

РАДИН

Юрий Анатольевич

**ИССЛЕДОВАНИЕ И УЛУЧШЕНИЕ МАНЕВРЕННОСТИ
ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК**

**Специальность: 05.14.14 – «Тепловые электрические станции,
их энергетические системы и агрегаты»**

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации

на соискание ученой степени

доктора технических наук

Москва – 2013

Работа выполнена в Открытом акционерном обществе «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт» (ОАО «ВТИ»)

Официальные оппоненты:

Трухний Алексей Данилович – доктор технических наук, профессор, профессор кафедры «Паровых и газовых турбин» Института энергомашиностроения и механики ФГБОУ ВПО НИУ «МЭИ»,

Лебедев Александр Серафимович – доктор технических наук, технический директор ООО «Сименс Технологии Газовых Турбин», Сектор энергетики

Филиппов Сергей Петрович – доктор технических наук, член-корреспондент РАН, заместитель директора Института энергетических исследований РАН

Ведущая организация – Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.» (СГТУ имени Гагарина Ю.А.)

Защита состоится «05» сентября 2013 года в «14.00» часов на заседании диссертационного совета Д 222.001.01. при ОАО «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт» (ОАО «ВТИ») по адресу: 115280, г. Москва, ул. Автозаводская, 14.

С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке ОАО «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт (ОАО «ВТИ»).

Автореферат диссертации разослан «___» _____ 2013 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук

Березинец П. А.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

В связи с возникновением в последние десять лет реального рынка электроэнергии повышаются требования к маневренности ТЭС: уменьшению продолжительности пусковых операций, расширению регулировочного диапазона нагрузок энергоблоков и скорости изменения их нагрузок в его пределах.

Для выполнения этих требований без дополнительного износа и снижения надежности оборудования необходим анализ условий его работы в пуско-остановочных режимах и под нагрузкой, оценка напряжений, возникающих в критических элементах при теплосменах, и их влияния на надежность и сроки службы этих элементов.

В настоящее время на отечественных ТЭС активно внедряются парогазовые установки (ПГУ) с котлами-утилизаторами и высокой долей (2/3) газотурбинных мощностей, по которым в стране ранее не было опыта проектирования и эксплуатации. Их освоение и организация эксплуатации, в частности, в маневренных режимах требуют углубленного изучения тепловых процессов и характеристик таких ПГУ и интегрированного в них оборудования [газотурбинных установок (ГТУ), котлов-утилизаторов (КУ) и паровых турбин (ПТ)] при работе по схеме ПГУ.

С учетом этого **целями** диссертационной работы являются:

- изучение процессов в оборудовании ПГУ, протекающих при пусках-остановах и работе под нагрузкой, свойственных им закономерностей и ограничений;
- математическое моделирование термонапряженного состояния критических элементов паровой части ПГУ, ограничивающих их маневренность, оценка надежности и долговечности этих элементов и условий уменьшения повреждаемости при переменных режимах;
- разработка рациональных режимов пуска и технологии эксплуатации ПГУ, обеспечивающих требуемые эксплуатационные качества без снижения надежности и долговечности;
- исследование динамических характеристик ПГУ при сбросах нагрузки.

Научная новизна

1. Изучены режимы работы и характеристики бинарных ПГУ с высокой долей газотурбинной мощности, установлены свойственные им закономерности.

2. Исследованы процессы остывания и прогрева элементов оборудования парогазовых установок и их влияние на характеристики маневренности ПГУ. Разработаны общие подходы к формированию пусковых графиков-заданий для ПГУ.

3. Определены и обоснованы основные критерии надежности элементов оборудования парогазовой установки, определяющие продолжительность пусковых операций и пуска ПГУ в целом.

4. Разработана и обоснована обеспечивающая выполнение проектных требований технология пусковых и остановочных режимов бинарных парогазовых установок с высокой долей газотурбинной мощности и различным составом оборудования при разных схемах организации пусковых режимов.

5. Исследованы динамические характеристики энергоблоков ПГУ при сбросах нагрузки.

6. Впервые полученные в нашей стране и обобщенные в диссертации экспериментальные данные о статических и динамических характеристиках переменного режима бинарных ПГУ с высокой долей газотурбинной мощности являются вкладом в теорию нового для России энергетического оборудования.

Они могут использоваться для проектирования и эксплуатации таких ПГУ, а также в процессах обучения студентов и повышения квалификации занятого в электроэнергетике персонала.

Практическая значимость работы заключается в том, что проведенные комплексные экспериментальные и теоретические исследования, представленные в диссертации, методики и технологические алгоритмы управления парогазовыми установками различной мощности, расчетные обоснования надежности оборудования ПГУ позволили:

- обеспечить ввод в действие, освоение и успешную эксплуатацию нового для энергетики России генерирующего оборудования ТЭС – бинарных парогазовых установок с высокой долей газотурбинной мощности;
- разработать и внедрить в эксплуатацию на энергоблоках ПГУ-450Т технологию пусковых режимов бинарных ПГУ, обоснованную в критериях надежности и оптимальных графиках-заданиях;
- определить границы регулировочного диапазона, а также технический минимум нагрузок бинарных парогазовых установок с высокой долей газотурбинной мощности и повысить эффективность их использования в режимах регулирования мощности;
- проводить наладку, освоение и организовать эксплуатацию таких ПГУ различной мощности;
- разработать мероприятия, обеспечивающие участие бинарных ПГУ с высокой долей газотурбинной мощности в первичном регулировании частоты сети и удержание нагрузки собственных нужд после ее сброса;
- разработать стандарт «Парогазовые установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» с основными требованиями

ми к режимам эксплуатации бинарных парогазовых установок с высокой долей газотурбинной мощности.

Достоверность и обоснованность научных положений и результатов исследования определяется тем, что все основные выводы диссертационной работы в течение длительного времени прошли экспериментальную проверку на действующем оборудовании ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ, ПГУ-39 и ПГУ-80 Сочинской ТЭС, ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ-2, ТЭЦ-27 и ТЭЦ-21 ОАО «Мосэнерго», ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3.

Исследования и обосновывающие их расчеты проводились в соответствии с действующими в России стандартами, нормативными документами и методиками, а также международными стандартами и нормами, с использованием сертифицированных программных продуктов.

На защиту выносятся:

- закономерности режимов и технология пусков и остановов бинарных парогазовых установок с высокой долей газотурбинной мощности;
- расчетное обоснование критериев надежности оборудования паровой части парогазовых установок и построение на их основании графиков-заданий пусков и остановов таких ПГУ из различных тепловых состояний;
- закономерности, характеризующие параметры и показатели ПГУ в регулировочном диапазоне нагрузок;
- динамические характеристики ПГУ (использование ПГУ в режимах регулирования частоты и мощности в энергосистемах; удержание сбросов нагрузки и обоснование их допустимого количества по критериям циклической прочности);
- обоснование режимов работы ПГУ при скользящем давлении пара.

Личный вклад автора заключается:

1) в обосновании:

- возможности повышения маневренности тепловых электростанций путем использования бинарных парогазовых установок с высокой долей газотурбинной мощности;
- расширение регулировочного диапазона нагрузок таких ПГУ и реализации его на конкретных ПГУ различной мощности;
- технологии переменных режимов ПГУ;
- графиков-заданий пусков из разных тепловых состояний;

2) в обосновании критериев надежности оборудования парового контура бинарных ПГУ на основе моделирования термонапряженного состояния его

толстостенных элементов: барабанов высокого и низкого давления котлов-утилизаторов, коллекторов высокого давления, паропроводов, корпусов стопорных клапанов высокого давления и ротора высокого давления паровой турбины при переменных режимах;

3) в разработке методологии проведения экспериментальных исследований ПГУ различных типов и мощности, в частности проведения режимных испытаний ПГУ, обработки и анализа результатов и исследования динамических характеристик ПГУ;

4) в составлении стандарта «Парогазовые установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» с основными требованиями к режимам эксплуатации бинарных парогазовых установок.

Публикации и апробация работы

Диссертационная работа обобщает исследования автора за период с 1991 по 2012 гг.

Результаты проведенных исследований неоднократно докладывались на научно-технических конференциях и совещаниях РАО ЕЭС России (2006, 2007 и 2008 гг.), Международной конференции по проблемам термостойкости энергетического оборудования, проводившейся на Украине в 2003 г., сессиях Комиссии по газовым турбинам РАН в 2007, 2008 и 2011 гг., Конференции ЦИАМ в феврале 2006 г., Международной научно-практической конференции «Рус-наука», г. Прага, Чехия, 2012 г., Международной конференции Power and Energy systems, Hong-Kong, 2012 г., и отражены в 1 монографии, 50 публикациях, 6-и патентах на изобретения и отраслевом стандарте.

Объем и структура работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения и библиографического списка из 121 наименования; изложена на 204 страницах машинописного текста, содержит 92 рисунка, 18 таблиц.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Введение. Повышение маневренности энергетического оборудования тепловых электростанций стало актуальным около 40 лет назад, когда увеличилась неравномерность сезонных и суточных графиков нагрузки энергосистем. Проведенные с этого времени исследования, в частности дубль-блоков 300 МВт, позволили обосновать ускорение пусковых операций и изменений мощности, увеличение против базового количества пусков за срок службы при сохранении надежности и ресурса работы оборудования.

Ввод в последние годы в эксплуатацию бинарных парогазовых установок с высокой долей газотурбинной мощности и более жесткие рыночные требования

к выдерживанию графиков нагрузки потребовали изучения характеристик этого нового оборудования ТЭС, сочетающего в себе как высокоманевренные газовые турбины, отличающиеся большими скоростями нагружения, так и относительно «медленную» паросиловую часть с принципиально разными динамическими характеристиками, и обоснования их участия в регулировании графиков нагрузки, частоты и мощности в энергосистемах.

Исследованию и улучшению маневренности парогазовых установок и посвящена эта работа.

Первая глава содержит общий обзор состояния проблемы и анализ ограничений маневренности энергоблоков ТЭС.

