
**ПАРОТУРБИННЫЕ, ГАЗОТУРБИННЫЕ,
ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ
И ИХ ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ**

**ПОВЫШЕНИЕ МАНЕВРЕННОСТИ И НАДЕЖНОСТИ
ПАРОСИЛОВЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ ТЭС**

© 2021 г. Ю. А. Радин*

Всероссийский теплотехнический институт, Автозаводская ул., д. 14, Москва, 115280 Россия

**e-mail: vti-unit@yandex.ru*

Поступила в редакцию 09.10.2020 г.

После доработки 09.11.2020 г.

Принята к публикации 18.11.2020 г.

Представлена информация о научно-исследовательских работах ВТИ в области маневренности паровых энергоблоков ТЭС. Многие из них проводились совместно с ОРГРЭС, ЦКТИ, энергомашиностроительными заводами и электростанциями. Их результатами были тепловые и пусковые схемы, унифицированные технологии и инструкции по пускам энергоблоков мощностью 200–800 МВт и ТЭЦ с турбинами мощностью 100–250 МВт. Важным направлением работ по обоснованию характеристик маневренности энергооборудования было обеспечение термической и циклической прочности высоконагруженных деталей энергетических котлов и паровых турбин, вызвавшее развитие математического моделирования барабанов и выходных коллекторов пароперегревателей котлов, паропроводов, цилиндров и роторов турбин и корпусов арматуры высокого (ВД) и среднего (СД) давления. Разрабатывались нормативные документы, технические требования к маневренности энергоблоков, значениям пусковых потерь топлива, минимальным нагрузкам и скорости их изменения в пределах регулировочного диапазона, удержанию холостого хода и нагрузки собственных нужд после сбросов полной нагрузки и отключения электрогенератора от сети, импульсным разгрузкам и их количеству. Обеспечение маневренности потребовало автоматизации управления и разработки соответствующих технологических алгоритмов, реализация которых привела к широкому внедрению микропроцессорных АСУ ТП. Большой вклад в организацию и выполнение этих работ внесли ведущие специалисты института и отрасли: В.Б. Рубин, Г.И. Мосеев, Е.Р. Плоткин, Б.И. Шмуклер, А.Л. Шварц, Н.И. Давыдов, Н.Ф. Комаров, Е.Н. Сергиевская, В.Ф. Резинских, А.Ш. Лейзерович и др. Принципиальные решения, принятые для паросиловых установок, были использованы в последние 20 лет при разработке технологии пусков парогазовых установок с котлами-утилизаторами. Рассматривается одно из основных направлений из всего многообразия задач – повышение маневренности паросиловых энергоблоков, актуальность которого несомненна и в настоящее время.

Ключевые слова: энергоблок, сверхкритическое давление, котел, паровая турбина, барабан, коллектор, термическая и циклическая прочность, АСУ ТП, тепловая электрическая станция, теплоэлектростанция

DOI: 10.1134/S0040363621060072

Разуплотнение графиков нагрузки энергосистем, начавшееся 50 лет назад, привело к снижению надежности оборудования и ускоренной выработке ресурса высоконагруженных деталей паровых котлов и турбин. Участились случаи возникновения разрушений и аварий, вызванных образованием в них трещин, пережогами труб поверхностей нагрева и повреждениями других деталей оборудования трактов высокого и среднего давления [1–4]. Встал даже вопрос о создании специализированных полупиковых (проекты энергоблоков мощностью 300 МВт Березовской ГРЭС и 210 МВт Добротворской ГРЭС) и пиковых энергетических блоков со сниженной по сравнению с базовыми значениями экономичностью,

но способных практически к ежедневным пускам и остановам [5, 6].

Статистический анализ режимов эксплуатации дубль-блоков показал, что вследствие повышения надежности корпусов котлов продолжительность работы в однокорпусном режиме за 10 лет снизилась более чем в 10 раз, что позволило усовершенствовать технологию их эксплуатации путем перехода на моноблочный режим функционирования [7]. Была показана возможность повышения маневренности теплофикационных энергоблоков с турбинами Т-250/300-240 и блочного оборудования на давление свежего пара 12.7 МПа в летний период, когда их тепловые нагрузки минимальны [8, 9]. Результаты исследований режи-

мов эксплуатации энергоблоков сверхкритических параметров (СКД) пара легли в основу разработки их пусковых схем, позволяющих реализовать унифицированную технологию пусков и остановов (рис. 1).

ТЕХНОЛОГИЯ ПУСКОВЫХ И ОСТАНОВОЧНЫХ РЕЖИМОВ

Основными результатами обширных экспериментальных работ на энергоблоках СКД мощностью 300 МВт стали:

разработка унифицированной технологии пусковых режимов в сепараторном режиме работы котла;

пуски на сниженных параметрах пара с использованием скользящего давления свежего и вторично перегретого пара при нагружении энергоблока после включения электрогенератора в сеть;

отказ от перехода на номинальное давление пара ВД при нагружении энергоблока после включения электрогенератора в сеть за счет частично открытых регулирующих клапанов (РК) ВД.

