономичности

турбоустановки в целом. По данным АСУ ТП “Марица Восток-2” удельный расход теплоты до введения охлаждения ротора ВД составил 2060 – 2080 ккал/(кВт·ч); после введения в работу комплексной системы охлаждения роторов ВД и СД этот показатель составил 2020 – 2030 ккал/(кВт·ч).

Выводы

1. Испытания показали, что применение СППО РВД и РСД на турбине К-210-130-3 (ст. № 5) ТЭЦ “Марица Восток-2” позволяет снизить температуру пара, омывающего РВД в зоне первых ступеней, примерно на 50°С, РСД также на 50°С, а в зонах ПКУ ЦВД – примерно на 40 – 45°С, ПКУ ЦСД – на 60 – 65°С.

2. Испытания и опыт эксплуатации не выявили каких-либо противопоказаний применения СППО РВД и РСД.

3. Положительные результаты проведенных работ и испытаний позволили руководству ТЭЦ “Марица Восток-2” принять решение о внедрении этой системы на остальных трех турбинах К-210-130 ЛМЗ. Эти работы планируется выполнить в 2001 – 2002 гг.

4. Внедрение СППО РВД и РСД может быть рекомендовано для внедрения на турбинах К-210-130 ЛМЗ, установленных на ТЭС РФ, странах СНГ, а также на турбинах блоков СКД мощностью 300 – 800 МВт.

5. Применение данной системы целесообразно и на турбине мощностью 525 МВт ЛМЗ вновь создаваемого в России пылеугольного энергоблока на повышенные параметры свежего и вторично перегретого пара ($t_0 = t_{\text{шт}} = 600^\circ\text{C}$, $P_0 = 300 \text{ кгс/см}^2$).

Список литературы

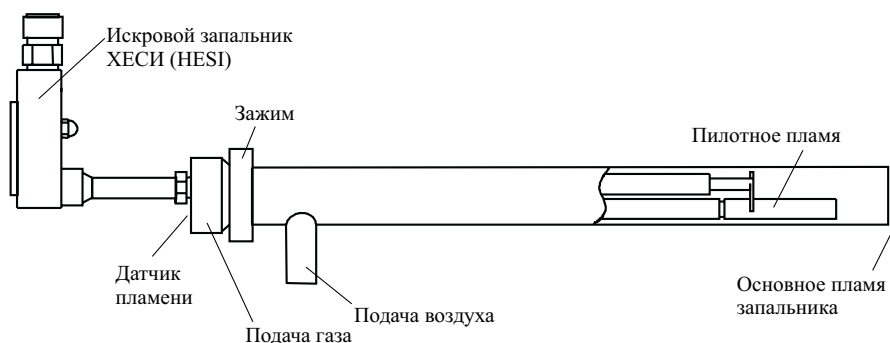
1. Сафонов Л. П., Селезнев К. П., Коваленко А. Н. Тепловое состояние высокоманевренных паровых турбин. Л.: Изд-во Машиностроение, 1983.
2. Внедрение систем принудительного охлаждения элементов турбин мощностью 200 – 800 МВт / Сафонов Л. П., Шаргородский В. С., Коваленко А. Н. и др. – Тяжелое машиностроение, 1996, № 1.
3. Повышение технического уровня паровых турбин при внедрении систем принудительного парового охлаждения роторов / Шаргородский В. С., Хоменок Л. А., Розенберг С. Ш. и др. – Электрические станции, 1999, № 1.
4. Улучшение эксплуатационных характеристик турбины Т-250/300-240 АО ТМЗ ТЭЦ-22 АО Мосэнерго / Шаргородский В. С., Ковалев И. А., Хоменок Л. А. и др. – Электрические станции, 2000, № 10.
5. Хоменок Л. А. Разработка и внедрение оптимальных решений по повышению технического уровня мощных паровых турбин на основании результатов промышленных исследований. Автореф. дис. на соиск. учен. степени доктора техн. наук. С.-Пб., 1997.
6. Пат. 2037051 (РФ). Устройство охлаждения элементов проточной части паровой турбины.
7. Пат. 2154168 (РФ). Устройство для охлаждения элементов проточной части паровой турбины.

ВНИМАНИЮ ОТДЕЛА КИП

Газовые запальники фирмы Форней типа МАКСФаер (MAXFire®).