Маневренность ПГУ во многом определяется их паровой частью. С учетом этого исследования маневренности ПГУ опираются на опыт работ, ранее проведенных автором в этой области на паросиловых энергоблоках ТЭС мощностью 100–300 МВт.

Из всего спектра переменных режимов паросиловых энергоблоков ТЭС наиболее характерными с точки зрения маневренности являются пуски из неостывшего и горячего состояний после простоев в резерве 48–55 ч и 6–10 ч, соответственно, а также режимы их эксплуатации в пределах регулировочного диапазона нагрузок и сама величина регулировочного диапазона.

Продолжительность пусков паровых энергоблоков из неостывшего состояния определяется термонапряженным состоянием ротора высокого давления (и среднего давления для турбин с промежуточным перегревом пара) паровой турбины, а из горячего – кроме того, обеспечением допустимых условий прогрева выходного коллектора пароперегревателя высокого давления.

Хотя продолжительности пусков из холодного состояния, как правило, оказывались значительно большими, их число было невелико (не более 3–4 в год).

Для поддержания минимальных нагрузок на дубль-блоках СКД мощностью 300 МВт были реализованы режимы их глубоких разгрузок с отключением одного корпуса котла и поддержанием его в горячем резерве. При этом удалось разгружаться в однокорпусном режиме до 50 МВт.

Пуски с использованием «моноблочной» технологии на скользящем давлении наиболее эффективны при реализации его во всем водопаровом тракте и использовании насосов с регулируемой производительностью. Вместе с технологией предварительного прогрева турбины и паропроводов сторонним паром они позволили сократить продолжительность пуска дубль-блоков 300 МВт из холодного состояния на 2–2,5 ч.

Одна из важных характеристик маневренности – режимы эксплуатации энергоблоков под нагрузкой, в особенности режимы минимальных нагрузок (техно-

логического и технического минимума), актуальные для анализа маневренности энергосистемы.

В этом смысле привлекательной возможностью прохождения минимума нагрузки является разгрузка блоков на скользящем давлении пара во всем пароводяном тракте. Такая технология позволяет повысить экономичность блока при работе на пониженных нагрузках на ~3 % благодаря поддержанию номинальных температур свежего пара в широком диапазоне мощностей.

Не менее важно обеспечение устойчивой работы блоков на минимальных нагрузках. Исследования в этом направлении проводились на газомазутных энергоблоках мощностью 300 МВт с двухкорпусными котлами и на моноблоках 800 МВт.

В целом повышение маневренности паросиловых энергоблоков ТЭС, эксплуатирующихся в базовой части графиков нагрузки энергосистем, оказалось ограниченным допустимыми условиями прогрева толстостенных элементов котла и турбины.

Продолжительность пусков современных ГТУ мощностью 30–170 МВт в открытом цикле не зависит от продолжительности их простоя в резерве, в то время как при пусках ПГУ основными ограничениями являются допустимые условия прогрева (расхолаживания) толстостенных элементов паровой части. К ним относятся: барабаны высокого давления котлов-утилизаторов, выходные коллекторы пароперегревателей высокого давления, входные коллекторы водяных экономайзеров высокого давления, паропроводы высокого давления и детали паровой турбины – корпусы стопорных клапанов высокого давления, пароперепускные трубы высокого давления и роторы высокого давления.

Продолжительность пусков ПГУ приведена в табл. 1. Их большая длительность связана с ограничениями скоростей прогрева высоконагруженных элементов оборудования паросиловой части цикла.

Таблица 1

Продолжительность пуска ПГУ различных типов (мин)

Тип ПГУ	Мощность ПГУ, МВт	Тип ГТУ	Состав ПГУ	Исходное состояние		
				холодное	неостывшее	горячее
ПГУ-39	39	SGT700	1ГТ+1ПТ	130	80	40–45
ПГУ-80	85	SGT700	2ГТ+1ПТ	170	115	50–55
ПГУ-230	230	GT13E2	1ГТ+1ПТ	190	125	65
ПГУ-450	450	ГТЭ-160	2ГТ+1ПТ	260	210	80

Лучшие, чем на паросиловых энергоблоках, показатели маневренности паровой части парогазовых установок с котлами-утилизаторами возможны в связи с тем, что их критические высоконагруженные детали имеют меньшие толщины стенок и работают при относительно более низких давлениях пара.

При использовании в тепловой схеме ПГУ нескольких газовых турбин возможен их последовательный запуск: сначала пускается одна ГТУ, один корпус котла и паровая турбина, а на промежуточном этапе нагружения производится пуск и подключение второй ГТУ и второго котла-утилизатора к работающему первому. Преимущество такого пуска – пониженные параметры пара и относительно небольшие скорости прогрева, предпочтительные при пусках из холодного состояния; трудностью является выравнивание параметров пара перед паровой турбиной при подключении пускаемого вторым котла, особенно во время пусков при работающей на номинальных параметрах пара остальной части блока.

При пусках ПГУ по схеме моноблока одновременно запускаются обе ГТУ и появляется возможность подавать пар в паровую турбину сразу от обоих пускаемых котлов-утилизаторов, исключается этап выравнивания температур пара и несколько сокращается продолжительность пуска. Такая технология наиболее эффективна при пусках после кратковременных простоев (до 14–16 ч) и сохранившемся избыточном давлении пара в барабане высокого давления.

При плановых остановах в резерв целесообразно сохранение максимальных температур паровой турбины и паропроводов.

При глубоком разгрузке паровой турбины не возникает характерных для паросиловых блоков ограничений, связанных со смещением зоны фазового перехода в сторону паровпуска паровой турбины, т. к. в значительном диапазоне нагрузок разгрузка производится при постоянной температуре газов после ГТУ (например, для ГТЭ-160 до 60 % номинальной мощности).

При пусках-остановах в деталях котлов-утилизаторов возникают переменные механические и термические напряжения. Быстро и значительно изменяющаяся и достаточно высокая (свыше 500 °С) температура газов на выходе из газовой турбины приводит к перегреву пара на выходе из котла, в особенности пара высокого давления, до столь же высоких температур.

Возникающие вследствие этого температурные градиенты и напряжения в критических деталях котла зависят от их начальной температуры.

Скорость остывания такова, что уже через 16 ч после останова температура металла барабанов, выходных коллекторов и паропроводов в непосредственной близости от котла-утилизатора не превышает 100 °С.

В результате чего практически все пуски ПГУ из неостывшего и холодного состояний осуществляются при начальных температурах этих узлов около 100 °С, значительных разностях температур пара и металла коллекторов и повышенных напряжениях в их стенках, которые становятся определяющими продолжительность начальных этапов пусков ПГУ.

Выходной коллектор пароперегревателя высокого давления и начальный участок паропровода ВД на выходе из котлов-утилизаторов ПГУ-450 остывают за 4 ч после остановки КУ на 100–200 °С уже в процессе выбега ротора (в течение 20–30 мин) и последующего его вращения валоповоротным устройством, которое продолжается около двух часов (рис. 1, 2).

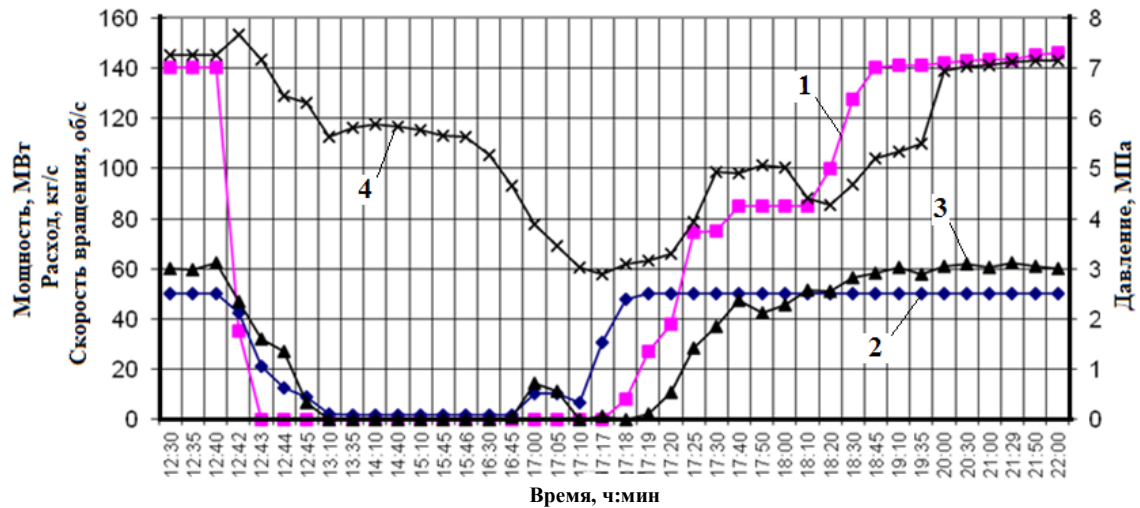


Рис. 1. Изменение параметров при останове и последующем пуске ПГУ-450:

1 – активная мощность генератора ГТ1; 2 – скорость вращения ротора генератора ГТ1; 3 – расход пара ВД от КУ1; 4 – давление пара ВД на выходе из КУ1