Оптимизация графиков-заданий пусков из различных тепловых состояний основывалась на расчетных исследованиях термочувствительности критических толстостенных деталей парового тракта: выходных коллекторов пароперегревателей высокого и среднего давления котлов, паропроводов высокого и среднего давления, корпусов стопорных клапанов ВД, пароперепускных труб ВД и роторов высокого и среднего давления паровых турбин [3, 10]. Полученные при их проведении результаты в виде графиков-заданий вошли в типовые инструкции по пускам энергоблоков мощностью 300–800 МВт. Основным лимитирующим фактором оказалось термонапряженное состояние роторов высокого и среднего давления турбины. При оценках его были приняты следующие исходные положения:

при прогреве допускается такая пластическая деформация сжатия в зоне концентраторов на по-

верхности роторов, при которой остаточные напряжения в стационарном режиме не превышают предела длительной прочности для соответствующей температуры;

при охлаждении не допускается пластическая деформация растяжения в зоне конструктивных концентраторов напряжений на поверхности роторов;

размах деформаций не должен превышать значения, вызывающего накопление недопустимой циклической составляющей поврежденности при заданном числе режимов;

допустимые разности температур и скоростей прогрева оцениваются с учетом сложной формы деталей, концентрации напряжений в тепловых канавках, зависимости теплофизических свойств и прочностных характеристик материала от температуры, а также отклонений температуры пара на $\pm 20^\circ\text{C}$ от заданной.

По исходному тепловому состоянию пуски делятся на три основные группы:

из холодного состояния – при температуре металла паровпускных частей ЦВД и ЦСД турбины не более соответственно 170 и 100°C ;

из неостывшего состояния – при температуре металла паровпускных частей ЦВД и ЦСД турбины до 400°C ;

из горячего состояния – при сохранившемся избыточном давлении в тракте котла до встроенной задвижки (ВЗ) и температуре металла паровпускных частей ЦВД и ЦСД турбины свыше 400°C .

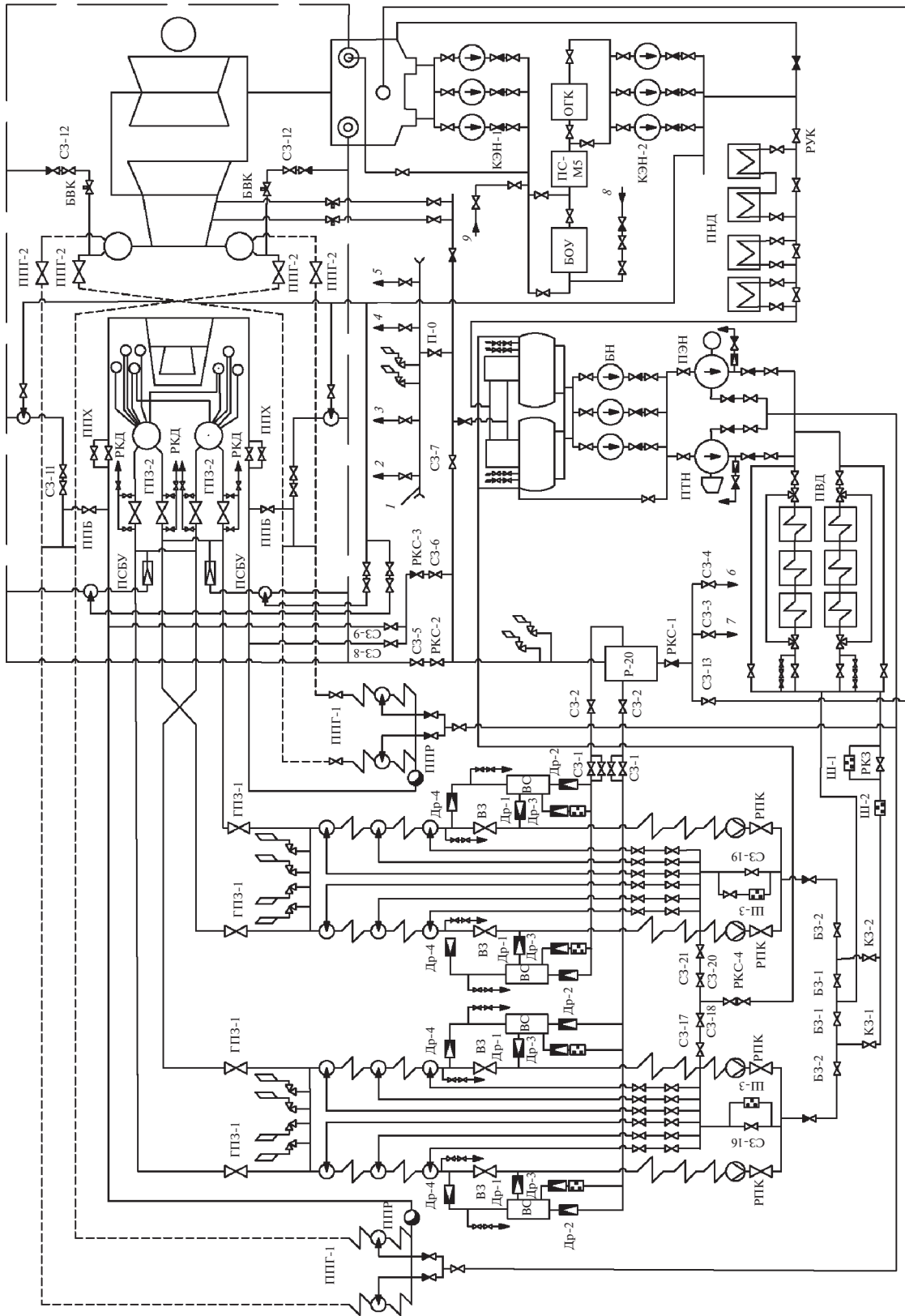
Основными особенностями унифицированной технологии пуска прямоточного котла в сепараторном режиме являются:

заполнение водой тракта котла только до ВЗ и проведение начального этапа растопки при отсеченном пароперегревателе (закрытом дроссельном клапане на выходе из встроенного сепаратора);

прогрев главных паропроводов сразу до регулирующих клапанов турбины при открытых главных паровых задвижках (ГПЗ) и стопорных клапанах (СК) ВД;

Рис. 1. Пусковая схема дубль-блока СКД с паровой турбиной К-300-23.5 ЛМЗ.