Данный тип запальников является надежным источником энергии для розжига основной горелки (газовой, мазутной либо пылеугольной), подсветки или разогрева котла. Используя двухступенчатый принцип запала, МАКСФаер создает стабильное пламя при меньшем употреблении (до 80%) воздуха (по сравнению с подобными запальниками), оснащен оптическим датчиком для контроля только своего пламени. Весьма прост в установке и техобслуживании.

Мощность 50 кВт–20 МВт, длина 356 – 6000 мм, расход воздуха 20 – 100 м³/ч.



Дополнительная информация у наших представителей:

Ливеста	Литва	тел + 370-7-45-16-88
Оргрес	Украина	тел + 380-322-76-01-40
Интерконтакт	Беларусь	тел + 375-152-44-91-23
Котес-М	Россия	тел + 7-383-2-517-523

Валентин Александрович Кузнецов (К 60-летию со дня рождения)

В сентябре 2001 г. исполняется 60 лет одному из организаторов и руководителей внешнеэкономической деятельности в области энергетики, председателю государственного унитарного предприятия “Внешнеэкономическое объединение Технопромэкспорт” Валентину Александровичу Кузнецову.

Окончив с отличием энергетический факультет Университета дружбы народов им. П. Лумумбы по специальности энергомашиностроение и Всесоюзную академию внешней торговли по специальности международные экономические связи, В. А. Кузнецов более чем за три десятилетия работы в ГУП “ВО Технопромэкспорт” прошел все ступени практической работы – от старшего инженера до председателя объединения.

Возглавляемое Валентином Александровичем внешнеэкономическое объединение является одной из ведущих компаний в мире в области строительства энергетических объектов и экспорта электроэнергии, успешно поставляющее продукцию российских энергомашиностроительных предприятий на традиционные рынки энергетического оборудования и услуг. Он – признанный лидер коллектива и непосредственный участник сооружения ВО Технопромэкспорт большинства из 400 объектов энергетики в 50 странах мира, составляющих основу энергетики таких стран, как Египет, Сирия, Вьетнам, Индия, Греция, Алжир, Пакистан, Марокко, Иран, Ирак и многих других. Лишь за последние 8 лет объединением были реализованы в Китае пять энергетических проектов общей мощностью 4800 МВт с энергоблоками единичной мощностью 300, 500 и 800 МВт. Последним объектом этого ряда был ввод в эксплуатацию в 2000 г. двух энергоблоков по 800 МВт на ТЭС “Суйчжун”, причем блоки такой мощности впервые экспортировались Россией за рубеж.

Личный вклад В. А. Кузнецова и проводимая им ориентация коллектива ВО Технопромэкспорт на



расширение международного сотрудничества не только со странами дальнего зарубежья, но и со странами СНГ позволяют объединению достигнуть ощутимых успехов. Примером такого плодотворного сотрудничества может служить состоявшийся в октябре 2000 г. пуск турбогенератора мощностью 100 МВт на Бишкекской ТЭЦ в Киргизстане.

Накопленный за 46 лет деятельности ВО Технопромэкспорт опыт строительства объектов за рубежом эффективно реализуется при участии В. А. Кузнецова и в России. Так, в декабре 2000 г. в Санкт-Петербурге был осуществлен пуск первого из четырех энергоблоков мощностью по 450 МВт на Северо-Западной ТЭЦ с парогазовым циклом – первенца российских электростанций нового поколения.

На Камчатке объединение ведет строительство Мутновской геотермальной электростанции мощностью 46 МВт. Ввод этой ТЭС с использованием энергии недр земли позволит снизить дефицит электроэнергии, испытываемый в регионе.

При активном участии Валентина Александровича ВО Технопромэкспорт поддерживает устойчивые долговременные связи с ведущими энергомашиностроительными, проектными и монтажными организациями России. Контрактами, подписанными ГУП “ВО Технопромэкспорт” на строительство энергетических объектов, обеспечиваются заказами многие сотни отечественных заводов, проектно-конструкторских и монтажных ор-

ганизаций. Осуществляя поставки энергетического оборудования на объекты сотрудничества, ГУП “ВО Технопромэкспорт” содействует сохранению не только экспортного потенциала энергомашиностроения страны, но и приносит ощутимый доход государству в виде налогов и других платежей.

