

**ПАРОВЫЕ КОТЛЫ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО,  
ГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА  
И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ КОТЛОВ**

**ОПЫТ ПЕРЕВОДА ЭНЕРГОБЛОКОВ 225 МВт ЧЕРЕПЕТСКОЙ ГРЭС  
С БАРАБАННЫМИ КОТЛАМИ ТПЕ-223 НА РАБОТУ В РЕЖИМЕ  
СКОЛЬЗЯЩЕГО ДАВЛЕНИЯ**

© 2021 г. Е. А. Фоменко<sup>а, \*</sup>, И. А. Рыжий<sup>а</sup>, А. В. Штегман<sup>а</sup>,  
Д. В. Сосин<sup>а</sup>, Д. В. Степанишин<sup>а</sup>, Д. Г. Точилин<sup>б</sup>

<sup>а</sup>Всероссийский теплотехнический институт, Автозаводская ул., д. 14, Москва, 115280 Россия

<sup>б</sup>Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина, ул. Островского, д. 1а, г. Суворов, Тульская обл., 301430 Россия

\*e-mail: fkbosch@mail.ru

Поступила в редакцию 20.05.2020 г.

После доработки 22.10.2020 г.

Принята к публикации 18.11.2020 г.

Работа парового котла в режиме скользящего давления характеризуется некоторыми преимуществами по сравнению с обычным режимом эксплуатации оборудования: возможностью сокращения минимально допустимой нагрузки энергоблока, уменьшением затрат электроэнергии на привод питательного насоса и снижением удельного расхода топлива. Повышение энергоэффективности оборудования является приоритетной задачей для всех электрических станций. Перевод энергоблока на работу в режиме скользящего давления – это универсальный способ решения данной задачи независимо от типа котла (барабанный, прямоточный) и вида сжигаемого топлива (уголь, природный газ, мазут). До настоящего времени практическая реализация работы котлов в режиме скользящего давления не получила в России широкого распространения. Существующие примеры работы энергоблоков на скользящем давлении касаются, в основном, переходных режимов эксплуатации оборудования и относятся только к прямоточным котлам. На барабанных котлах практические исследования работы в режиме скользящего давления не проводились ввиду определенных трудностей, связанных с изменением теплообмена в экранных поверхностях нагрева. Представлены результаты работы по переводу на скользящее давление энергоблоков Черепетской ГРЭС мощностью 225 МВт, оснащенных барабанными котлами типа Еп-630-13.8-565/570КТ (модель ТПЕ-223). Основным топливом для котлов является уголь марки Д Кузнецкого бассейна. Выполнено моделирование работы энергоблоков с использованием программы Boiler Designer, создана методика оценки экономической целесообразности перевода энергоблоков на скользящее давление. По результатам предварительных исследований были проведены режимно-наладочные испытания энергоблоков, подтвердившие возможность и экономическую целесообразность их перевода на работу в режиме скользящего давления. Приведены результаты исследований и оценена возможность распространения подобной практики на значительную часть действующего котлотурбинного оборудования на электростанциях России.

**Ключевые слова:** паровой котел, скользящее давление, энергоблок, нагрузка энергоблока, снижение удельного расхода условного топлива, повышение энергоэффективности, моделирование, проведение испытаний

**DOI:** 10.1134/S0040363621070018

График нагрузок в энергосистеме России характеризуется высокой неравномерностью. Это обуславливает необходимость непрерывного регулирования нагрузки энергоблоков, которое можно реализовывать как при постоянном, так и при скользящем давлении перегретого пара за котлом [1]. Режим скользящего давления был разработан еще в 80-х годах прошлого века для оптимизации участия энергоблоков в регулировании графика нагрузок [2]. В обычном режиме эксплуатации давление свежего пара барабанного котла

должно поддерживаться постоянным независимо от текущей нагрузки энергоблока. При этом давление пара перед турбиной при снижении нагрузки становится меньше давления за котлом. Таким образом, складывается ситуация, при которой на пониженных нагрузках на выходе из котла поддерживается избыточное давление пара, которое редуцируется перед турбиной.

В режиме работы энергоблока на скользящем давлении на всех нагрузках давление пара за котлом равно давлению пара на входе в турбину. Ре-

гулирующие клапаны перед турбиной всегда полностью открыты, а расход и давление пара регулируются нагрузкой питательного электронасоса (ПЭН). Экономическая выгода по сравнению с режимом работы на постоянном давлении достигается благодаря снижению затрат электроэнергии на привод ПЭН и потерь в турбине.

Практическая реализация режима работы на скользящем давлении до настоящего времени не получила в России широкого распространения несмотря на некоторые его преимущества. Существующие примеры работы энергоблоков на скользящем давлении касаются, в основном, переходных режимов эксплуатации котла (разгрузка до минимальной производительности и др.) [3, 4]. Имеющиеся практические исследования относятся только к прямоточным котлам. В частности, все современные энергоблоки на суперкритические параметры проектируются со скользящим давлением в пароводяном тракте котла при пусках и переменных нагрузках [5, 6]. Имеются также результаты исследований о влиянии такого режима на надежность работы оборудования [7].

На барабанных котлах практические исследования работы на скользящем давлении не проводились ввиду трудностей, сопряженных с изменением теплообмена в экранных поверхностях нагрева. К основным проблемам при этом можно отнести следующие:

обеспечение надежности работы системы естественной циркуляции и котла в переходных (динамических) режимах при скользящем давлении;

необходимость отладки системы автоматического регулирования режимов работы оборудования при переходе на режим скользящего давления;

отсутствие методики оценки экономической эффективности перевода барабанного котла на работу в режиме скользящего давления.

Перевод энергоблоков мощностью 225 МВт Черепетской ГРЭС на работу в режиме скользящего давления стал первым успешным этапом полноценного исследования на барабанных котлах в России.