РПК – регулирующий питательный клапан; ВЗ – встроенная задвижка; Др-1–Др-4 – дроссельный клапан; ВС – встроенный сепаратор; ПСБУ – пускосбросное устройство; СЗ – сбросная задвижка; ПТН, ПЭН – питательный турбонасос и электронасос; БН – бустерный насос; ГПЗ – главная паровая задвижка; РКД – регулирующий клапан дренажей; ПВД, ПНД – подогреватель высокого и низкого давления; Р-20 – растопочный сепаратор; БОУ – блочная обессоливающая установка; БВК – быстро включающийся клапан; ППР – паро-паровой теплообменник; Ш-1–Ш-3 – шайбовый набор; БЗ-1, БЗ-2 – байпасная задвижка; КЗ-1, КЗ-2 – клапаны заполнения; РКЗ – регулирующий клапан заполнения; РКС-1–РКС-4 – регулирующий клапан сброса; ППБ – задвижка на байпасном трубопроводе промежуточного перегрева; ППХ – запорная задвижка в паропроводе холодного промежуточного перегрева; ППГ-1, ППГ-2 – запорная задвижка в паропроводе горячего промежуточного перегрева; П-0 – запорная задвижка на подводе пара в коллектор собственных нужд энергоблока; ПС-М5 – подогреватель сальниковый; ОГК – охладитель горячего конденсата; КЭН-1, КЭН-2 – конденсатный электронасос первой и второй ступени; РУК – регулятор уровня в конденсаторе; 1 – общестанционная магистраль 1.3 МПа; 2 – от пусковой котельной; 3 – от РУ 4.0/1.3 МПа; 4 – на уплотнения турбины; 5 – к мазутным форсункам; 6 – в циркуляционный водовод; 7 – в бак грязного конденсата; 8 – от насосов бака запаса конденсата; 9 – подача химически обессоленной воды



повышение частоты вращения роторов турбины открытием регулирующих клапанов ВД;

совмещенный с разворотом роторов турбины прогрев системы промежуточного перегрева паром после ЦВД турбины на промежуточной частоте вращения $800\text{--}1400\text{ мин}^{-1}$ (для энергоблоков мощностью 500 МВт до 3000 мин^{-1}) при закрытых стопорных клапанах ЦСД и давлении в конденсаторе турбины $10\text{--}20\text{ кПа}$;

прогрев ротора среднего давления при пусках из холодного состояния (начальная температура ротора менее 120°C) при частоте вращения $1300\text{--}1400\text{ мин}^{-1}$ и давлении в конденсаторе $12\text{--}15\text{ кПа}$ для предупреждения хрупкого разрушения ротора центробежными силами при повышении частоты вращения до холостого хода вследствие хладноломкости;

использование пусковых впрысков в главные паропроводы для регулирования температуры свежего пара, паровых байпасов промежуточного пароперегревателя совместно с аварийными впрысками в рассечку промежуточного пароперегревателя — для регулирования температуры пара промежуточного перегрева;

использование растопочного сепаратора (Р-20) в качестве источника пара для деаэрации питательной воды.

Выбор начального расхода топлива V_T на сепараторной фазе пуска энергоблока из неостывшего и горячего состояний в зависимости от начальной температуры паровпуска ЦВД $t_{\text{ЦВД}}$ производится по эмпирическому соотношению $V_T = 0.6 + 0.03 t_{\text{ЦВД}}$, обеспечивающему:

предварительный прогрев главных паропроводов до требуемой температуры и допустимый температурный режим толстостенных элементов тракта СКД при прогреве;

заданные параметры свежего пара и пара промежуточного перегрева;

выход на холостой ход турбогенератора при полностью открытой быстродействующей редукционно-охладительной установке (БРОУ) и набор нагрузки не менее 10 МВт после синхронизации электрогенератора.

Подключение пароперегревателя при пусках из холодного состояния при начальной температуре металла толстостенных элементов тракта СКД менее 80°C производится при открывании дроссельных клапанов на выпаре из встроенных сепараторов котла сразу после включения одной-двух горелок, а при простоях меньшей длительности подключение пароперегревателя начинается при температуре среды перед встроенной задвижкой $240\text{--}250^\circ\text{C}$.

При пусках из горячего и близкого к нему состояний с сохранившимся избыточным давлением в тракте до ВЗ в качестве второго критерия,

определяющего начало подключения пароперегревателя, принимается температура газов в поворотной камере котла, которая должна быть на уровне 500°C при пусках после простоя до 8 ч. Управление сбросом среды из встроенного сепаратора (ВС) осуществляется изменением положения дроссельного клапана (Др-2) по температуре среды перед ВЗ в соответствии с единой для пусков из всех тепловых состояний программой.

При пусках энергоблока из холодного состояния прогрев главных паропроводов до подачи пара в турбину завершается после повышения температуры пара перед СК турбины до $220\text{--}230^\circ\text{C}$, при которой исключается попадание в турбину влажного пара. При пусках из неостывшего и горячего состояний условиями завершения предварительного прогрева всей трассы главных паропроводов до регулирующих клапанов включительно являются:

достижение температуры главного паропровода перед ГПЗ равной температуре металла верха ЦВД в зоне паровпуска;

прогрев стопорных клапанов до температуры, отличающейся от температуры металла верха ЦВД в зоне паровпуска не более чем на 50°C .