Валентин Александрович – неизменный участник российской части переговорного процесса по сотрудничеству со многими странами в области энергетики на межправительственном уровне, где профессионально и успешно отстаивает интересы России. С присущей ему энергией всегда успешно выполняет ответственные поручения в области внешнеэкономической деятельности.

В работе В. А. Кузнецова отличает четкость в постановке вопросов, ответственность, настойчивость и добропорядочность. Талант крупного руководителя, высокая работоспособность, инициатива в решении актуальных проблем, высокая эрудиция, умение работать с людьми, требовательность к себе и к подчиненным снискали ему заслуженное уважение среди коллег по работе и позволяют коллективу ВО Технопромэкспорт поддерживать высокий профессиональный рейтинг не только в России, но за рубежом.

Коллективу ГУП “ВО Технопромэкспорт”, возглавляемого В. А. Кузнецовым, за последние 3 года трижды присваивалось звание “Лучший экспортер России”. Вклад в развитие энергетики многих стран мира отмечен также многочисленными международными призами, грамотами и медалями.

За большие заслуги в области энергетики Валентину Александровичу Кузнецову присвоено звание “Почетный работник топливно-энергетического комплекса”. Он – лауреат Национальной общественной премии имени Петра Великого за значительный личный вклад в развитие международного экономического сотрудничества; награжден

отраслевым знаком “80 лет плану ГОЭЛРО”, а также дипломом “Лучший менеджер России”.

В. А. Кузнецова отличает широкий научный кругозор и глубокие знания в области экономики энергетики, которыми он щедро делит-

ся с молодыми сотрудниками. Он является действительным членом Международной академии инвестиций и экономики строительства, автором монографии и многочисленных публикаций по вопросам инвестиционного сотрудничества в

области энергетики в отечественных и зарубежных изданиях.

Горячо поздравляем Валентина Александровича Кузнецова с юбилеем, желаем ему крепкого здоровья, новых успехов в его плодотворной и успешной деятельности.

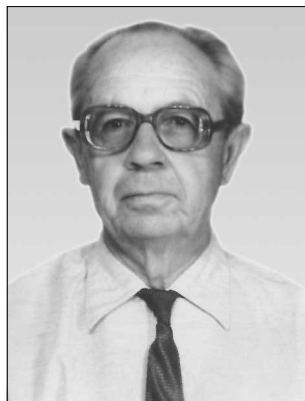
Михаил Владимирович Гурычев (К 85-летию со дня рождения)

Михаил Владимирович Гурычев родился 21 сентября 1916 г. в г. Ногинске Московской обл. Свой трудовой путь он начал в 1930 г. учеником слесаря ФЗУ, затем работал слесарем-электриком второй Московской государственной электростанции.

После окончания Московского энергетического института Михаил Владимирович работал на Красногорской ТЭЦ (Свердловская обл.), занимая должности дежурного инженера, заместителя начальника и начальника электроцеха.

С первых дней Великой Отечественной войны М. В. Гурычев находился в рядах действующей армии на Волховском, Юго-Западном, 3-м Украинском и 1-м Белорусском фронтах в должности начальника связи 40-го Гвардейского арtpолка 4-го гвардейского стрелкового корпуса. Демобилизовался в звании гвардии капитана. За непосредственное участие в боях и проявленный героизм Михаил Владимирович награжден орденами Отечественной войны I и II степени, Красной Звезды.

После демобилизации, с 1945 по 1948 г., М. В. Гурычев работал начальником электроцеха Штеровской ГРЭС Донбассэнерго, с 1948 по 1951 г. директором ТЭЦ-1 Калининэнерго, с 1951 по 1966 г. управляющим Калининэнерго и начальником управления топливной и энерге-



тической промышленности Калининского совнархоза.

С 1966 г. М. В. Гурычев как высококвалифицированный специалист, обладающий большими организаторскими способностями, выдвигается на должность начальника Главцентрэнерго — члена коллегии Минэнерго СССР.

За успешное выполнение заданий седьмого и восьмого пятилетних планов и большой вклад в развитие энергетики нашей страны Михаил Владимирович дважды награжден орденом Трудового Красного Знамени (1966 и 1971 гг.).