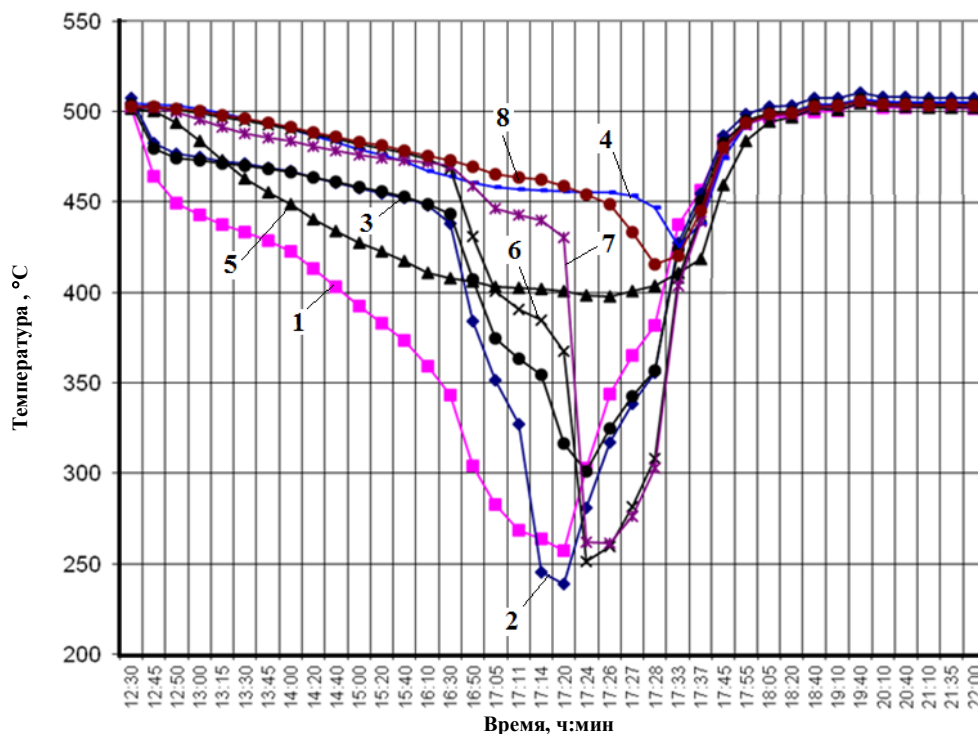


Рис. 2. Изменение температур металла парового тракта ВД при останове и последующем пуске ПГУ-450:

1 – в выходной камере пароперегревателя ВД КУ1; 2, 3, 4, 5 – трубопровода пара ВД КУ1; 6, 7 – температура металла паропровода ВД КУ1 (низ); 8 – паропровода ВД КУ1 (верх)

Условием, характеризующим температурное состояние элементов котла-утилизатора, является, в частности, скорость изменения давления пара в барабане ВД (БВД) при прогреве и остывании (рис. 3, 4).

На рис. 4 приведены опытные данные о нарастании давления пара в БВД и соответствующей температуры насыщения от времени при пуске ПГУ-450.

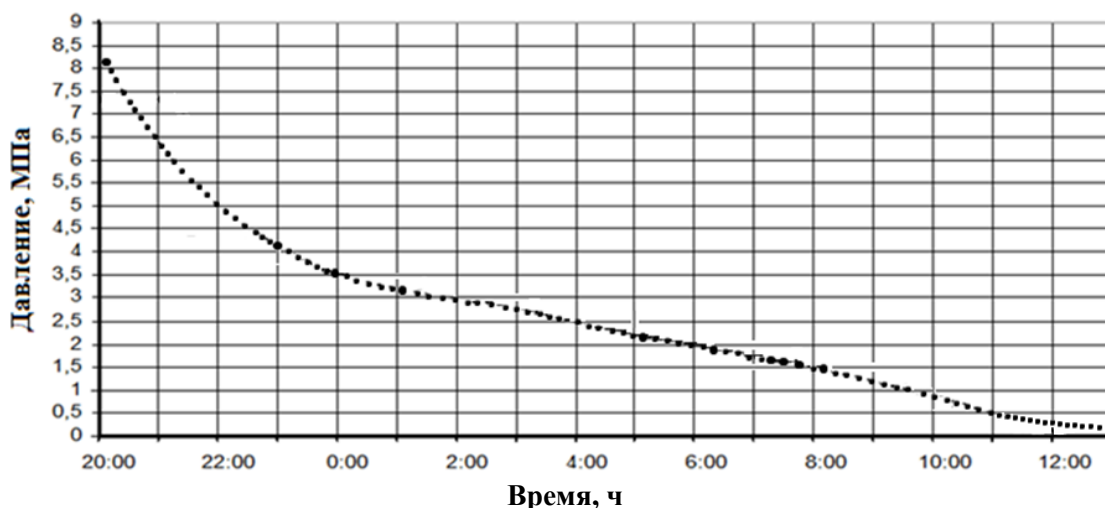


Рис. 3. Снижение давления в БВД котла-утилизатора ПГУ-450 типа П-90 при его остывании после останова

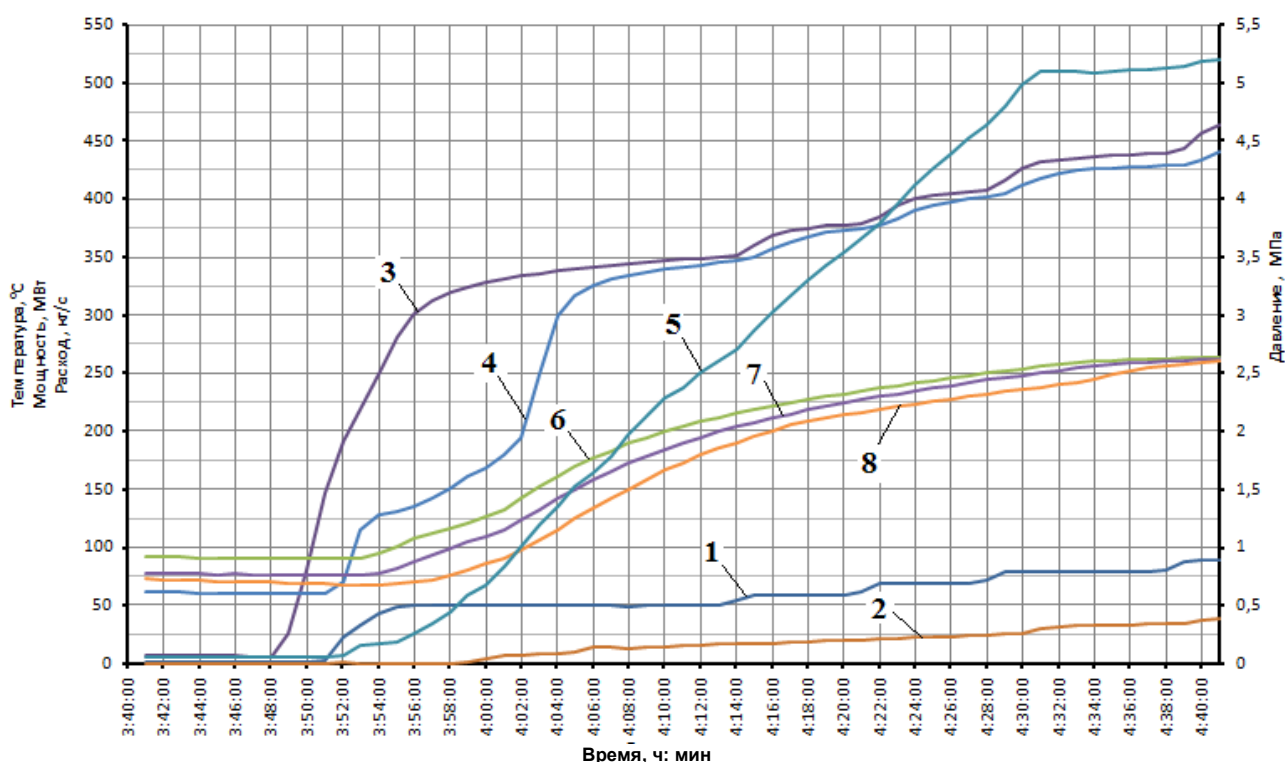


Рис. 4. Изменение температуры стенки и давления пара в БВД при пуске котла-утилизатора ПГУ-450 из холодного состояния:

1 – активная мощность генератора ГТ2; 2 – расход пара ВД; 3 – температура газа на входе в КУ2; 4 – температура пара ВД на выходе из КУ2; 5 – давление в барабане ВД; 6, 7 – температура стенки барабана ВД (верх); 8 – температура стенки барабана ВД (низ)

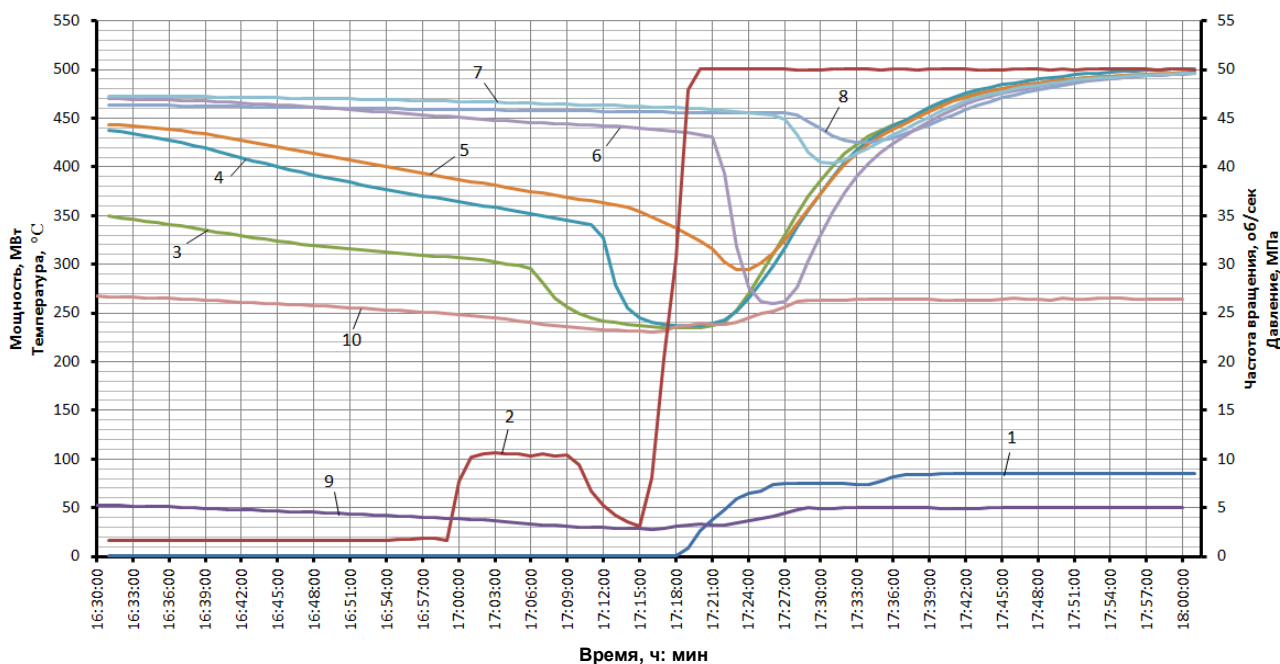


Рис. 5. Остывание и прогрев паропроводов ВД при вентиляции и пуске блока ПГУ-450 из горячего состояния:

1 — активная мощность генератора ГТ; 2 — скорость вращения ротора ГТ; 3 — температура металла в выходной камере перегревателя ВД КУ; 4, 5, 8 — температура металла трубопровода пара ВД КУ; 6 — температура металла паропровода ВД КУ (низ); 7 — температура металла паропровода ВД КУ (верх); 9 — давление пара ВД на выходе из КУ; 10 — температура насыщения пара ВД

В диапазоне давлений пара от 0,1 до 0,7 МПа при скорости нарастания давления 0,3 МПа/мин соответствующая ей скорость нарастания температуры составляет 15–17 °С/мин. При больших значениях давления пара скорости нарастания температуры и давления пара в барабане соответствуют друг другу.