Пуск без предварительного прогрева системы промежуточного перегрева может проводиться, если:

температура металла концевых участков паропроводов перед ЦСД турбины не менее 100°C ;

разность температур металла ЦСД-1 турбины в зоне паровпуска и металла основной трассы паропроводов не более 80°C .

Температура свежего пара за котлом перед толчком ротора турбины устанавливается на $100\text{--}110^\circ\text{C}$ выше температуры металла верха ЦВД в зоне паровпуска, но не выше номинальной. Температура пара перед ЦСД турбины после взятия начальной нагрузки должна превышать начальную температуру металла верха ЦСД в зоне паровпуска на $80\text{--}100^\circ\text{C}$. Подача пара в турбину при пусках из горячего и неостывшего состояний осуществляется при давлении свежего пара 5 МПа после простоев энергоблока менее 18 ч и 3 МПа после простоев свыше 18 ч. При пусках из холодного состояния давление свежего пара перед подачей его в турбину равно $0.8\text{--}2.5\text{ МПа}$.

Новая технология нагружения энергоблоков СКД, отработанная совместно с ОРГРЭС, заключалась в полном отказе от этапа повышения давления пара ВД до номинального при открытии встроенной задвижки котла и переходе на полностью прямоточный режим, для чего после набора начальной мощности регулирующие клапаны ВД устанавливались в положение, при котором перепад давлений на встроенной задвижке котла допускал ее открытие без дополнительно прикрытия РК ВД. Она позволила сократить

продолжительность пусков из всех тепловых состояний на 30 мин и была отработана для энергоблоков с паровыми турбинами К-300-23.5 ЛМЗ, ХТГЗ, Т-250-300-23.5 УТЗ [7, 11, 12].

При пусках энергоблока из горячего состояния термические напряжения в деталях не лимитируют продолжительность нагружения и она определяется технологическими условиями и возможностями оперативного персонала. При пусках из холодного и неостывшего состояний время нагружения турбины определяется по термонапряженному состоянию роторов высокого и среднего давления [13].

Температура пара после промежуточного перегрева при пусках энергоблока поддерживается паровыми байпасами промежуточного пароперегревателя и впрыскивающими пароохладителями. Паровые байпасы включаются при повышении температуры пара перед ЦСД турбины до требуемой по графику-заданию и используются на всех этапах пуска энергоблока до номинальной температуры пара перед турбиной. Температурный режим промежуточного пароперегревателя контролируется по штатным термопарам, измеряющим температуру пара за выходным пакетом (до аварийного впрыска) и за котлом.

Для дубль-блоков мощностью 300 МВт имеется возможность осуществлять моноблочные пусковые режимы, не требующие последовательной растопки корпусов котла (рис. 2). При этом полностью или частично исключается возможность однокорпусного режима эксплуатации. Широкое применение такой технологии из-за удвоения исполнительных механизмов потребовало более высокого уровня автоматизации.

Технология останова предусматривает разгрузку энергоблока мощностью 300 МВт примерно до 150 МВт с последующим погасанием котла, быстрой разгрузкой турбины до 90–100 МВт и ее отключением. Продолжительности пусков при различных условиях их проведения указаны в таблице.

РЕГУЛИРОВОЧНЫЙ ДИАПАЗОН НАГРУЗОК

Расширение регулировочного диапазона нагрузок тесно связано с использованием скользкого давления пара и условиями работы оборудования на минимальных нагрузках. При обосновании минимальных нагрузок следует учитывать надежность оборудования, его экономичность и экологические характеристики.

Согласно [14] технологический минимум нагрузки достигается при разгрузке энергоблока без изменения состава оборудования при включенных автоматических регуляторах. Существует и технический минимум нагрузки, который характеризуется изменением состава оборудования

и автоматических регуляторов [15]. До нагрузки около 80% номинальной энергоблок разгружается при сохранении номинального давления пара ВД путем прикрытия РК ВД и разгрузки котла по топливу. Дальнейшее разгружение осуществляется при неизменном положении РК ВД благодаря снижению расхода топлива в котел при сохранении соотношения вода – топливо и подачи воды в котел питательным турбонасосом.

В [16] было показано, что надежная работа турбопривода питательного насоса обеспечивается при питании его паром из коллектора собственных нужд с пониженными параметрами и лишь при мощностях более 40% номинальной целесообразно переходить на питание насоса паром из третьего отбора турбины. Еще более значительного результата по сравнению с полученным в [16] удалось достигнуть при разгрузке энергоблока мощностью 800 МВт Пермской ГРЭС с котлом ТПП-804 на скользком давлении. Оказалось возможным успешно разгружать этот энергоблок до мощности около 300 МВт при соблюдении всех основных критериев надежности [17].

Дальнейшее углубление разгрузок энергоблоков наиболее просто достигается на дубль-блоках СКД мощностью 300 МВт, когда можно остановить один из корпусов котла и вывести его в резерв, а оставшийся в работе разгрузить до 50% номинальной паропроизводительности. Мощность паровой турбины составит при этом менее 100 МВт. Технология была опробована на энергоблоках мощностью 300 МВт Конаковской ГРЭС с двухкорпусными котлами ПК-41 [18]. В течение ночного простоя (примерно 7 ч) осуществлялось горячее резервирование отключенного корпуса котла подачей в него обратным ходом небольшого количества пара от турбины при давлении около 13.0 МПа и сбросом его через дренажи встроенных узлов. К концу резервирования температуры металла в отключенном корпусе котла были следующие:

главные паропроводы 510–520°C;

промежуточная часть (пароперегревателя ШПП-2) 370–380°C;

выходная часть паробразующего тракта (нижняя радиационная часть) 180–210°C;

горячие нитки паропроводов промежуточного перегрева 440–500°C;

коллектор аварийного впрыска 340–360°C;

паро-паровой теплообменник и холодные паропроводы промежуточного перегрева 310–320°C.