#### ОПИСАНИЕ ЭНЕРГОБЛОКОВ 225 МВт ЧЕРЕПЕТСКОЙ ГРЭС

На Черепетской ГРЭС работают два идентичных энергоблока (ст. № 8, 9) мощностью 225 МВт каждый. Котел типа Еп-630-13.8-565/570КТ (модель ТПЕ-223, ст. № 12, 13) предназначен для выработки пара высокого давления при использовании каменного угля марки ДГ Кузнецкого бассей-

на в качестве топлива. Основные характеристики котла представлены далее:

Номинальная производительность, т/ч (кг/с) .....	630 (175)
Давление пара, МПа:	
свежего .....	13.8
промежуточного перегрева .....	2.86/2.65
Температура, °С:	
питательной воды .....	253
свежего пара .....	565
пара промежуточного перегрева .....	338/570
Расход пара промежуточного перегрева, т/ч (кг/с) .....	533.5 (148.2)
КПД брутто котла, % .....	Не менее 93.0

Удельный выброс оксидов азота в пересчете на коэффициент избытка воздуха  $\alpha = 1.4$  не должен превышать 350 мг/м<sup>3</sup>.

Для снижения выбросов NO<sub>x</sub> на котле реализована схема трехступенчатого сжигания топлива. Над основной зоной горения в восстановительные сопла подается угольная пыль утоненного помола, выше их в топку поступает третичный воздух для обеспечения полного выгорания топлива. В нижней части топки на уровне первого яруса горелок расположены сопла пристенного дутья, в которые часть вторичного воздуха подается с отклонением от основного потока или по направлению к нему.

В котле используется индивидуальная система пылеприготовления с прямым вдуванием, включающая в себя валковые среднеходные мельницы типа МВС-195, работающие под давлением. На пяти основных мельницах, обеспечивающих размер топлива до тонкости пыли  $R_{90} = 26-28\%$ , установлены центробежные сепараторы, на дополнительной (ребернинговой) мельнице для получения пыли тонкостью  $R_{90} = 6-8\%$  – динамический сепаратор.

Питательная вода, подаваемая в котел, проходит через водяной экономайзер, нагреваясь до температуры, близкой к температуре насыщения, и поступает в барабан котла, из которого направляется в нижние камеры испарительных экранов топки. Из верхних камер экранов топки образующаяся пароводяная смесь направляется в барабан котла, и таким образом осуществляется естественная циркуляция в котле. Топочная камера оборудована пылеугольными горелками, расположенными тангенциально по углам топки в два яруса по высоте (по четыре горелки в одном ярусе).

Каждый энергоблок ГРЭС оснащен турбиной К-225-12.8-4Р, основные технические характеристики которой приведены далее:

Пусковая схема .....	Двухбайпасная
Номинальная мощность, МВт .....	225
Частота вращения валопровода, с <sup>-1</sup> .....	50
Давление пара, МПа:	
свежего .....	12.8
на выходе из цилиндра	
высокого давления (ЦВД) турбины .....	2.87
перед стопорными клапанами	
цилиндра среднего давления (ЦСД)	
турбины .....	2.55
Температура пара, °С:	
свежего .....	561.0
на выходе из ЦВД .....	341.4
перед стопорными клапанами ЦСД .....	564

В качестве базовой схемы регулирования электрической нагрузки энергоблоков применяется схема САУМ-2, в которой поддержание мощности энергоблока обеспечивает турбинный регулятор мощности (ТРМ), давления пара перед турбиной – котел. Данная схема позволяет более точно поддерживать заданную мощность благодаря тому, что ТРМ имеет большее быстродействие по сравнению с котельным регулятором.

При невозможности автоматического управления мощностью энергоблока в связи с переводом на дистанционное управление основных автоматических систем регулирования режима работы котла (питания водой, подачи топлива и воздуха, разрежения в топке) производится автоматический перевод компенсации реактивной мощности (КРМ) на дистанционное управление. При этом ТРМ преобразуется в регулятор давления пара перед турбиной.

На клапаны турбины воздействует ТРМ, который имеет несколько каналов регулирования, обеспечивающих выполнение следующих задач:

регулирование мощности энергоблока, частоты сети и давления пара перед турбиной (максимального и минимального) совместно с котельным регулятором давления пара (КРД);

управление давлением пара перед турбиной (при отключенном КРД);

ограничение максимального и минимального давления пара перед турбиной;

ограничение предельного максимального открытия клапанов турбины;

управление положением клапанов турбины при отключенном КРМ при скользящем давлении.

Одновременно с переводом котлов на скользящее давление расширяли регулировочный диапазон работы энергоблоков. В соответствии с паспортными данными минимальная нагрузка энергоблока должна составлять 112 МВт. Так как энергоблоки были перенастроены на работу в режиме скользящего давления, потребовалось проведение дополнительных опытов, подтверждающих надежность работы оборудования на минимальной нагрузке.

#### ОЦЕНКА ОЖИДАЕМОГО ЭФФЕКТА ОТ ПЕРЕВОДА ЭНЕРГОБЛОКА НА РАБОТУ В РЕЖИМЕ СКОльзяЩЕГО ДАВЛЕНИЯ

Для оценки эффективности режима скользящего давления было выполнено моделирование в программе Boiler Designer работы энергоблока и создана расчетная методика определения разницы расходов условного топлива при работе энергоблока на постоянном и скользящем давлении. В качестве исходных данных были взяты проектные показатели работы котельной установки, турбины и системы регенерации. В процессе подготовки расчетных файлов была подробно смоделирована схема циркуляции котлов № 12, 13. Расчетные схемы газового и пароводяного трактов работы котлов в режиме скользящего давления показаны на рис. 1, 2. Особенность моделирования заключалась в полной реализации работы котла, турбины и системы регенерации в одном расчетном файле.