Работая управляющим Калининэнерго, а затем начальником Главцентрэнерго, М. В. Гурычев принимал непосредственное участие в пуске и освоении блоков 300 МВт Конаковской, Костромской и Рязанской ГРЭС. Как высококвалифицированный специалист М. В. Гурычев внес большой вклад в освоение оборудования сверхкритических параметров. За разработку проекта и

строительство ордена Ленина Конаковской ГРЭС в 1972 г. он был удостоен звания лауреата премии Совета Министров СССР. При непосредственном участии М. В. Гурычева впервые на Конаковской ГРЭС на блоке 300 МВт с котлом ПК-41 внедрен и освоен циклонный предтопок, который нашел применение на серийных котлах ТГМП-3 14Ц блоков с турбинами Т-250/200-240.

М. В. Гурычев и группа авторов Энергетического института им. Г. М. Кржижановского и Конаковской ГРЭС разработали и внедрили впервые в отечественной практике нейтральный водный режим, что значительно повысило надежность работы блоков 300 МВт. За эту работу Государственный комитет СССР по делам изобретений и открытий в 1981 г. выдал, как на изобретение, авторское свидетельство.

За заслуги в области энергетики Президиум Верховного Совета РСФСР Указом от 11 мая 1978 г. присвоил М. В. Гурычеву почетное звание “Заслуженный энергетик РСФСР”.

С 1978 по 1981 г. Михаил Владимирович работал экспертом-представителем генпоставщика Минэнерго СССР в Народной Республике Болгарии.

Поздравляем Михаила Владимировича Гурычева с 85-летием, желаем ему доброго здоровья, бодрости и благополучия.



**РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО “ЕЭС РОССИИ”
ВСЕРОССИЙСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ (ВТИ)**

КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ МАСЛОСИСТЕМ, КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА И РЕГЕНЕРАЦИИ ТУРБИННОГО МАСЛА

Статистика отказов и нарушений работы систем регулирования, уплотнений вала турбоагрегатов, подшипников турбин и генераторов свидетельствует о том, что ежегодно большая их часть происходит вследствие загрязненности масла и его обводнения.

Кроме того, загрязненность масла и наличие в нем воды приводят к преждевременному старению и окислению масла, т.е. к сокращению срока службы.

Для повышения надежности работы турбоагрегата и продления срока службы турбинного масла ВТИ РАЗРАБОТАЛ комплекс программ технологий и оборудования по обеспечению требуемой чистоты маслосистемы, высокого качества масла во время эксплуатации и регенерации отработанного масла до уровня показателей товарного.

ВНЕДРЕНИЕ КОМПЛЕКСА ПОЗВОЛИТ:

- Повысить качество очистки маслосистемы и сократить ее время путем применения пневмогидроимпульсного метода (практически без разборки маслосистемы) и легко очищаемых фильтров.
- Очистить масло до уровня 9 – 10 класса по ГОСТ 17216–71 и обеспечить требуемую чистоту при последующей длительной эксплуатации с помощью полнопроходных или байпасных легко очищаемых фильтров.
- Проводить оперативный эксплуатационный контроль чистоты масла в соответствии с отечественными и международными стандартами, оценивать качество промывки маслосистемы и эффективность работы фильтров гранулометрическим методом с использованием автоматических анализаторов механических примесей.
- Осуществлять анализ и контроль химических показателей, характеризующих качество масла при эксплуатации, и выдавать рекомендации по продлению срока его службы.
- Проводить регенерацию отработанного масла в условиях электростанции до уровня показателей эксплуатационного или товарного масла.

МЫ ПРЕДЛАГАЕМ

Обследовать состояние ваших маслосистем и качество масла современными методами и средствами контроля.

Определить рациональный объем работ по доведению качества масла и маслосистемы до уровня требований ПТЭ, РД 34.43.102 – 96, ГОСТ 17216–71 и других нормативных документов.

Разработать необходимую документацию, поставить требуемое оборудование и выполнить указанные выше работы в удобные для вас сроки.

Обучить персонал технологии контроля состояния масла современными средствами.

По всем вопросам разработки и внедрения парогазовой технологии производства электроэнергии и тепла обращаться по адресу:

109280, г. Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23,

Всероссийский теплотехнический институт,

Отделение турбинных установок и теплофикации.