Предпусковая вентиляция газохода после кратковременных простоев значительно (рис. 5) снижает температуру металла выходного коллектора пароперегревателя и паропровода непосредственно за котлом-утилизатором ПГУ-450Т.

Для сохранения тепла в металле котла-утилизатора целесообразно при снижении частоты вращения ротора ГТУ до 0,1–0,2 номинальной закрывать воздушный шибер на входе в дымовую трубу, контролировать и поддерживать максимально возможную плотность этого шибера при эксплуатации и свести к минимуму продолжительность продувки газового тракта перед зажиганием топлива в ГТУ при пуске.

Вторая глава посвящена исследованию термopочности и расходования ресурса критическими элементами паровой части ПГУ при пускоостановочных режимах.

В деталях котлов-утилизаторов и трубопроводов при резком наборе или сбросе нагрузки, а также при аварийных остановах могут возникать напряжения, превышающие предел текучести. Повторное многократное приложение

таких напряжений приводит к разрушению от малоциклового усталости. Развитие термоусталостных повреждений может усугубляться процессами коррозии.

Расчеты термонапряженного состояния барабанов, паропроводов и коллекторов для определения допустимых скоростей прогрева (расхолаживания) проводились методом конечных элементов (совместно с Т.С. Конторович и О.Б. Герасименко) с использованием программного комплекса Ansys. При этом рассматривались три основных типа моделей: объемные осесимметричные, трёхмерные, представляющие собой цилиндр, у которого влияние патрубка учитывалось введением коэффициента концентрации напряжений, и трёхмерные модели, представляющие собой участок барабана с патрубками (рис. 6, *а*) и коллектора со змеевиком (рис. 6, *б*). На рис. 6, *в* представлена расчетная модель тройника.

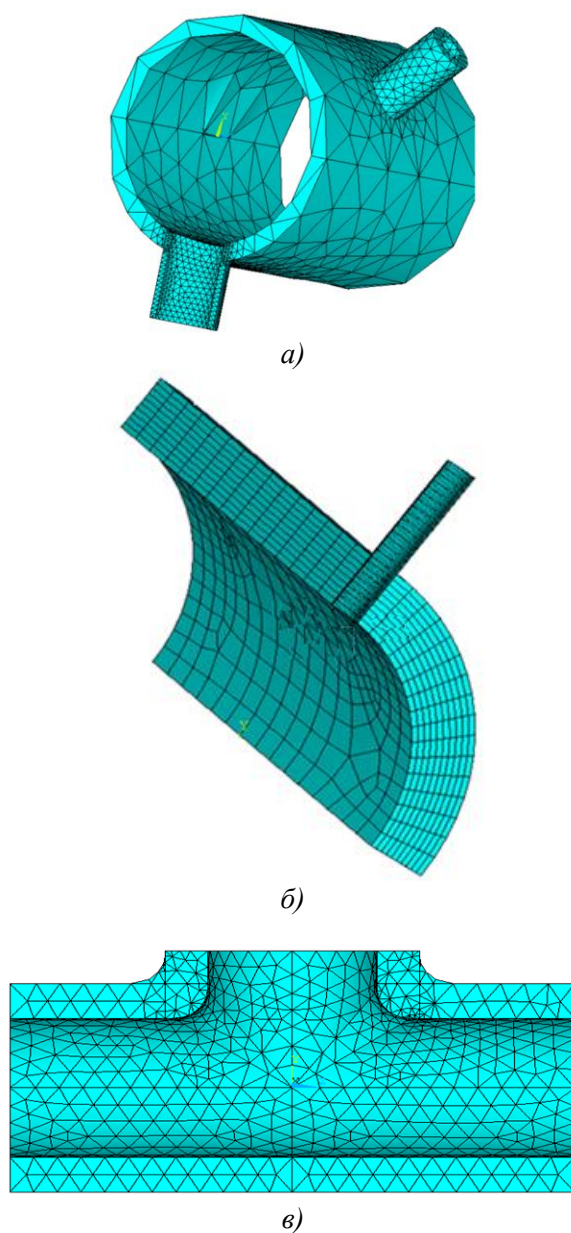


Рис. 6. Основные типы трехмерных моделей:
а – барабана; *б* – коллектора; *в* – тройника

При обосновании критериев надежности котлов-утилизаторов рассматривались:

- барабан высокого давления;
- входной коллектор пароперегревателя высокого давления;
- выходной коллектор пароперегревателя высокого давления второй ступени с учетом трубопровода дренажа паропровода высокого давления сразу за КУ;
- входной и выходной коллекторы экономайзера высокого давления.

Основным параметром, влияющим на накопление повреждаемости за цикл термического воздействия на деталь, является суммарная пластическая деформация, которая и используется для количественной оценки долговечности при многократном приложении этого воздействия.

Оценка повреждаемости и обоснования ресурса эксплуатации за термический цикл пуск – стационарный режим – останов проводится для случаев совместного действия циклических и статических нагрузок напряжений по известному соотношению:

$$\sum_{i=1}^n N_i / [N^*]_i + (1,25 \cdot \sigma_c / \sigma_{\tau/t})^m \leq D_c,$$

где N_i – число циклов нагружения данного типа; $[N^*]_i$ – допускаемое число циклов данного типа; σ_c – расчетное напряжение при ползучести как максимальное местное главное расчётное нормальное напряжение, определённое с учётом пластичности и ползучести материала при номинальном режиме эксплуатации, МПа; $\sigma_{\tau/t}$ – условный предел длительной прочности при растяжении, МПа; m – показатель степени в уравнении длительной прочности; D_c – параметр, характеризующий допускаемое повреждение при совместном действии усталости и ползучести.

Барабан высокого давления и входной коллектор пароперегревателя ВД

Продолжительность начальной части пусков КУ, в особенности при отсутствии избыточного давления в барабане ВД, определяется уровнем возникающих в стенке БВД напряжений, зависящих от скорости нарастания давления в нем и во входном коллекторе пароперегревателя ВД.

Допускаемое число циклов рассчитывается по формуле:

$$N = \{0,575 \cdot n_d \cdot E_{\min}^t \cdot \lg[100/(100 - \psi)] / \sigma_a - (1 - \tau)/2 \cdot \eta \cdot \sigma_{\text{доп}}\}^2,$$

где n_d , $E_{\min}^t$, ψ , $\sigma_{\text{доп}}$ – выбираются в зависимости от свойств материала; σ_a – амплитуда напряжений; $\eta = 0,83$.

Результаты расчетов представлены в табл. 2, 3, 4 и на рис. 7, 8.

Таблица 2

Допустимое число циклов до появления трещины

Объект	Скорость повышения давления, МПа/мин			
	0,2	0,3	0,4	0,5
Сочинская ТЭС	101653	89527	48651	46278
Калининградская ТЭЦ-2	81744	43395	13366	6462
Северо-Западная ТЭЦ	53418	22307	9745	5836
ТЭЦ-27 ОАО «Мосэнерго»	80000	30000	19000	8000

Таблица 3

Напряжения (МПа), возникающие в барабане диаметром 1600 мм при разных скоростях повышения давления в зависимости от толщины его стенки

Толщина стенки, мм	dp/dt , МПа/мин			
	0,2	0,3	0,4	0,5
32	123	138	152	176
36	198	218	242	265
42	214	236	263	296
50	229	248	277	313

Таблица 4

Напряжения (МПа), возникающие в барабане толщиной стенки 50 мм при разных скоростях повышения давления в зависимости от его диаметра

Диаметр барабана, мм	dp/dt , МПа/мин			
	0,2	0,3	0,4	0,5
1600	229	248	277	313
1700	231	251	281	322
2400	241	268	307	360

Выходные коллекторы пароперегревателя и паропроводы высокого давления

Анализ допустимых скоростей прогрева (расхолаживания) коллекторов котлов и паропроводов проводился для следующих основных режимов:

- пуска из холодного состояния, когда температура рассчитываемого узла не превышает 150 °С (для получения наиболее консервативной оценки рассматривался случай, когда температура рассчитываемого узла составляет 50 °С);
- пуска из неостывшего состояния;
- пуска из горячего состояния;
- расхолаживания.

При рассмотрении каждого из них учитывалось соотношение начальных температур металла и пара.