Режим скользящего давления задавался в программе вводом соответствующих исходных данных в таких элементах “Группы Вода”, как “Котел Тракт ВД” и “Котел Тракт НД”, представленных на общей расчетной схеме энергоблока (рис. 3). Кроме того, в режиме скользящего давления обнулялся элемент схемы “ $\Delta p$ ” (сопротивление), моделирующий снижение давления между котлом и турбиной в режиме работы с постоянным давлением. Результаты расчета основных показателей работы энергоблока характеризуются хорошей сходимостью с их проектными значениями. Расчетная электрическая мощность энергоблока практически одинакова в двух режимах (224.211 и 224.209 МВт), что обеспечивает максимальную достоверность сравнительного анализа.

Результаты моделирования показывают, что при поддержании одинаковой мощности энергоблока в двух режимах переход на скользящее давление сопровождается увеличением КПД нетто на 0.14% (с 40.33 на постоянном до 40.47% на скользящем давлении), КПД брутто на 0.05% (с 41.35 на постоянном до 41.40% на скользящем давлении). Расход топлива при работе котлов в режиме скользящего давления несколько ниже, чем в режиме постоянного давления, однако КПД котла незначительно уменьшается при переходе на скользя-

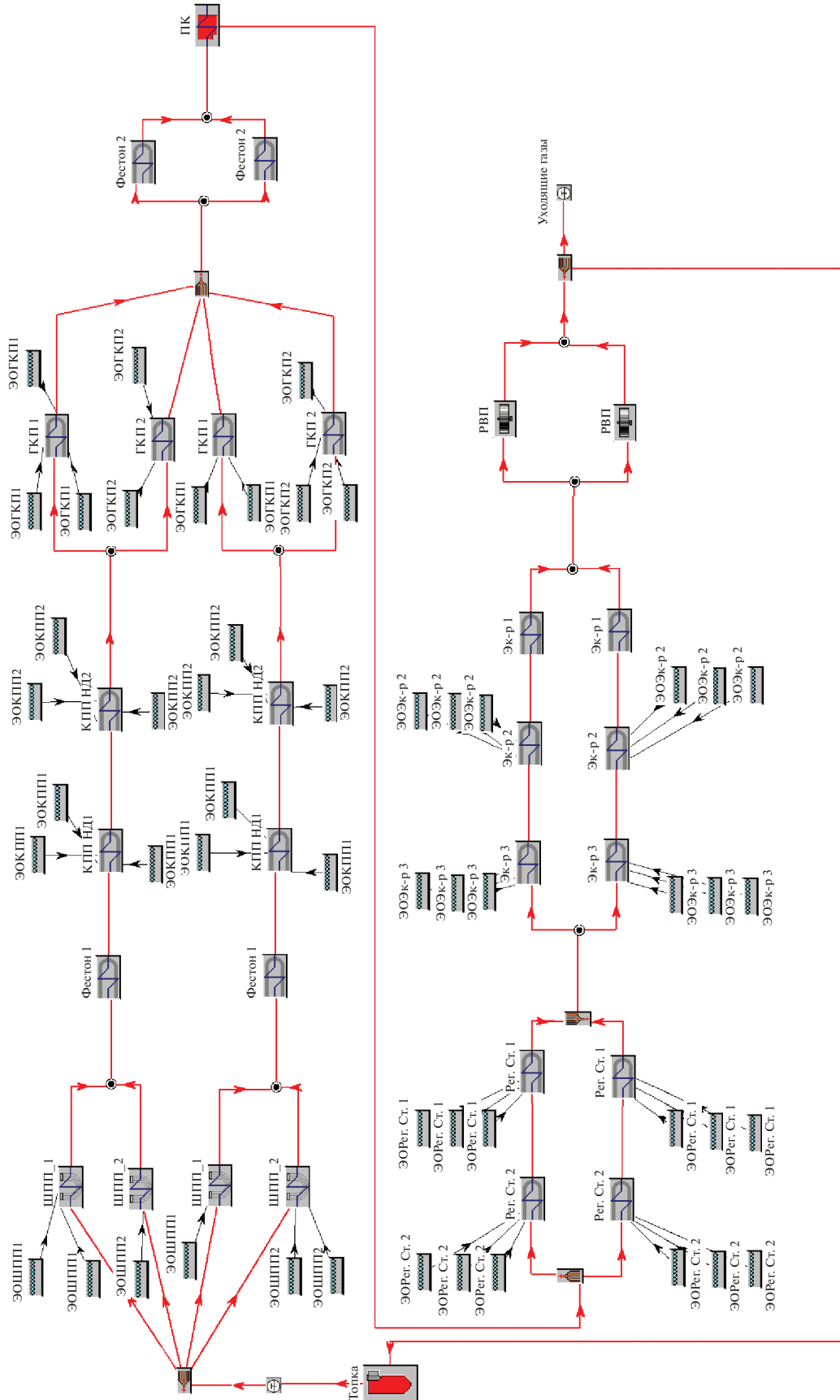
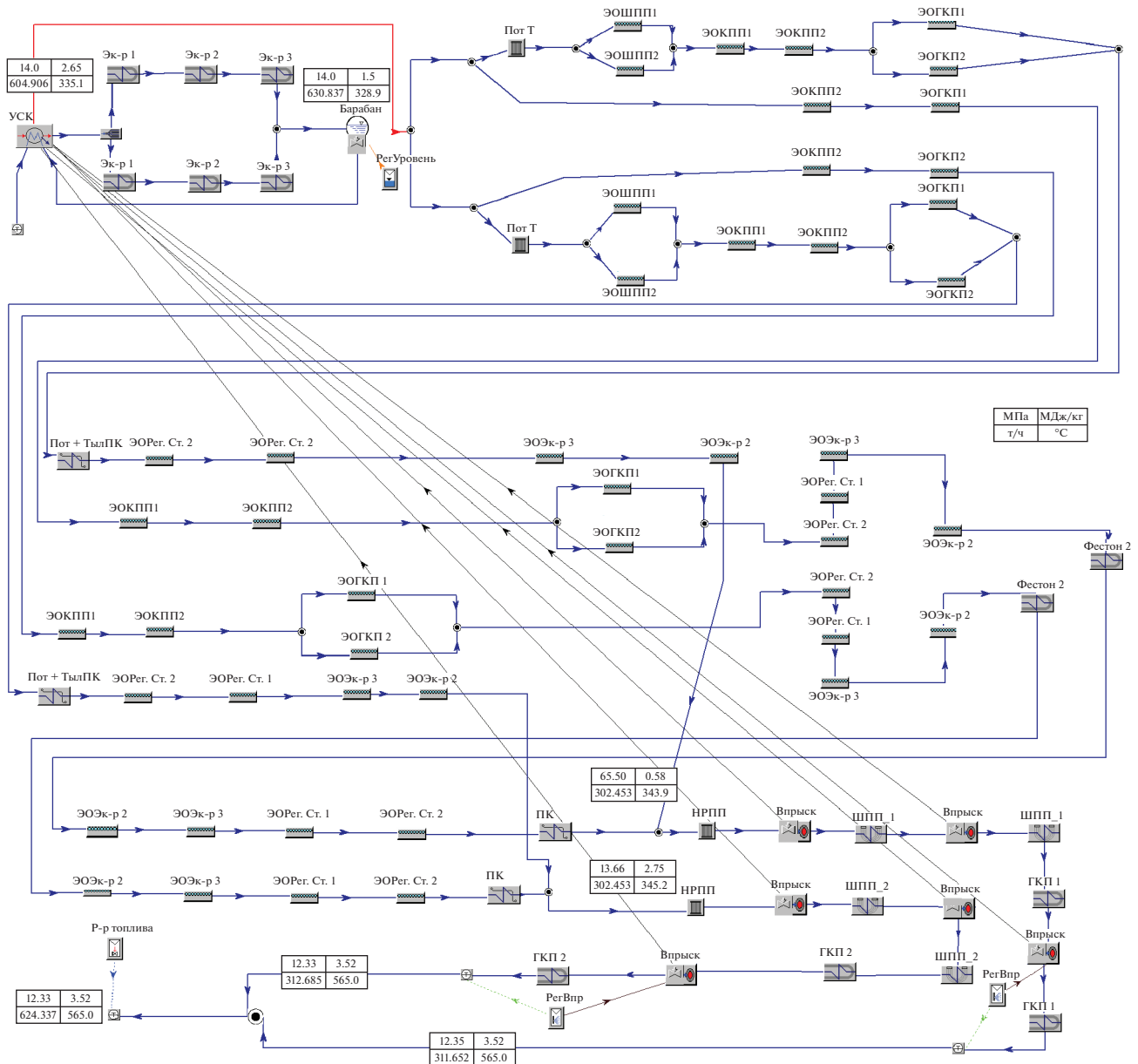