Телетайп: 111634 “Корсар”

Телефакс: 275-11-22, 279-59-24

Телефон: 275-35-36 **Лыско Владимир Владимирович**, заместитель директора,
275-00-23, доб. 26-82 **Минина Вера Григорьевна**, научный сотрудник

275-00-23, доб. 26-18 **Куликовская Татьяна Николаевна**, научный сотрудник.

Подольский машиностроительный завод ИК «ЗИОМАР»

предлагает электрическим станциям, котельным и промышленным предприятиям высокоэффективные трубчатые воздухоподогреватели (ТВП) оригинальных конструкций:

- для работы в котлах на абразивных дымовых газах со специальными устройствами защиты от износа;
- для работы в котлах на коррозионно-агрессивных газах с защитой от низкотемпературной коррозии;
- для утилизации тепла уходящих газов из промышленных печей.

Наши ТВП – наиболее компактные и наиболее дешевые из известных в мировой теплоэнергетике.

Использованные оригинальные тепловые схемы движения газов и воздуха позволяют ТВП ЗиО работать как на высоких, так и на низких газовых температурах. ТВП ЗиО могут быть снабжены эффективными воздуховодяными теплообменниками с целью одновременного отбора тепла для теплоснабжения. В настоящее время мы осваиваем производство ТВП с интенсифицированной теплопередачей, вследствие чего вес их сокращается примерно на 30%. Наши новые ТВП не нуждаются в оснащении калориферами для предварительного подогрева воздуха: эта защита реализуется собственно тепловой схемой.

Мы всегда готовы рассмотреть вопросы замены устаревших или изношенных вращающихся регенеративных воздухоподогревателей на наши ТВП: они будут не дороже РВП, но значительно более экономичны.

Многочисленные работы ЗиО по ТВП “родили” новые устройства и соответственно новые термины, сопряженные с ними.

Вы слышали эти наименования?

- Каскадные ТВП;
- ТВП z-перекрест;
- Спрямяющие решетки;
- Ячейковая золозащита;
- Золозащитные втулки;
- Избыточный воздух;
- Встроенный теплообменник – СВТО;
- Воздуховодяной теплообменник – ВВТО;
- Смерчевой теплообмен в лунках;
- Рециркуляция воздуха по способу ЗиО;
- Воздушные смесители.

Когда Вы закажете нам ТВП, мы познакомим Вас с этими устройствами и способами.

Мы надеемся убедить Вас в том, что предлагаемые ТВП по всем показателям превосходят любые РВП (Юнгстремы) и способны решить Ваши задачи.

Наш адрес: г. Подольск, Московская область, ул. Железнодорожная: д. 2

ИК ЗИОМАР

Контактный телефон для делового сотрудничества:

(27) 65-42-08 – из Москвы

(0967) 65-42-08 – из любых городов

Липец Адольф Ушерович, проблемно-аналитическая лаборатория.

Внимание!