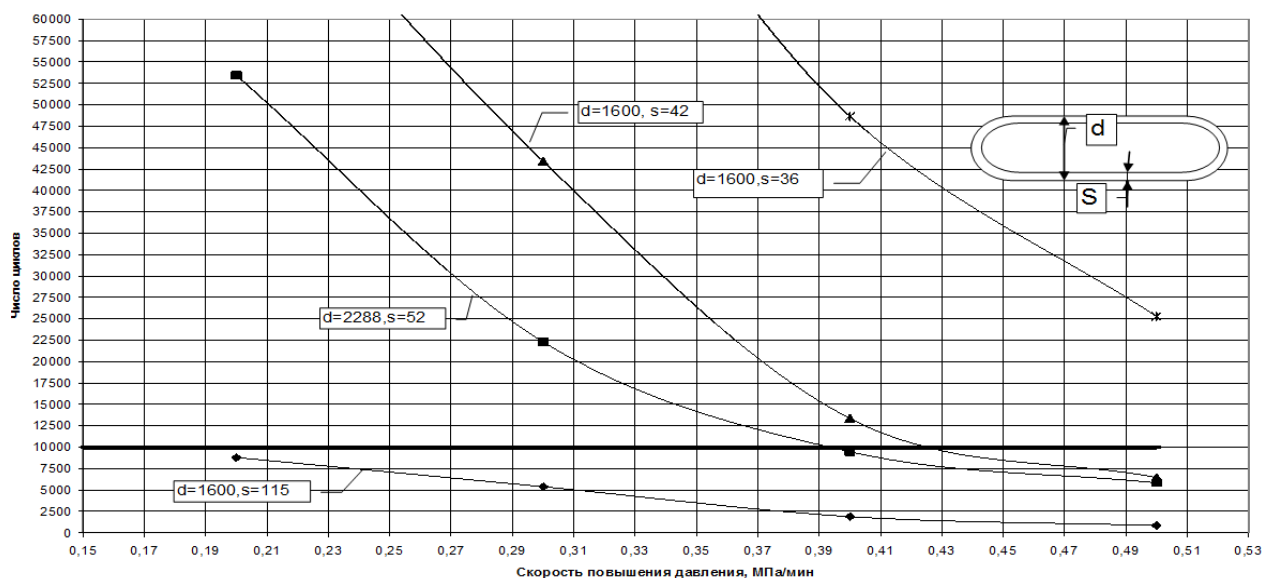


Рис. 7. Число циклов пуск – стационар – останов до возникновения трещины в барабане ВД в зависимости от скорости повышения давления (диаметр $d = 1600$ мм, толщина стенки s , мм)

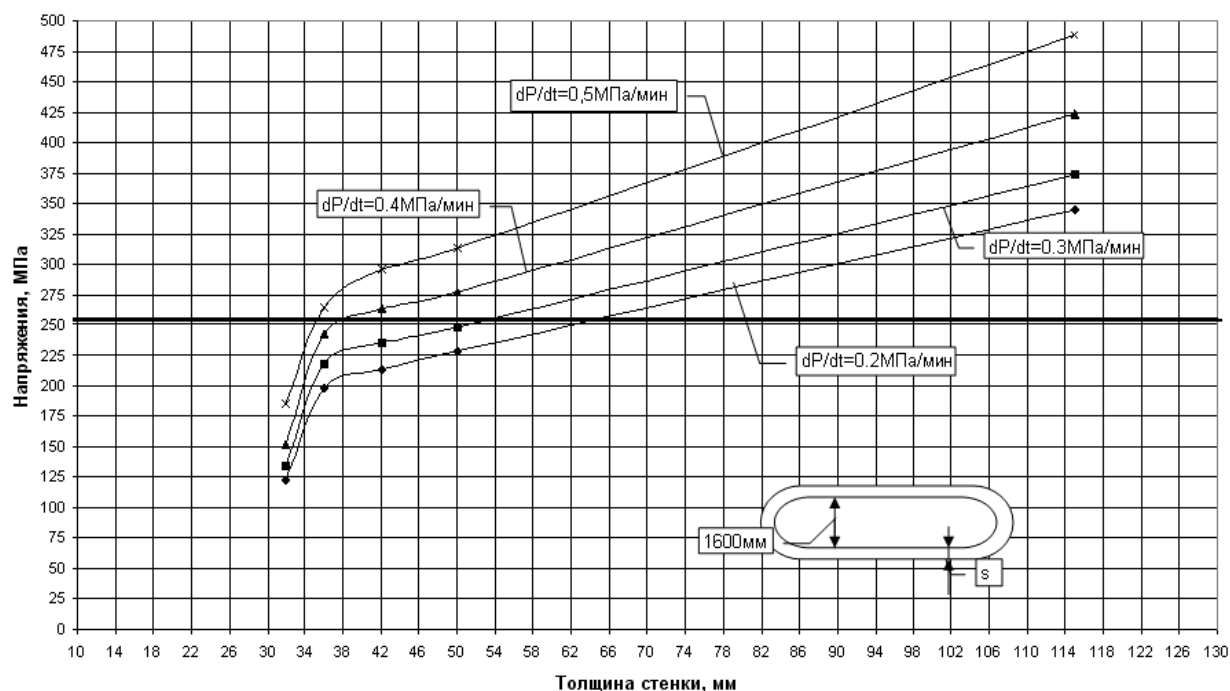


Рис. 8. Напряжения в стенке барабана в зависимости от ее толщины

Результаты расчета числа циклов до появления трещины в коллекторах со стенками различной толщины приведены в табл. 5.

Таблица 5

Допускаемое число циклов коллекторов пароперегревателей ВД

Толщина стенки кол- лектора, мм	Быстрый останов газовой турбины при скорости остывания, °С/мин		Плановый останов при скорости остывания (прогреве), °С/мин			
	28	8	6 (8)	8 (17)	11 (28)	17 (56)
51	<<100	<<100	8 700	1 960	590	105
38	<100	130	32 000	8 400	2 800	520
25	820	1 230	135 000	50 000	20 000	4 500
17	6 100	8 700	330 000	168 000	87 000	27 000

При пусках котла-утилизатора из горячего состояния и при сохранившемся давлении пара ВД температура паропроводов перед запуском ГТУ с уровня, показанного в табл. 6, после принятой в настоящее время вентиляции газового тракта снижается до 210–250 °С.

Таблица 6

Данные по прогреву выходного коллектора пароперегревателя и паропровода ВД при пусках ПГУ-450

Давление пара ВД, МПа	Температура металла коллектора и паропровода ВД за котлом-утилизатором, °С			Скорость прогрева, °С/мин
	перед пуском ГТУ	холостой ход ГТУ	при мощности 45–50 МВт	
2,0	360	340	480	10–15
0,2	150	60	280	10
–	360	240–250	480	15
–	50	60	300	20–25
–	70	70	300	25
0,2	160	150	440	20
1,5	300	210	440	20
–	100	120	280	15–20

При нагружении ГТУ со скоростью 11 МВт/мин до мощности 70–100 МВт температура газов перед котлом-утилизатором повышается с 250–280 до 450–500 °С, паропроводы и выходной коллектор пароперегревателя быстро прогреваются со скоростью повышения температуры металла паропроводов ВД (325×32 мм) непосредственно за котлом до 25 °С/мин (см. табл. 6).

Теплогидравлические разверки и вызванная ими неравномерность распределения пара по змеевикам коллектора при его прогреве могут возникать в 15–20 % всего количества теплообменных труб. Анализ влияния неравномерности распределения расхода пара по змеевикам на термонапряженное состояние коллектора размером 426×34 мм вертикального КУ блока ПГУ-450 с 52 теплообменными трубами размером 38×3 мм показал, что при расходах пара менее 30 % номинального он поступает в коллектор через часть труб. В дальнейшем при увеличении мощности ГТУ подвод пара в коллектор осуществляется равномерно через все теплообменные трубы.

Таблица 7

Результаты расчета напряжений в коллекторе и скоростей прогрева с учетом неравномерного распределения расхода пара по змеевикам

Схема расчета, рассматриваемое сечение	Эквивалентное напряжение в зоне концентратора, МПа	Скорость прогрева, °С/мин		[N]
		в зоне концентратора	наружной поверхности	
Равномерное распределение пара по змеевикам коллектора	127,9	29,7	24,3	15400
В начале пуска пар поступает в 40 трубок из 52; сечение в середине коллектора	139,7	32,46	26,9	10600
В начале пуска пар поступает в 40 трубок из 52; сечение на выходе из коллектора	134,8	20,9	16,98	11800

Наибольшее расхождение между напряжениями, полученными при расчетах с учетом и без учета разверок (табл. 7), составляет около 8 %. Отличие напряжений в зоне концентратора в сечении после 20 труб и в выходном сечении коллектора составляет около 3,6 %.

Для расчетных исследований термопрочности металла паропроводов ВД и выходного коллектора пароперегревателя ВД разработана методика, согласно которой последовательно производились:

- анализ условий теплообмена и расчет коэффициентов теплоотдачи от пара к стенке коллектора (паропровода) при различных параметрах пара в нем;
- расчет температурных напряжений в стенке коллектора (паропровода) при его прогреве от разных исходных температур металла и охлаждении с номинальной температуры 500 °С;
- расчет напряжений от внутреннего давления в коллекторе (паропроводе) при значениях давления пара в нем от стартового (3,0 МПа) до номинального (8,0 МПа);
- определение суммарных эквивалентных напряжений в стенке коллектора (паропровода);
- расчет циклической прочности паропровода при прогреве и охлаждении;
- определение допускаемых скоростей прогрева и охлаждения металла коллектора (паропровода);
- проведение расчетов с учетом концентрации напряжений в коллекторе и с учетом ползучести.

Оценка допускаемого числа циклов $[N]$ по амплитуде переменных напряжений σ_a производилась по формуле

$$N/[N] + (1,25 \cdot \sigma_c / \sigma_{\tau/t})^m \leq D_c,$$

где σ_c – максимальное местное расчетное напряжение, определенное с учетом ползучести, МПа.