Рис. 1. Схема газового тракта котла ТПЕ-223 в режиме работы на скользищем давлении. ЭО – экраны ограждения; ШПП – ширмовый пароперегреватель; КПП НД – конвективный пароперегреватель низкого давления; ГКП – горячий конвективный пароперегреватель; ПК – возвратная камера; Рег. Ст. – регулирующие ступени; Эк-р – рециркуляционный воздухоподогреватель; ЭОЭк-р – экономайзер; РВП – рециркуляционный воздухоподогреватель.



**Рис. 2.** Схема пароводяного тракта высокого давления котла ТПЕ-223 в режиме работы на скользящем давлении. УСК – установка собственного конденсата; РегУровень – регулятор уровня в барабане; Пот Т – потолочные экраны в топке; КПП – конвективный пароперегреватель; Пот + Тыл ПК – потолочные и тыльные экраны в поворотной камере; НРПП – настенный радиационный пароперегреватель; РегВпр – регулятор впрыска; R-p – регулятор. Остальные обозначения см. рис. 1

шее давление: с 92.37 до 92.29% (из-за роста потерь с уходящими газами). Очевидно, увеличение КПД энергоблока при переходе на скользящее давление обусловлено, главным образом, снижением энергозатрат на собственные нужды. Так, например, мощность ПЭН уменьшилась с 4459 до 3924 кВт.

Поскольку моделирование в программе Boiler Designer не позволяет учесть все нюансы работы энергоблока, для оценки экономической эффек-

тивности перевода котла на скользящее давление была также предложена расчетная методика, основанная на сравнении расходов условного топлива при разных режимах работы. Удельные затраты электроэнергии, которые не зависят от перехода на скользящее давление (затраты на системы топливоподачи, мазутного хозяйства, золошлакоудаления, приготовления обессоленной воды, отопления и вентиляции, разморозку угля и др.) в расчетной методике не учитывали, чтобы исключить



дополнительную погрешность. Предложенный подход оправдан тем, что при переходе на скользящее давление данные показатели не изменяются.

Методика расчета показателей режима работы энергоблока выглядит следующим образом.

Удельный расход нетто тепла  $q_{\text{нетто}}$  на группу турбоагрегатов, кДж/(кВт · ч), вычисляют по формуле

$$q_{\text{нетто}} = q_{\text{брутто}} \times 100 / (100 - \mathcal{E}_{\text{с.н.т}}),$$

где  $q_{\text{брутто}}$  – удельный расход брутто тепла на турбоагрегат, кДж/(кВт · ч);  $\mathcal{E}_{\text{с.н.т}}$  – относительный расход электроэнергии на собственные нужды турбинного отделения, %.