Испытания и расчетный анализ подтвердили надежность элементов турбины в полном цикле: отключение, резервирование, растопка и подключение остановленного корпуса котла к работающему стабильно с минимальной нагрузкой около 90–100 МВт по энергоблоку. Режим разгрузки и

сокращение длительности последующей растопки с 120 до 40 мин оказались экономически более выгодными, чем полный останов энергоблока и последующий пуск из горячего состояния. Дальнейшие исследования показали, что технология горячего резервирования корпуса котла дубли-блока может быть существенно улучшена, а снижение нагрузки турбины углублено до примерно 55 МВт практически без изменения ее теплового состояния. Технологии пусков на скользящих параметрах и глубоких разгрузок на скользящем давлении были опробованы также на энергоблоках мощностью 800 МВт Сургутской ГРЭС с котлами ТГМП-204ХЛ и на теплофикационном энергоблоке мощностью 250 МВт с котлом ТГМП-344 ТЭЦ-26 Мосэнерго.

Переменность нагрузок затронула все тепловые электростанции и установленное на них оборудование. Для решения возникших при этом задач использовали математическое моделирование его критических деталей и узлов и метод конечных элементов, что позволило решить “сквозную” задачу теплопроводности и термопрочности.

Благодаря учету циклического характера режимов эксплуатации было определено количество циклов “пуск – стационарный режим – останов” и других возмущений (сбросы нагрузки, изменение ее в пределах регулировочного диапазона, аварийные режимы), при которых сокращается ресурс турбины, и уточнены требования к маневренности паротурбинных установок ТЭС [8, 9, 19].

На пусковых режимах, кроме поддержания термопрочности, актуальны тепловые перемещения паровой турбины в системе турбоагрегат-фундамент. В наибольшей мере это касается мощных теплофикационных паровых турбин с трубопроводами отборов пара большого диаметра. Использование металлофторопластовых лент между корпусом подшипника и опорой и установка компенсаторов на трубопроводах отборов [20] позво-

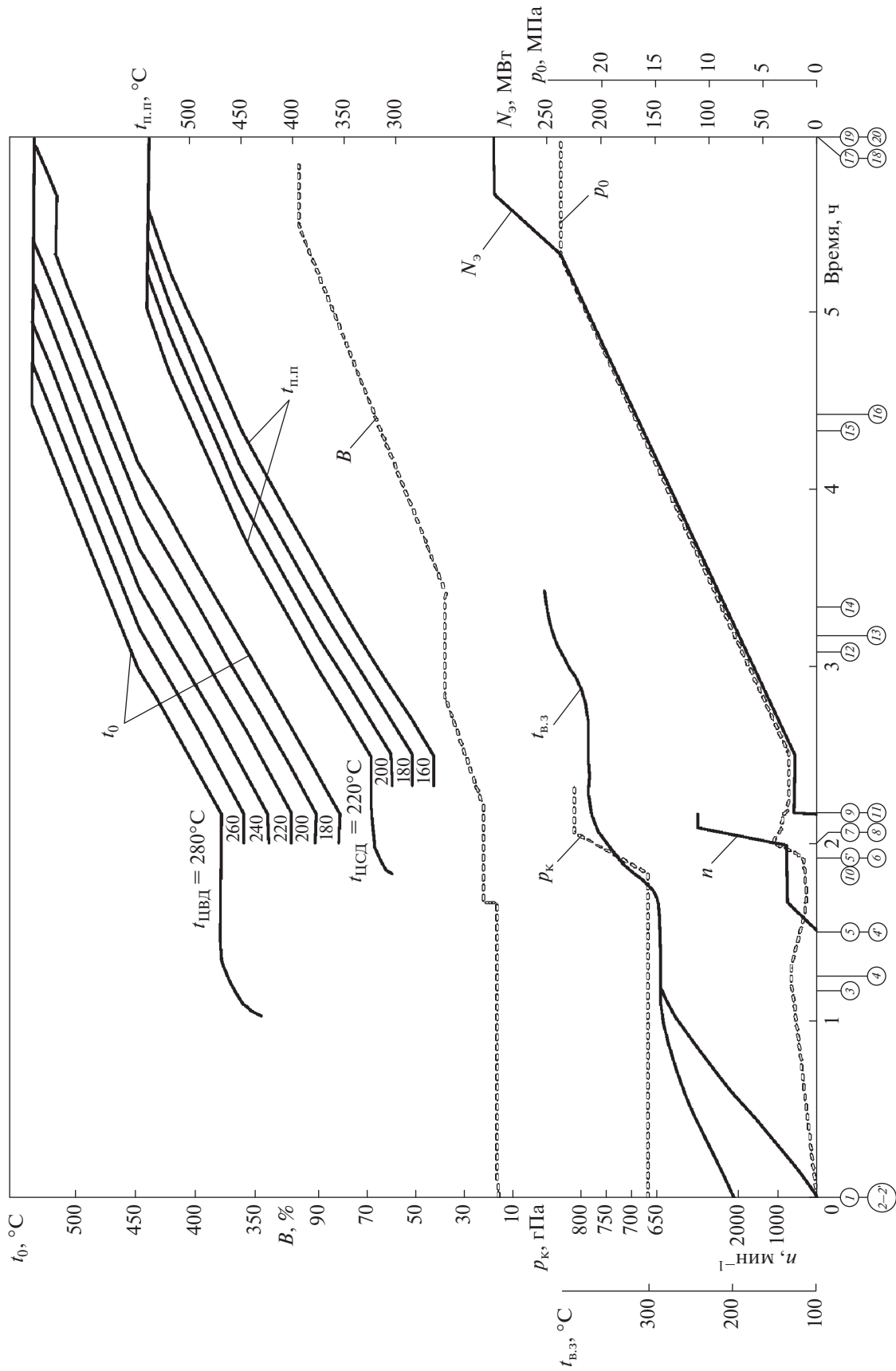
лили выровнять усилия в зоне опирания и обеспечить равномерность тепловых расширений.