Скорости повышения параметров пара в контурах при пусках

Допустимая скорость прогрева каждого из ограничивающих пуск элементов с учетом поврежденности, накопленной за один цикл $\Pi_{вр}$, может быть представлена в виде

$$dt_{нар}/d\tau = \kappa \cdot (d\theta_{пар}/d\tau) - A \cdot (d\Pi_{вр}/d\tau),$$

где $dt_{нар}/d\tau$ – скорость изменения температуры наружной поверхности стенки; $d\theta_{пар}/d\tau$ – скорость изменения температуры пара; κ и A – коэффициенты пропорциональности; $d\Pi_{вр}/d\tau$ – производная от поврежденности за один цикл пуск – стационар – останов.

Поврежденность за пуск определяется напряжениями, возникающими в детали при ее прогреве, которые можно представить в виде линейной комбинации температурных напряжений $\sigma(\Delta t)$ и напряжений от внутреннего давления $\sigma(p)$. На начальных этапах пусков при малых величинах давления рассматриваются напряжения только от температуры.

Поврежденность при прогреве зависит как от температуры греющего пара и его расхода, так и от разности температур греющего пара и наружной поверхности стенки и толщины стенки элемента (в начале пуска).

$$\Pi_{\text{вр}} = \kappa \cdot (\theta - t_{\text{нар}}) \cdot \delta_{\text{ст}}.$$

В основу расчетов на малоциковую усталость положена гипотеза о линейном накоплении повреждений в виде

$$\sum \frac{n_i}{N_i} \leq D,$$

где N_i – расчетное предельное количество циклов i -го типа, которому соответствует допустимая амплитуда напряжений σ_a^i при реализованном числе циклов n_i .

Допустимые скорости прогрева-расхолаживания выходных коллекторов пароперегревателей котлов-утилизаторов ПГУ представлены на рис. 9 как унифицированная зависимость допустимого числа циклов пуск – стационар – останов от скоростей их прогрева.

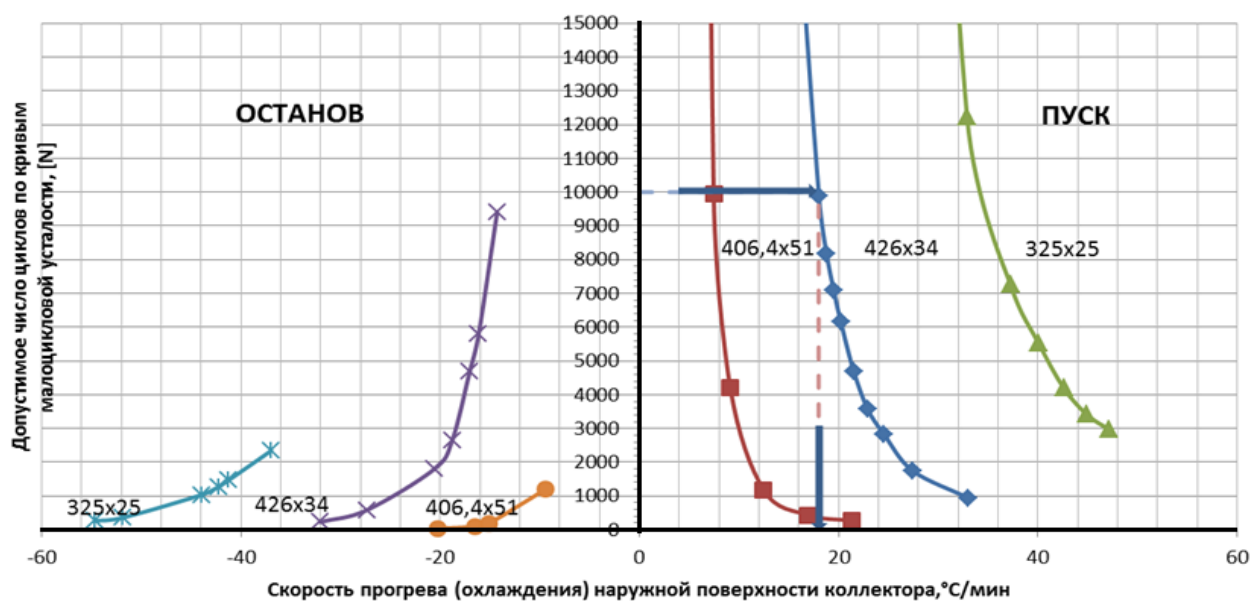


Рис. 9. Допустимые скорости прогрева-расхолаживания выходных коллекторов пароперегревателей котлов-утилизаторов ПГУ

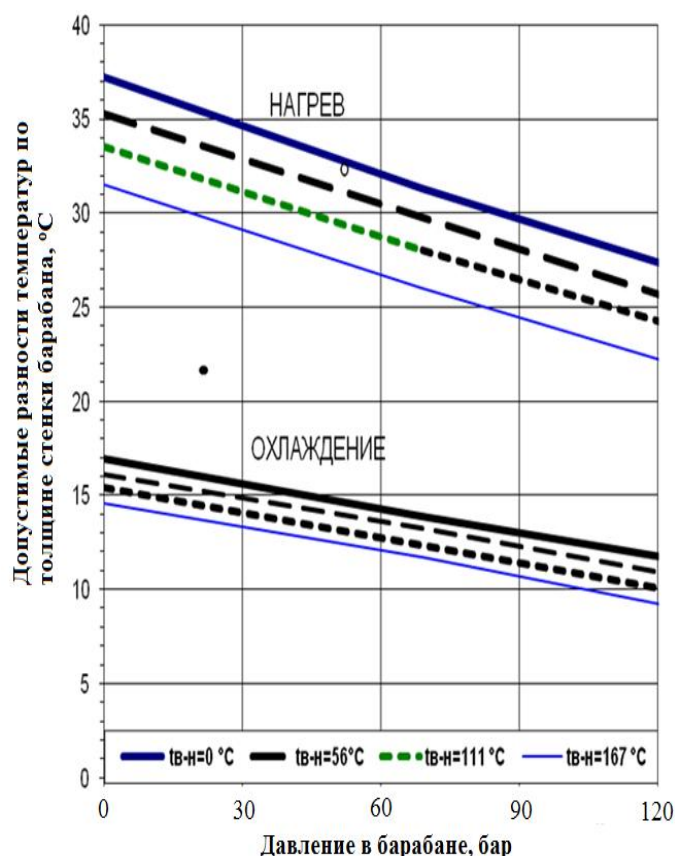


Рис. 10. Разность температур по толщине стенки от давления пара в БВД

Допустимые разности температур по толщине стенки барабанов в зависимости от давления пара в барабане представлены на рис. 10.

Анализ пусков ПГУ из холодного и неостывшего состояния, при которых избыточное давление пара в барабане не превышает 0,1 МПа, показал, что в этих случаях допустимы значения разности температур металла верх-низ барабана ВД на уровне 95–100 °С (скорость повышения температуры металла верха барабана 11,3 °С/мин). Разность температур по толщине стенки барабана, рассчитанная по указанным значениям, составляет ~22 °С (при допустимой разности температур по толщине стенки БВД ~32 °С).

При остановках котлов-утилизаторов, когда температура металла барабанов снижается, разности температур верхней и нижней образующих барабанов достигают после отключения газовой турбины 60–80 °С из-за быстрого снижения температуры газов, в то время как давление пара в барабане снижается относительно медленно.

Скорость остывания нижней образующей БВД при плановом останове может составлять ~0,62 °С/мин при максимальной разности температур верх-низ БВД до ~80 °С. Расчетная эквивалентная величина разности температур по толщине стенки БВД, определенная по указанным значениям, снижается значительно медленнее, со скоростью около 0,41 °С/мин, а разность температур по толщине стенки барабана составляет ~11 °С при допустимой ~14 °С.

Максимальная разность температур верха и низа барабана высокого давления при останове котла-утилизатора с полной нагрузки составляет 100–105 °С при скорости изменения температуры нижней образующей – 3–3,5 °С/мин.

Скорость нарастания давления пара в барабане ограничивается повышением напряжений в стенке и скоростями изменения указанных основных разностей температур.

$$\frac{dt}{d\tau} = 2a\Delta t_{\text{ст}} \left[0,5(R^2 - r^2) - r^2 \ln\left(\frac{R}{r}\right) \right],$$

где a – коэффициент температуропроводности, м²/с; $\Delta t_{\text{ст}}$ – перепад температур по толщине стенки; R – наружный радиус цилиндра, мм; r – внутренний радиус цилиндра, мм.

При давлениях пара в барабане, меньших 1,03 МПа, максимально допустимая скорость изменения давления составляет 0,44 МПа/мин, при больших давлениях эта скорость не должна превышать 1,0 МПа/мин.

Прогрев паропроводов и деталей паровой турбины

Несмотря на относительно невысокую начальную температуру газов после ГТУ, глубокого расхолаживания металла коллектора и паропровода за котлом-утилизатором при пусках из горячего состояния не наблюдается из-за малых значений коэффициентов теплоотдачи, т. к. генерация пара в контуре высокого давления начинается на холостом ходу ГТУ, а расход пара на начальной нагрузке не превышает 30 % номинального (40–50 МВт, что соответствует начальной нагрузке ГТЭ-160 блока ПГУ-450), при этом максимальные скорости прогрева паропроводов могут достигать 25 °С/мин.

Из расчетов выходных коллекторов котлов-утилизаторов блоков ПГУ-450Т и паропроводов получено, что при скорости прогрева (охлаждения) наружной поверхности паропровода ВД (размером 325×32 мм) 18 °С/мин соответствующая ей скорость прогрева коллектора не превысит 25 °С/мин.

При начальных температурах коллекторов и паропроводов непосредственно за котлами-утилизаторами более 300 °С и пусках из неостывшего и горячего состояний ограничения на уровень начальной нагрузки пускаемой ГТУ отсутствуют.