Коэффициент полезного действия котла  $\eta_{\text{нетто}}$ , %, можно вычислить по выражению

$$\eta_{\text{нетто}} = \eta_{\text{брутто}} (100 - \mathcal{E}_{\text{с.н.к}}) / K_q (100 - \mathcal{E}_{\text{с.н.т}}),$$

где  $\eta_{\text{брутто}}$  – КПД брутто котла, %;  $K_q$  – коэффициент поправки на тепло, внесенное в котел;  $\mathcal{E}_{\text{с.н.к}}$  – относительный расход электроэнергии на собственные нужды котла, %.

Удельный номинальный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию  $b_{\text{э}}$ , г у.т./кВт · ч, рассчитывают по формуле

$$b_{\text{э}} = \frac{q_{\text{нетто}} (1 + K_{\text{ст}} \times 10^{-2}) K_{\text{т}} \times 10^4}{7 \eta_{\text{нетто}} k_{\text{т.п}} K_{\text{к}}},$$

где  $K_{\text{ст}}$  – коэффициент стабилизации тепловых процессов в котлах, %;  $K_{\text{т}}$  – коэффициент увеличения расхода тепла на производство электроэнергии при условном прекращении отпуска тепла от турбоагрегатов внешним потребителям;  $K_{\text{к}}$  – коэффициент увеличения расхода топлива энергетическими котлами при условном раздельном производстве тепловой и электрической энергии;  $k_{\text{т.п}}$  – коэффициент теплового потока, %.

Разность между расходами условного топлива при работе на скользящем и номинальном (штатном)  $b_{\text{шт}}$  давлении  $\Delta b_{\text{э}}$ , г у.т./кВт · ч, вычисляют по формуле

$$\Delta b_{\text{э}} = b_{\text{э}} - b_{\text{шт}}.$$

Таким образом, переход на скользящее давление является целесообразным только в том случае, когда значение  $\Delta b_{\text{э}}$  окажется положительным.

### ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЙ ПО ПЕРЕВОДУ ЭНЕРГОБЛОКОВ НА РАБОТУ В РЕЖИМЕ СКОЛЬЗЯЩЕГО ДАВЛЕНИЯ

На первом этапе испытаний были проведены опыты по оценке возможности частичного регулирования мощности энергоблока путем изменения степени открытия регулирующих клапанов (РК) перед турбиной. Опыты были необходимы

для оценки резерва по открытию РК, если в режиме скользящего давления потребуется провести резкий набор нагрузки. При открытии РК падает давление на выходе из котла, изменяется энтальпия, несколько увеличивается расход пара, но потом, через некоторое время, нагрузка возвращается к исходной. Результаты опытов, проведенных на двух энергоблоках, показывают, что на пониженных нагрузках (135–200 МВт) изменение степени открытия РК существенно влияет на мощность энергоблока. Таким образом, в данном диапазоне нагрузок существует достаточный запас по регулированию мощности энергоблока с помощью РК. С увеличением нагрузки до значения более 200 МВт влияние степени открытия РК на мощность становится менее заметным, и на нагрузках, близких к номинальной (225 МВт), оно практически отсутствует или проявляется минимально. Фактически на номинальной нагрузке регулирующие клапаны, как правило, полностью открыты.

В большинстве опытов наблюдалась тенденция обратного изменения мощности после первоначального ее снижения/роста вследствие закрытия/открытия РК: примерно через 1.0–1.5 мин мощность достигала экстремального значения, а затем начинала изменяться в противоположную сторону. В рабочем режиме эксплуатации данная тенденция должна нивелироваться посредством параллельного форсирования/разгрузки котла по топливу. В этом случае первоначальное изменение мощности достигается с помощью РК, а затем “подхватывается” котлом. По результатам первого этапа опытов был определен необходимый запас по степени открытия РК в режиме скользящего давления для проведения испытаний по готовности участия энергоблоков в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ).

На втором этапе испытаний были проведены опыты по определению предельной допустимой степени открытия РК при нагрузках 135 и 190 МВт. Для этого потребовалось снизить уставку срабатывания автоматического включения резерва ПЭН до 9.0 МПа и уставку минимального давления стерегущего регулятора с 13.5 до 9.5 МПа. В процессе испытаний степень открытия РК увеличивали постепенно по 1–2% за шаг с перерывом 15 мин для стабилизации режима. Таким образом, нагрузка энергоблока выдерживалась на постоянном уровне без значительных колебаний. При необходимости в процессе опытов машинист вручную регулировал расход топлива в котел для исключения провалов и наброса нагрузки. По мере открытия ТРМ до определенного предела наблюдалось снижение давления в тракте котла и снижение мощности ПЭН. При испытаниях поддерживали установленное давление за ПЭН, которое изменялось в зависимости от нагрузки (рис. 4). Степень открытия РК считали предельной (с уче-

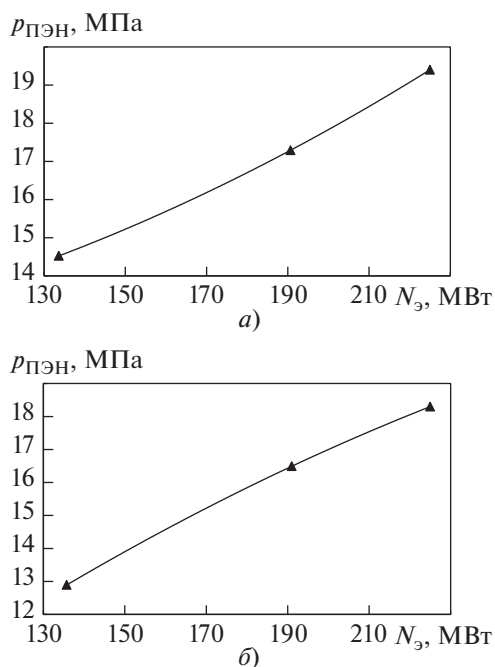


Рис. 4. Зависимость давления за питательным электронасосом  $p_{ПЭН}$  от нагрузки  $N_3$  энергоблока № 8 (а) и № 9 (б)