При анализе технологии пусков энергоблоков СКД на сепараторной фазе растопки котла найдены дополнительные возможности снижения температуры свежего пара на начальных этапах растопки котла путем увеличения расхода пара через встроенный сепаратор. Оказалось, что при пусках из холодного и близких к нему тепловых состояний начальный этап нагружения энергоблока целесообразно проводить при полностью открытых РК ВД турбины и прикрывать их при достижении нагрузки около 25% номинальной до положения, позволяющего повысить давление до номинального при мощности около 40% номинальной. Такая технология позволила снизить температуру пара ВД на 30°C при пусках из холодного и близких к нему состояний [21]. Решение обратной задачи теплопроводности при прогреве паропроводов после промежуточного перегрева пара энергоблоков 250–300 МВт дало возможность определить расход пара в турбину для повышения частоты вращения ее ротора вплоть до холостого хода, который составил 3–5% номинального (35–45 т/ч), и обосновать допустимые условия прогрева пароперепускных труб от регулирующих клапанов ВД к ЦВД и условия окончания предварительного прогрева горячих паропроводов промежуточного перегрева пара.

Использование математического моделирования и экспериментальных данных способствовало повышению уровня автоматизации управления оборудованием [22]. Полученные результаты легли в основу разработки и внедрения на энергоблоке СКД мощностью 300 МВт Киришской ГРЭС автомата пуска энергоблока. Процесс пуска состоит из таких автоматизированных этапов, как выход на предтолчковые параметры пара, повышение частоты вращения ротора турбины до холостого хода, синхронизация электрогенератора с сетью и набор начальной нагрузки с нагрузе-

Рис. 2. График-задание пуска энергоблока из неостывшего состояния (температура паровпуска ЦВД 280–180°C, температура паровпуска ЦСД 220–160°C, продолжительность простоя 60–90 ч).

1 – розжиг горелок (форсунок); 2–2' – открытие клапанов Др-3; 3 – ввод пусковых впрысков в главные паропроводы; 4–4' – прогрев паропроводов промежуточного перегрева; 5 – открытие стопорных и регулирующих клапанов ЦСД-1 и закрытие сбросных задвижек; 5–5' – прогрев паропроводов после промежуточного перегрева и вторых перепускных труб ЦВД; 6 – включение байпасов промежуточного пароперегревателя; 7 – включение системы обогрева фланцевого соединения корпуса ЦСД-1; 8 – включение генератора в сеть, закрытие пускосбросного быстродействующего устройства, открытие РК турбины (угол поворота кулачкового вала 80°); 9 – включение фланцевого соединения корпуса ЦВД; 10 – включение аварийных впрысков промежуточного пароперегревателя; 11 – переход котла на прямоточный режим; 12 – начало прогрева ПТН; 13 – перевод котла на прямоточный режим; 14 – начало прогрева турбопривода питательного насоса; 15 – переход с ПЭН на ПТН; 16 – открытие встроенных задвижек котла; 17 – отключение системы обогрева фланцевого соединения корпуса ЦВД; 18 – отключение системы обогрева фланцевого соединения корпуса ЦСД-1; 19 – отключение пусковых впрысков в главные паропроводы; 20 – отключение паровых байпасов и аварийных впрысков промежуточного пароперегревателя; N_3 – электрическая нагрузка; n – частота вращения ротора турбогенератора; p_k – давление в конденсаторе; p_0 – давление свежего пара перед турбиной; B – расход топлива; $t_{в.з}$ – температура среды перед встроенной задвижкой; t_0 – температура свежего пара после пускового впрыска; $t_{цвд}$ – температура металла верха ЦВД в зоне паровпуска; $t_{п.п}$ – температура пара промежуточного перегрева перед ЦСД-1; $t_{цсд}$ – температура металла верха ЦСД-1 в зоне паровпуска