Пароперепускные трубы высокого давления

Наиболее опасным по условиям термопрочности является сечение перепускной трубы ВД в зоне соединения с выходным патрубком регулирующего клапана (РК). Допустимую скорость прогрева перепускных труб целесообразно определять по температуре стенки трубы в зоне дренажа. Она составляет 15 °С/мин. Расчет напряжений на внутренней стенке при её прогреве с по-

стоянной скоростью позволил получить связь максимальных напряжений на внутренней поверхности со скоростью прогрева наружной поверхности трубы в виде:

$$\sigma(V_t) = 4,203V_t - 9,45.$$

С учетом того, что при резком открытии регулирующего клапана соотношение максимальных напряжений и скорости прогрева зависит от условий теплообмена внутри трубы в начальный момент ее прогрева, максимальные напряжения в перепускной трубе в сечении за РК, полученные в расчетах, не превышают допустимых при условии, что в зоне дренажа скорость прогрева ≤ 15 °С/мин.

В качестве критических сечений ротора высокого давления рассматривались зона придисковой галтели первой ступени, диафрагменное уплотнение второй ступени, промежуточное уплотнение (для цилиндров с петлевой схемой течения пара). В расчетах учитывались коэффициенты концентрации температурных напряжений, которые составляют для роторов высокого давления около 3,0.

Предельно допустимые значения напряжений в роторах высокого давления определены, исходя из предельного количества циклов пуск – стационар – останов 10 000 циклов за срок службы и экспериментальные кривые усталости стали Р2МА при изотермическом симметричном цикле напряжений. Из полученных результатов следует:

- 1) зона промежуточного уплотнения – наиболее опасная по термоусталости;
- 2) пуск из холодного состояния – наиболее неблагоприятный режим. Допустимое число таких режимов до появления трещин в зоне промежуточного уплотнения не должно превышать $N_p = 8460$. В других рассмотренных зонах ротора ограничений по числу циклов при этом режиме нет.

В тепловых схемах дубль-блоков ПГУ (например ПГУ-80) применяются компоновки паропроводов ВД: две нитки объединяются в одну через равнопроходный тройник. В этом случае прогрев самого тройника происходит неравномерно, особенно при последовательной технологии пуска после открытия главной паровой задвижки (ГПЗ) ВД пускаемого первым КУ вплоть до подключения второго КУ.

Температура металла участка паропровода от закрытой ГПЗ ВД второго КУ до тройника и нижней образующей бывает близка к температуре насыщения при давлении пара в паропроводе, в то время как участок паропровода ВД вблизи от ГПЗ ВД пускаемого котла интенсивно прогревается расходом пара. Неравномерность прогрева оценивалась по разности температур металла паропроводов непосредственно за ГПЗ ВД от первого и второго КУ; она достигает 100–150 °С (рис. 11).

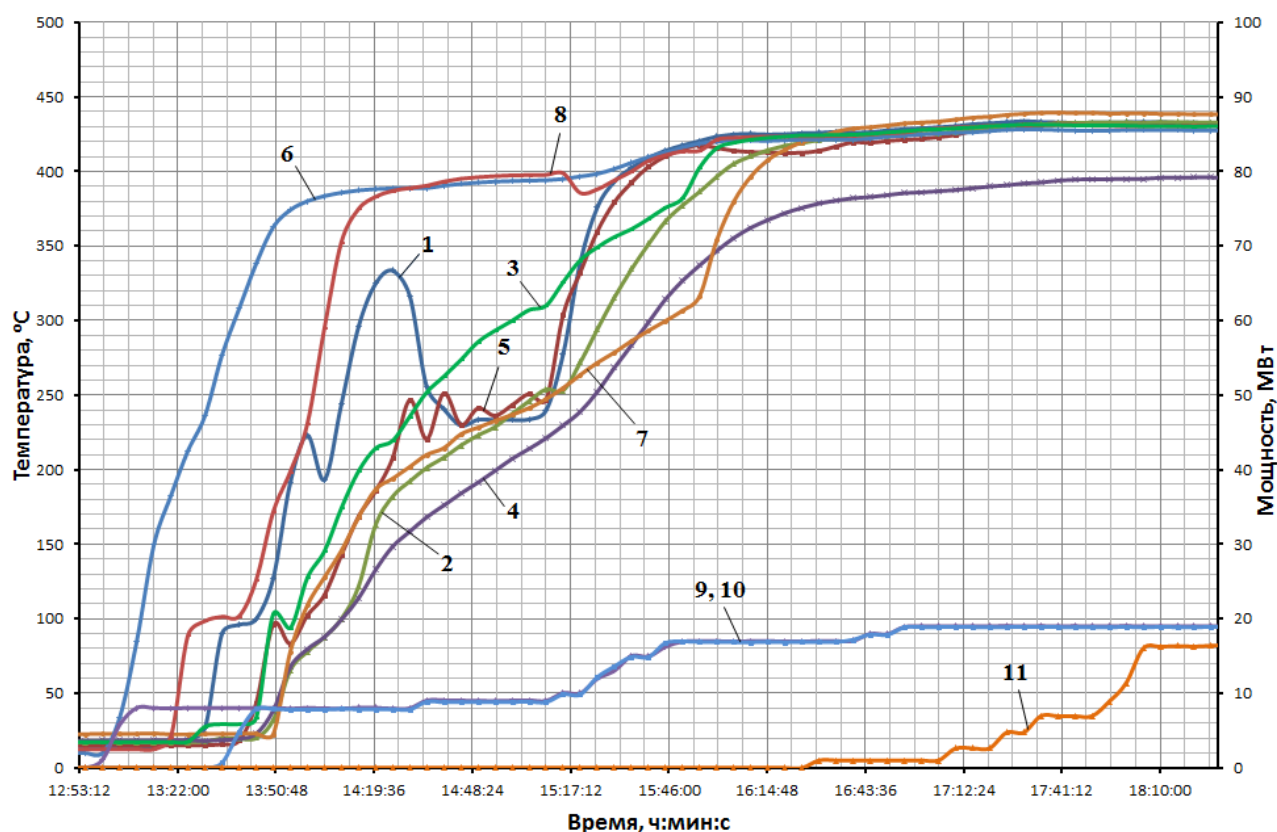


Рис. 11. Прогрев паропроводов ВД при пуске блока ПГУ-80:

1 – температура металла паропровода от КУ1 за ГПЗ2; 2 – температура металла паропровода от КУ2 за ГПЗ2; 3–5 – температура металла паропровода к ПТ; 6 – температура пара за КУ1; 7 – температура пара за КУ2; 8 – температура пара перед ПТ; 9 – электрическая мощность ГТ-1; 10 – электрическая мощность ГТ-2; 11 – электрическая мощность ПТ

Расчет циклической прочности тройника при таких разностях температур позволил определить, что допустимое число циклов для этого тройника составляет 2320 при амплитуде эквивалентных напряжений 266,3 МПа (разность температур 40–50 °С) (рис. 12). При больших разностях температур, например 100 °С, допустимое для тройника число циклов может оказаться существенно меньше (1000).

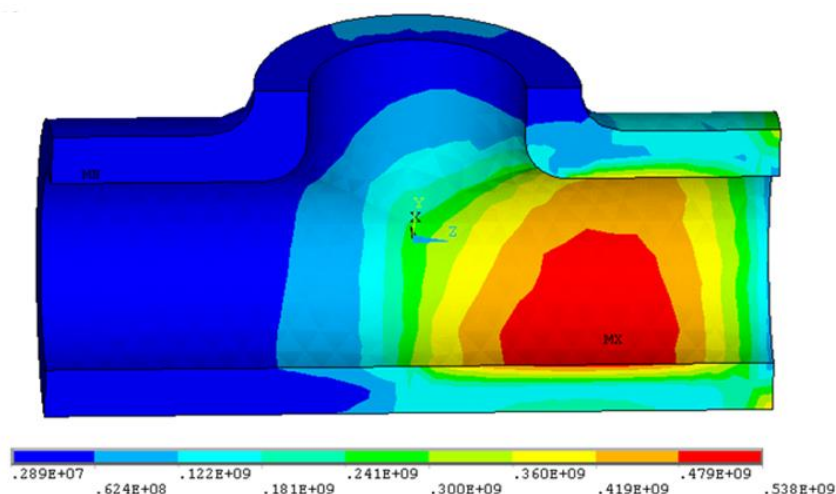


Рис. 12. Поле напряжений в тройнике при его прогреве в момент подключения второго КУ к первому при пуске ПГУ-80

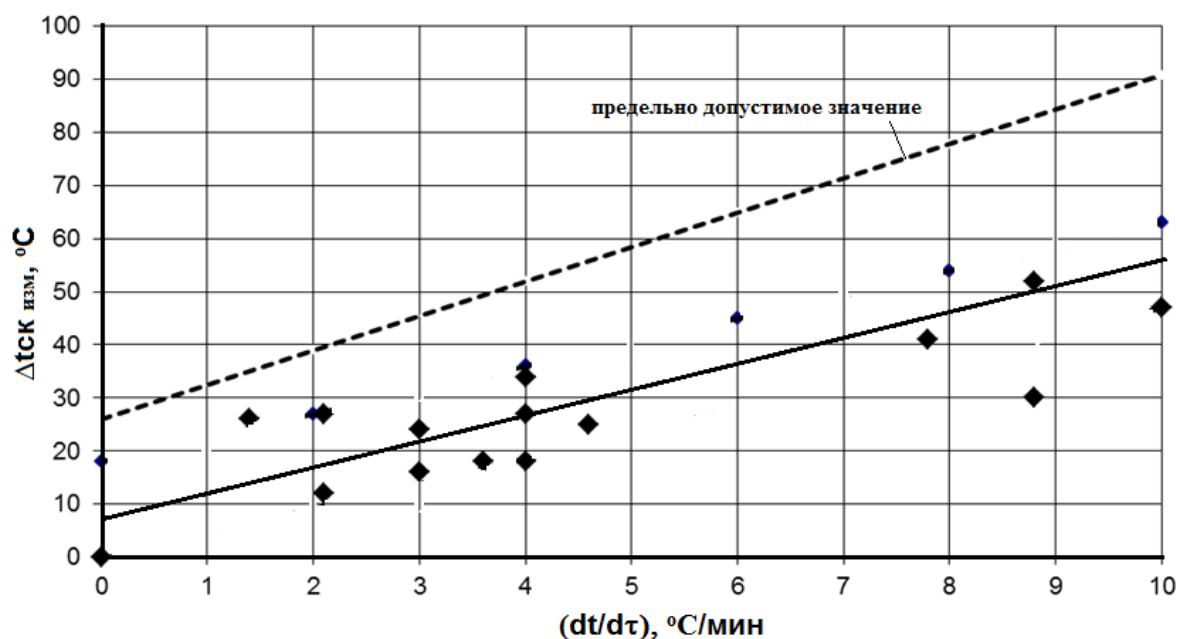


Рис. 13. Допустимые скорости прогрева корпуса СК ВД паровой турбины Т-125/150-7,4

На рис. 13 приведены допустимые по условиям циклической прочности скорости прогрева наружной поверхности стопорного клапана (СК) ВД турбины Т-125/150-7,4.

$$dt_{\text{СК}}/d\tau = 0,154 \cdot \Delta t_{\text{СТ}} - 4.$$

Подключение контуров пара при последовательных пусках ПГУ

Подключение контуров пара актуально в схемах ПГУ с двумя газовыми турбинами со своими котлами-утилизаторами и одной паровой турбиной. Для такой конфигурации тепловой схемы (как и для тепловой схемы паросилового дубль-блока) имеется возможность работы блока с неполным составом основного оборудования, когда один из двух котлов-утилизаторов остановлен.