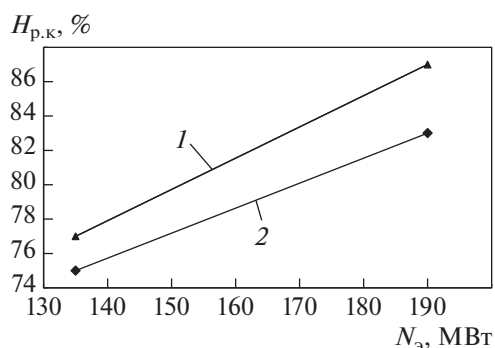


Рис. 5. Зависимость предельно допустимой степени открытия регулирующего клапана  $H_{p,к}$  от нагрузки энергоблока № 8 (1) и № 9 (2) с учетом запаса по ОПРЧ

том запаса по ОПРЧ), когда при дальнейшем открытии выявлялись какие-либо ограничения в работе энергоблока.

По результатам опытов на нагрузке 190 МВт предельная степень открытия РК (положение ТРМ) составила 87% на энергоблоке № 8 и 83% на энергоблоке № 9, на нагрузке 135 МВт – 77% на энергоблоке № 8 и 75% на энергоблоке № 9 (рис. 5).

На следующем этапе испытаний были выполнены опыты по режимной наладке котлов ТПЕ-223 при работе на скользящем давлении с оптимальной степенью открытия регулирующих клапанов турбины. В ходе опытов были получены опти-

мальные расходы вторичного и третичного воздуха в котел, распределение топлива между ярусами горелок и оптимальная загрузка топливом реберинговой мельницы. Кроме того, был определен технологический минимум нагрузки энергоблоков при работе на скользящем давлении. Так как диапазон работы системы автоматического регулирования предусмотрен только для нагрузок 225–135 МВт, разгрузку и нагружение энергоблока в данной серии опытов проводили в ручном режиме. При снижении нагрузки менее 135 МВт регулятор мощности турбины и регулятор давления котла переводили на ручное управление. Одновременно со снижением расхода топлива ступенчато (по 1.0–1.5%) производили открытие регулирующих клапанов турбины. При достижении нагрузки 110 МВт энергоблок работал в таком режиме в течение 1 ч, после чего производили плановое нагружение до 135 МВт. Испытания показали возможность стабильной и надежной работы энергоблоков на нагрузке 110 МВт.

На заключительном этапе испытаний были выполнены контрольные опыты при работе котла на скользящем давлении с оптимальными характеристиками. При этом расход топлива, уровень воды в барабане, температуры свежего пара и пара промежуточного перегрева находились в пределах проектных значений. Основные показатели работы энергоблоков в течение опытов приведены в табл. 1. Также была проведена сравнительная оценка экономической эффективности работы энергоблока на постоянном и скользящем давлении. Результаты расчетов, выполненных по предложенной авторами методике, представлены в табл. 2.

Как видно из приведенных данных, изменения показателей по энергоблокам № 8, 9 связаны, в первую очередь, со снижением удельного расхода электроэнергии на собственные нужды ПЭН, что непосредственно влияет на КПД нетто энергоблока. На рис. 6 показаны зависимости мощности ПЭН от электрической нагрузки энергоблоков в режимах на номинальном и скользящем давлении. Зависимость изменения расхода условного топлива от электрической нагрузки представлена на рис. 7. С учетом стабильного режима работы котлов, а также значительного экономического эффекта в виде экономии топлива перевод энергоблоков на скользящее давление был признан успешным.

В статье представлены результаты работы, выполненной на моноблоке. Организация режима работы на скользящем давлении на электростанциях, где котлы и турбины связаны между собой через общий паровой коллектор, потребует дополнительных исследований. К ним относятся оценка возможности поддержания одинакового давления на выходе из всех котлов при их разной



**Таблица 1.** Основные показатели работы энергоблоков в оптимальных режимах на скользящем давлении

Показатель	Энергоблок № 8		Энергоблок № 9	
	Нагрузка, МВт			
	135	190	135	190
$p_{пе}$ , МПа	10.55	12.33	8.9	11.5
$\Delta p_{пе}$ , МПа	-2.07	-0.95	-3.62	-1.68
$N_{ПЭН}$ , кВт	3234	4416	2941	4260
$\Delta N_{ПЭН}$ , кВт	-326	-163	-514	-206
$p_{ПЭН}$ , МПа	14.52	17.29	12.89	16.49
$\Delta p_{ПЭН}$ , МПа	-2.0	-1.0	-3.13	-1.35
$\mathcal{E}_{с.н. т}$ , %	0.46	0.32	0.34	0.31
$q_{нетто}$ , кДж/(кВт · ч)	8703	8376	8485	8267
$\Delta q_{нетто}$ , кДж/(кВт · ч)	-222	-33	-54	-21
$Q_{брутто}$ , ГДж/ч	1130.25	1498.01	1108.55	1488.71
$\mathcal{E}_{с.н. к}$ , %	4.48	4.24	4.04	4.25
$\Delta \mathcal{E}_{с.н. к}$ , %	-0.31	-0.16	-0.62	-0.20
$\eta_{нетто}$ , %	89.18	90.44	88.77	90.06
$\Delta \eta_{нетто}$ , %	0.31	0.03	0.29	0.01

Примечание.  $p_{пе}$  – давление перегретого пара;  $N_{ПЭН}$  – мощность питательного электронасоса;  $Q_{брутто}$  – выработка котлом тепла брутто;  $\Delta$  – изменение значения показателя при переходе режима на скользящее давление.