Краткая характеристика режимов пуска энергоблока 300 МВт

| Исходная температура верха корпуса турбины в зоне паровпуска, °С | ЦВД | ЦСД | Продолжи- тельность пуска от розжига горелок до толчка ротора турбины, ч:мин | Параметры пара перед толчком ротора турбины | | | Продолжи- тельность повышения частоты вращения ротора турбины, ч:мин** | Продолжи- тельность напряжения до 300 МВт, ч:мин | Температура пара к окончанию напряжения до 250 МВт, °С | | Общая продолжитель- ность пуска энергоблока, ч:мин |
|--|-----|---------|---|--|------------|-----------------|---|--|--|-----------|--|
| | | | | p_0 , МПа | t_0 , °С | $t_{п.п}$, °С* | | | t_0 | $t_{п.п}$ | |
| 150 | — | 100 | 0 | 0.8–1.0 | 280 | 270 | 0:55 2:55*** | 3:30 | 520 | 520 | 4:55 после горячей отмывки |
| 280–180 | — | 220–160 | 1:20 | 3 | 380–280 | 320–270 | 0:40 | 3:30 | 520 | 540 | 5:30 без горячей отмывки |
| 340–280 | — | 310–220 | 2:15 | 3 | 440–380 | 410–330 | 0:25 | 2:30 | 530 | 520 | 5:10 |
| 360–310 | — | 370–320 | 2:15 | 3 | 460–420 | 470–420 | 0:25 | 2:00 | 520 | 540 | 4:40 |
| 400–360 | — | 420–370 | 1:10 | 5 | 500–460 | 520–480 | 0:25 | 1:20 | 520 | 540 | 2:55 |
| 400 | — | 420 | 0:50 | 5 | 520 | 520 | 0:15 | 1:00 | 540 | 540 | 2:05 |
| — | — | — | 0:35 | 16 | 540 | 540 | 0:05 | 0:30 | 540 | 540 | 1:10 |

* Температура пара в СК ЦСД-1 турбины примерно через 10 мин после включения генератора в сеть.

** С учетом продолжительности синхронизации генератора.

*** При исходной температуре ЦСД 100°С.

нием до 140 МВт, дальнейшее нагружение – до заданной мощности [18, 23].

Комплекс проведенных многолетних исследований позволил разработать унифицированную технологию пусковых режимов энергоблоков с барабанными и прямоточными газомазутными котлами и паровыми турбинами мощностью 100–800 МВт, обосновать и оптимизировать графики-задания пусков из различных тепловых состояний этих энергоблоков [23–26].

ВЫВОДЫ

1. Проведенные комплексные исследования позволили разработать типовые инструкции по пуску энергоблоков из различных тепловых состояний и унифицировать технологию их проведения, создать типовые пусковые схемы.

2. Расчеты высоконагруженных деталей оборудования с использованием математического моделирования дали возможность оптимизировать графики-задания пусков из всех тепловых состояний и разработать технологические основы их автоматизации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Паровые** турбины и газотурбинные установки для электростанций / А.Г. Костюк, А.Е. Булкин, А.Д. Трухний; под ред. А.Д. Трухния. М.: Издательский дом МЭИ, 2018.
2. **Мосеев Г.И., Рубин В.Б.** Научно-технические задачи в области повышения маневренности ТЭС // Теплоэнергетика. 1982. № 6. С. 4–6.
3. **Плоткин Е.Р., Лейзерович А.Ш.** Пусковые режимы паровых турбин энергоблоков. М.: Энергия, 1980.
4. **Новая** технология нагружения при пуске блоков СКД / Е.Р. Плоткин, О.В. Бритвин, Е.Е. Говердовский, Ю.Л. Израилев, В.М. Кременчугский // Маневренность мощных теплоэнергетических блоков: Тр. ВТИ. М.: Энергия, 1978. Вып. 14. С. 53–62.
5. **РД 34.25.107.** Технические требования к маневренности энергетических блоков тепловых электростанций с конденсационными турбинами. Утв. Минэнерго СССР, 1986. Введены 11.08.1986.
6. **РД 34.25.104-93.** Технические требования к маневренности энергетических полупиковых блоков тепловых электростанций с конденсационными турбинами. Утв. РАО ЕЭС России 30.06.1993. Введены 01.01.1994.
7. **РД 34.25.501.** Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову дубль-блока мощностью 300 МВт с турбиной К-300-240 ЛМЗ по моноблочной схеме. Утв. Главтехуправлением Минэнерго СССР, 1980. Введена 03.01.1980.
8. **Плоткин Е.Р., Радин Ю.А., Шустров Н.Д.** Совершенствование пусковых режимов теплофикационных моноблоков мощностью 250 МВт // Сб. науч. трудов ВТИ. М.: Энергоатомиздат, 1983.
9. **Исследование** новой системы обогрева фланцевых соединений ЦВД и ЦСД-1 турбины Т-250/300-240 ТМЗ / Ю.Л. Израилев, Ю.А. Радин, В.И. Ляшенко, Я.В. Цыганенко, А.М. Пославский, П.Л. Сурис, Е.Е. Говердовский // Теплоэнергетика. 1980. № 7. С. 33–37.
10. **Плоткин Е.Р.** Исследование термонапряженного состояния основных узлов с целью совершенствования переходных режимов и повышения маневренности паровых турбин энергоблоков: дис. ... докт. техн. наук. М., 1985.
11. **РД 153-34.1-25.507-97.** Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову моноблока мощностью 250 МВт с турбиной Т-250/300-240 и газомазутными котлами. Утв. РАО ЕЭС России 03.07.1997. Введена 01.06.1999.
12. **Извещение № 887** об изменении и дополнении Типовой инструкции по пуску из различных тепловых состояний и останову моноблока мощностью 300 МВт с турбиной К-300-240 ХТЗ / Е.Р. Плоткин, Ю.А. Радин, Е.В. Матушевский, А.С. Гоноблев. М.: СПО СТЭ, 1987.
13. **РТМ 108.021.103-83.** Детали паровых стационарных турбин. Расчет на малоцикловую усталость. Утв. и введен в действие Минэнергомаши СССР 01.07.1986.
14. **Постановление** Правительства РФ от 13.08.2018 № 937 (ред. от 08.12.2018) “Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации”.
15. **Радин Ю.А.** Совершенствование пусковых режимов паровых турбин сверхкритического давления энергоблоков ТЭС мощностью 250–300 МВт: дис. ... канд. техн. наук. М., 1988.
16. **Анализ** особенностей режимов пуска теплофикационного блока мощностью 250 МВт с подачей стороннего пара на ПТН / Ю.А. Радин, В.И. Гомболевский, Б.Н. Носов, В.И. Плачков, Н.П. Даниленко // Электрические станции. 2000. № 6. С. 12–15.
17. **Пуски** и глубокие разгрузки на скользящем давлении во всем тракте на котлах ТПП-804 блоков 800 МВт Пермской ГРЭС / А.А. Дядиченко, Л.Д. Соколов, С.С. Серебрянский, А.Л. Шварц, Б.Н. Глускер, Б.И. Шмуклер, В.И. Гомболевский, И.И. Беляков, Ю.А. Радин // Электрические станции. 1995. № 10. С. 26–30.
18. **Пат. № 1804568 RU.** Способ эксплуатации энергетического дубль-блока с двухкорпусным прямоточным котлом / В.И. Гомболевский, Ю.А. Радин, Б.И. Шмуклер, Ф.Е. Рыжков, С.А. Брейтерман, В.Г. Соколов // Б.И. 1993. № 11.
19. **Рациональная** технология переходных режимов моноблока 300 МВт ГРЭС-19 Ленэнерго, работающего в условиях глубокого регулирования нагрузки / М.А. Лившиц, Е.Р. Плоткин, В.П. Думнов, Ю.А. Радин // Тр. ВТИ: сб. / под ред. Е.Р. Плоткина. М.: Энергоатомиздат, 1991. С. 3–19.