Новый адрес редакции журнала

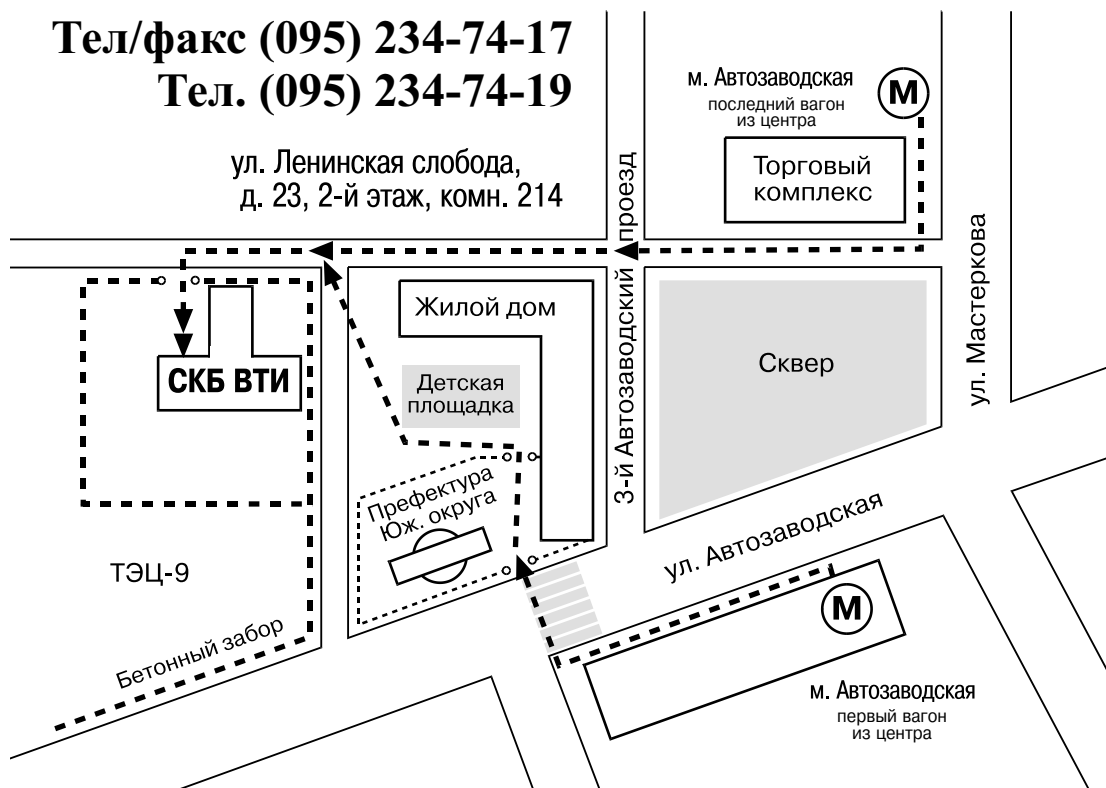
«Электрические станции»:

109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23

Тел/факс (095) 234-74-17

Тел. (095) 234-74-19

ул. Ленинская слобода,
д. 23, 2-й этаж, комн. 214



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор **ОЛЬХОВСКИЙ Г.Г.**

АНТИПОВ К.М. (зам. главного редактора), **ВОЛКОВ Э.П.**, **ДЕНИСОВ В.И.**, **ЗОТОВ В.М.**, **КОРНИЕНКО А.Г.**,
КОЩЕЕВ Л.А., **ЛОШАК С.Б.**, **ЛЯШЕНКО В.С.**, **МОРОЗОВ Ф.Я.**, **НЕКЛЕПАЕВ Б.Н.**, **НЕЧАЕВ В.В.**,
ОБРАЗЦОВ С.В., **ОРФЕЕВ В.М.**, **ОХОТИН В.Н.**, **ПРУШИНСКИЙ Б.Я.**, **РЕМЕЗОВ А.Н.**,
САВВАЙТОВ Д.С., **СЕДЛОВ А.С.**, **СОЛОВЬЕВА Т.И.**, **ФЕДОСЕЕВ Б.С.**, **ШИРОКОВА М.И.**

РЕДАКЦИЯ

Зам. главного редактора **Соловьева Т.И.**
Ответственный секретарь **Широкова М.И.**
Научный редактор **Шишорина Г.Д.**
Литературный редактор **Евсеева В.Н.**
Секретарь редакции **Васина С.А.**
Компьютерный набор **Коновалова О.Ф.**

Раздел "Энергохозяйство за рубежом"

Научные редакторы: **Алексеев Б.А.**, **Котлер В.Р.**

Адреса: редакции 109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23;
ИТФ "Энергопрогресс" 103062, Москва, ул. Чаплыгина, 6
Телефоны: редакции (095)234-7417, 234-7419, 275-0023 доб. 21-66;
главного редактора (095)275-34-83. **Факс** (095)234-7417
Internet: <http://www.energy-journals.ru>
E-mail: tis@mail.magelan.ru

Сдано в набор 30.07.2001. Подписано в печать 29.08.2001. Формат 60×84 1/8.

Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Печ. л. 9. Тираж 1850. Цена свободная

Оригинал-макет выполнен в издательстве "Фолиум",
127238, Москва, Дмитровское ш., 58, тел./факс (095) 482-5590, 482-5544, 488-7210

Internet: <http://www.folium.ru>, **E-mail:** folium@online.ru

Отпечатано в типографии издательства "Фолиум"