**Таблица 2.** Экономический эффект при переводе энергоблоков на скользящее давление

Показатель	Нагрузка, МВт			
	135		190	
	Давление			
	скользящее	номинальное	скользящее	номинальное
$b_3$ , г/(кВт · ч):				
энергоблок № 8	340.41	348.40	317.87	318.89
энергоблок № 9	330.32	333.60	317.33	318.63
$\Delta b_3$ , г/(кВт · ч):				
энергоблок № 8		7.99		1.02
энергоблок № 9		3.28		1.30

Примечание.  $\Delta b_3$  – разность между расходами условного топлива при работе энергоблока на скользящем и номинальном давлении.

нагрузке по пару и исключение взаимного влияния на работу соседних котлов. Возможно, что для электростанций, работающих с поперечными связями, потребуется разработка технического решения, снижающего колебание давлений на выходе из котлов и в общем коллекторе.

В качестве ограничения на применение скользящего давления можно упомянуть необходимость наличия развитой системы АСУ ТП, без которой организация режима в условиях пере-

менного графика нагрузок силами эксплуатационного персонала ТЭС представляется невыполнимой задачей.

Несмотря на положительный опыт перевода барабанных котлов на скользящее давление, требуется коррекция инструкций заводов-изготовителей по эксплуатации котла и турбины в таком режиме в диапазоне нагрузок 50–100%. Отдельные аспекты данной проблемы нуждаются в дальнейших исследованиях. В частности, следует бо-

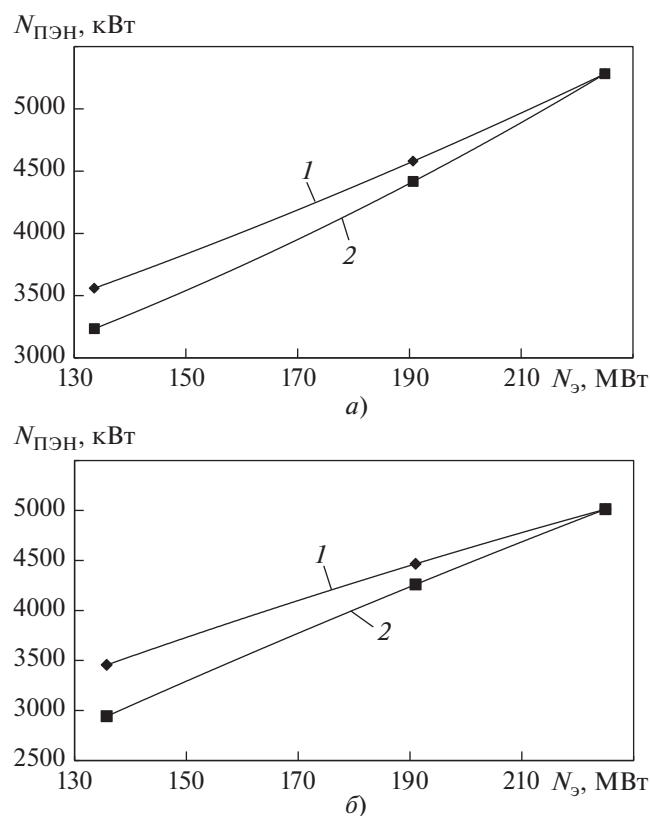


Рис. 6. Зависимость мощности питательного электронасоса от нагрузки энергоблока № 8 (а) и № 9 (б) для режимов на номинальном (1) и скользящем (2) давлении

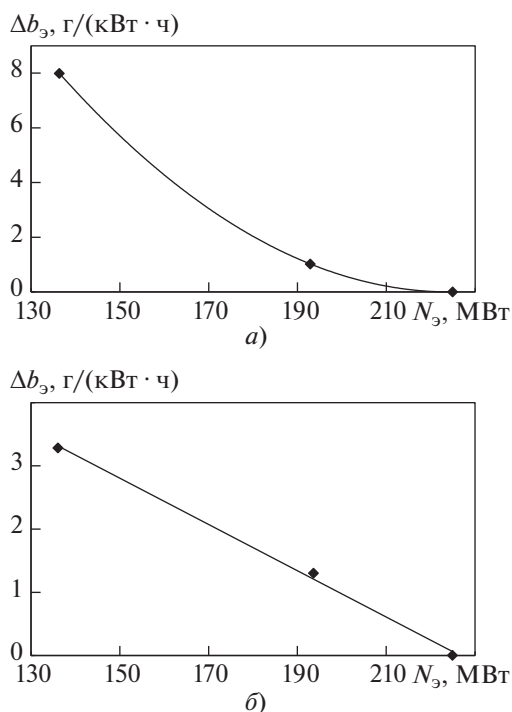


Рис. 7. Зависимость разницы расходов условного топлива  $\Delta b_{\text{э}}$  от нагрузки энергоблока № 8 (а) и № 9 (б)

лее подробно изучить влияние переходных режимов на надежность циркуляции при переводе оборудования на скользящее давление [8, 9]. Указанные процессы планируется исследовать при проведении последующих работ.

## ВЫВОДЫ

1. Успешный перевод энергоблоков мощностью 225 МВт Черепетской ГРЭС на работу в режиме скользящего давления открывает широкие перспективы для распространения подобной практики на значительную часть действующего котлотурбинного оборудования в России.