20. **Способ** пуска паровой турбины с затрудненными тепловыми расширениями за счет весовой разгрузки лап цилиндров / Г.Д. Авруцкий, М.В. Лазарев, А.Е. Захаров, Д.Б. Куроптев // Науч.-техн. конф. “Ремонт и техническое обслуживание оборудования электростанций”. 17–18 апреля 2019 г. М.: ОАО ВТИ, 2019. С. 77–80.
21. **Реконструкция** переднего концевое уплотнения цилиндра среднего давления турбины К-300-240 на Конаковской ГРЭС с использованием математического моделирования / Ю.А. Радин, Т.С. Конторович, А.В. Давыдов, С.А. Брейтерман, К.Н. Данилов, Б.М. Соболев // Электрические станции. 2004. № 4. С. 8–14.
22. **Гомболевский В.И.** Совершенствование режимов пуска прямоточного котла СКД моноблока мощностью 800 МВт: дис. ... канд. техн. наук. М., 1983.
23. **Лейзерович А.Ш.** Технологические основы автоматизации пусков паровых турбин. М.: Энергоатомиздат, 1983.
24. **РД 34.25.513.** Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову моноблока мощностью 110 МВт с турбиной Т-110/120-130 и котлом ТГМЕ-464/454. М.: СПО СТЭ, 1986.
25. **РД 34.25.512.** Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову моноблока мощностью 300 МВт с турбиной К-300-240 ЛМЗ. М.: СПО СТЭ, 1980.
26. **РД 34.25.506.** Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову моноблока мощностью 800 МВт с котлом ТГМП-204 и турбиной К-800-240-3. М.: СПО СТЭ, 1982.

Improving the Flexibility and Reliability of Steam Power Units at Thermal Power Plants

Yu. A. Radin*

All-Russia Thermal Engineering Institute, Moscow, 115280 Russia

*e-mail: vti-unit@yandex.ru

Abstract—Information about the research activities conducted at the All-Russia Thermal Engineering Institute (VTI) in the field of flexibility of steam power units at thermal power plants (TPPs) is given. Many of these activities were conducted jointly with specialists of Firm ORGRES, TsKTI, power machinery building works, and power plants. As a result of these activities, thermal cycle and starting process circuits, standardized technologies, and instructions on starting TPP power units for capacities of 200–800 MW and power units of combined heat and power plants (CHPPs) equipped with 100–250-MW turbines have been developed. An important line of activities on substantiating the power equipment’s flexibility characteristics was concerned with ensuring the thermal and cyclic strength of highly stressed parts of power-generating boilers and steam turbines, which led to the development of mathematical models of drums and boiler steam superheater outlet headers, steam lines, cylinders, and turbine rotors and the casings of high- and intermediate-pressure valves. Regulatory documents, technical requirements for power unit flexibility, starting fuel loss values, minimum loads and their variation rate within the adjustment range, keeping the power unit in the idle mode and in the mode of supplying power to in-house loads after full load rejection and generator disconnection from the grid, fast turbine valving, and the number of these operations were developed. Efforts aimed at improving the flexibility generated the need to automate the control and develop the appropriate process algorithms, the implementation of which has led to widespread introduction of microprocessor-based automated process control systems. Among the persons who made a great contribution in the arrangement and implementation of these activities were the leading specialists of VTI and the power industry V.B. Rubin, G.I. Moseev, E.R. Plotkin, B.I. Shmukler, A.L. Shvarts, N.I. Davydov, N.F. Komarov, E.N. Sergievskaya, V.F. Rezinskikh, A.Sh. Leizerovich, and others. The fundamental solutions adopted for steam power units were used in the last 20 years in elaborating the technology for starting combined cycle plants equipped with heat recovery steam generators. Among the totality of problems, the article addresses improvement of steam power unit flexibility, one of the basic lines the relevance of which is doubtless also at present.

Keywords: power unit, supercritical pressure, boiler, steam turbine, drum, header, thermal and cyclic strength, automated process control system, thermal power plant, combined heat and power plant