2. Повышение энергоэффективности оборудования является приоритетной задачей для всех электрических станций. Перевод энергоблока на работу в режиме скользящего давления — универсальный способ решения этой задачи независимо от типа котла (барабанный, прямоточный) и вида сжигаемого топлива (уголь, природный газ, мазут). Эффективность данного мероприятия может меняться в зависимости от мощности энергоблока и типа вспомогательного оборудования, установленного на котле. Ожидаемый экономический эффект в среднем составит не менее 1.5 г у.т./кВт·ч. Эффект может быть увеличен путем полного открытия регулирующих клапанов турбины и еще большего снижения нагрузки ПЭН, но это потребует более сложной и тонкой наладки регуляторов “топливо—воздух”.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Определение** эффективности турбо- и электроприводов питательного насоса энергоблоков сверхкритического давления при работе на скользящем давлении пара / Н.Н. Трифонов, Е.В. Коваленко, В.И. Кургин, С.Б. Есин // Теплоэнергетика. 2011. № 2. С. 67–70.
2. **Руководящие** указания. Проектирование котлов сверхкритического давления на скользящем давлении. М.: Минэнерго СССР, 1988.
3. **Результаты** испытаний энергоблока 300 МВт с котлом ТПП-312А при работе на скользящем давлении / Н.Н. Трифонов, Е.В. Коваленко, В.И. Кургин, С.Б. Есин // Энергетик. 2013. № 7. С. 43–46.
4. **Проблемы** автоматизации разгрузки энергоблоков Т-250 в режиме скользящего давления пара / Э.К. Аракелян, М.А. Панько, В.А. Макарьян, А.В. Цыпин // Теплоэнергетика. 2005. № 10. С. 55–60.
5. **Разработка** пылеугольного энергоблока на сверхкритические параметры пара мощностью 660 МВт / А.Г. Тумановский, А.Л. Шварц, Г.Д. Авруцкий, Э.Х. Вербовецкий, А.А. Смышляев, Л.А. Хоменок, А.Н. Скоробогатых, М.Ю. Алтухов // Электрические станции. 2010. № 1. С. 18–27.
6. **Пылеугольный** котел для энергоблока нового поколения на сверхкритические параметры пара / А.Г. Тумановский, А.Л. Шварц, Е.А. Туголуков,

- А.А. Смышляев, Э.Х. Вербовецкий, О.В. Несиоловский, Н.В. Петрова // Теплоэнергетика. 2009. № 6. С. 2–9.
7. **Анализ** проблем, возникающих при эксплуатации энергоблока 800 МВт Пермской ГРЭС на скользящем давлении / Г.Д. Авруцкий, А.Е. Захаров, В.А. Саркисян, М.С. Фролов, А.Л. Шварц, А.С. Адамов // Теплоэнергетика. 2015. № 9. С. 3–8. <https://doi.org/10.1134/S0040363615090015>
8. **Росляков П.В., Плешанов К.А., Стерхов К.В.** Исследование естественной циркуляции в испарителе котла-утилизатора с горизонтальными трубами // Теплоэнергетика. 2014. № 7. С. 3–11. <https://doi.org/10.1134/S0040363614070091>
9. **Плешанов К.А., Стерхов К.В.** Расчет циркуляции котла-утилизатора ПР-76-3.3-415 // Сб. трудов междунар. науч.-практ. конф. “Пакет прикладных программ для расчета теплоэнергетического оборудования Boiler Designer-2014”. М., 2014. С. 77–82.

## Experience Gained from Shifting the 225 MW Power Units at the Cherepet State-Owned District Power Plant Equipped with TPE-223 Drum Boilers for Operation in the Sliding Pressure Mode

E. A. Fomenko<sup>a,\*</sup>, I. A. Ryzhii<sup>a</sup>, A. V. Shtegman<sup>a</sup>, D. V. Sosin<sup>a</sup>, D. V. Stepanishin<sup>a</sup>, and D. G. Tochilin<sup>b</sup>

<sup>a</sup> *All-Russia Thermal Engineering Institute, Moscow, 115280 Russia*

<sup>b</sup> *Zhimerin Cherepet State-Owned District Power Plant, Suvorov, Tula oblast, 301430 Russia*

<sup>\*</sup>*e-mail: fbkbosch@mail.ru*

**Abstract**—The operation of a steam boiler in a sliding pressure mode is characterized by certain advantages in comparison with the usual mode of equipment operation: it becomes possible to reduce the power unit’s minimum allowable load, reduce the electric energy expenditures for driving the feed pump, and reduce the specific reference fuel consumption. Increasing the equipment energy efficiency is a priority task for all power plants. Shifting a power unit for operation in a sliding pressure mode is a universal way to solve this problem irrespectively of the boiler type (drum or once-through) and the kind of combusted fuel (coal, natural gas, or fuel oil). Up to date, practical implementation of boiler operation in a sliding pressure mode has not received wide application in Russia. The existing examples of a power unit’s operation at sliding pressure are mainly associated with the transient conditions of equipment operation and are only related to once-through boilers. In drum boilers, practical studies of their operation at sliding pressure were not carried out in view of certain difficulties connected with the change of heat transfer conditions in the waterwall heating surfaces. The article presents the results of activities aimed at shifting the Cherepet state-owned district power plant (SDPP) 225-MW power units equipped with Ep-630-13.8-565/570KT (the TPE-223 model) drum boilers for operation at sliding pressure. These boilers use grade D coal from the Kuznetsk field as the main fuel. The operation of the power units was modeled using the Boiler Designer computer program, and a procedure for estimating the economic feasibility of shifting the power units to operate at sliding pressure was elaborated. Based on the results of preliminary studies, operational and adjustment tests of the power units were carried out, which confirmed the possibility and economic feasibility of shifting them to operation in the sliding pressure mode. The study results are presented, and the possibility of extending such practices to a significant part of the operating boiler and turbine equipment at the power plants of Russia is evaluated.

**Keywords:** steam boiler, sliding pressure, power unit, power unit load, reduction of specific reference fuel consumption, improvement of energy efficiency, modeling, tests