Регламентированная заводом-изготовителем паровой турбины разность температур пара высокого давления в паропроводах ≤ 20 °С может быть выдержана при непрерывном пуске ПГУ-450 по параллельной технологической схеме. В тех случаях, когда блок пускается по последовательной технологической схеме или длительное время работает под нагрузкой с неполным составом оборудования и номинальной температурой газов после газовой турбины при запуске второго полублока, разность температур пара по ниткам паропроводов, как правило, составляет 30–40 °С, которая усугубляется отсутствием средств их регулирования.

На практике необходимо либо выполнять длительную по времени выдержку до подключения второго пускаемого КУ, либо снижать нагрузку работающей ГТУ до выравнивания параметров в трактах, либо прикрывать регулирующие клапаны ВД паровой турбины.

Термонапряженное состояние корпусов стопорных клапанов высокого давления не ограничивает режимы подключения второго пускаемого котла-утилизатора к работающему первому при разностях температур пара по ниткам паропроводов ВД 50 °С.

При заполнении питательной водой с температурой 160–170 °С перед пуском второго котла-утилизатора в тепловых схемах дубль-блоков следует обосновать надежность входного коллектора экономайзера высокого давления. Сразу после подачи воды в коллектор, имеющий низкую начальную температуру (в расчетах 20 °С), происходит резкое возрастание температурных напряжений тем более значительное, чем больше расход поступающей воды. Максимальная интенсивность температурных напряжений на внутренней поверхности коллектора составляет ~380 МПа.

Расчетами показано, что допустимое число режимов подачи холодной питательной воды в горячий коллектор, нагретый до температуры 300 °С, при пусках из горячего состояния с сохраненным давлением в барабане высокого давления составляет ~1200.

В третьей главе приведены результаты исследования технологии пуска ПГУ.

Требования к режимам пусков оказались существенно отличающимися от базовых энергоустановок и соответствуют полупиковым.

Из-за быстрого остывания высокотемпературных узлов котлов-утилизаторов количество пусков из холодного и близких к нему состояний ПГУ оказывается значительно большим, чем регламентировано требованиями к маневренности, и может превышать 1000 за срок службы.

Подготовительные операции к пуску ПГУ

При пусках из холодного состояния этап подготовки тепловой схемы ПГУ не оказывает влияния на продолжительность последующих пусковых операций, в то время как при пусках из горячего состояния этот этап существенно изменяет исходное тепловое состояние паропроводов таким образом, что паровая турбина к моменту пуска ПГУ имеет большую температуру, чем температура выходного коллектора пароперегревателя котла и паропроводов за ним. Температурное состояние этих элементов тракта высокого давления определяется давлением в БВД, которое для вертикальных двухконтурных барабанных котлов-утилизаторов снижается до атмосферного за 14–16 ч и после этого соответствует холодному состоянию.

Например, подготовка к запуску систем смазки, температура масла в которых перед пуском должна составлять не менее 35 °С, при отсутствии в схемах маслоснабжения специальных средств для его нагрева может продолжаться до 120 мин (при наличии нагревателя 30–40 мин).

При пусках ПГУ наиболее существенным, определяющим продолжительность подготовительного к пуску этапом являются заполнение котла-утилизатора и предпусковая деаэрация воды с разогревом ее до 100–104 °С, необходимая для защиты от коррозионных явлений.

Наличие в схемах деаэраторов позволяет удалять кислород из воды до подачи ее в КУ. Продолжительность этого этапа может составлять более 2–3 ч главным образом из-за того, что расход пара для нагрева воды невелик. Применение деаэраторов, размещенных непосредственно на барабанах низкого давления, приводит к тому, что контур и барабан котла-утилизатора должны быть заполнены недеаэрированной холодной водой, нагрев которой производится непосредственно в барабане НД.

На рис. 14 показана зависимость концентрации кислорода в воде от давления пара (1) над поверхностью воды и от температуры воды (2). При давлении пара около 27 кПа концентрация кислорода не превышает 50 мкг/кг.

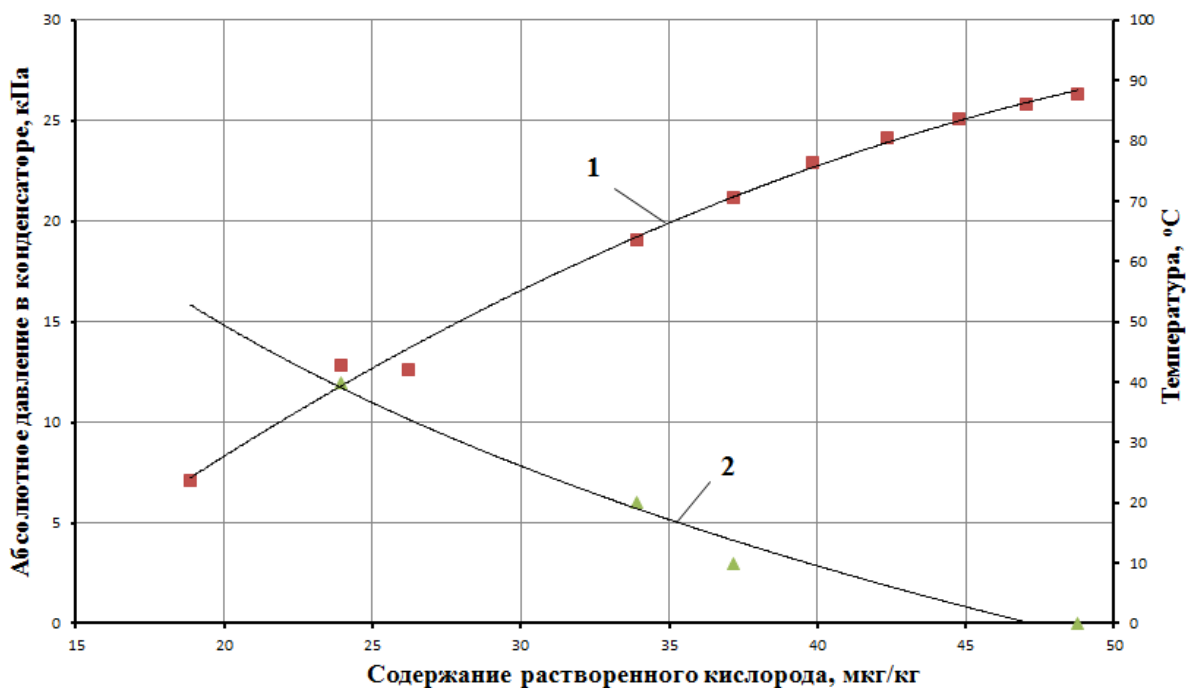


Рис. 14. Зависимость содержания растворенного кислорода в конденсате после конденсатора

Из рис. 14 видно, что уже при температурах конденсата около 40–50 °С и давлении в конденсаторе на уровне 15 кПа содержание кислорода в конденсате не превысит 30 мкг/кг. Конденсат можно деаэрировать при его движении через газовый подогреватель конденсата (ГПК) мимо заполненных контуров КУ. В этом случае конденсат нагревается горячими газами после ГТУ и продолжительность его нагрева до температуры около 50 °С при работе ГТУ на холостом ходе не превышает 15–20 мин. При наличии в схеме водо-водяных теплообменников (ВВТО) нагрев конденсата можно выполнять в них благодаря теплу обратной сетевой воды.

Если в тепловой схеме ПГУ имеется рециркуляция конденсата после ГПК в конденсатор паровой турбины, появляется дополнительная возможность относительно быстрого нагрева конденсата до необходимой для его деаэрации температуры.

После окончания операций по нагреву воды производится заполнение контуров КУ в течение 60–80 мин (для тепловой схемы ПГУ с отдельным деаэратором).

Продолжительность подготовительных этапов к пускам из холодного состояния пока не нормируется, однако для их выполнения до включения автоматической программы пуска ГТУ требуется около 3 ч.

При пусках ПГУ из горячего состояния после коротких по времени простоев (в пределах 14–16 ч) часть из указанных выше подготовительных этапов не выполняется, т. к. котел-утилизатор, как правило, остается заполненным водой, системы смазки и регулирования ГТУ и ПТ находятся в работе, зачастую сохраняется вакуум в конденсаторе паровой турбины.

Повышение скорости вращения ГТУ при пуске связано с вентиляцией газового тракта котла-утилизатора. Ее продолжительность и интенсивность определяются необходимостью удаления из этого тракта взрывоопасных топливовоздушных смесей и должны минимизироваться для сохранения тепла в металле котла.

Для горизонтального КУ из-за расположения теплого ящика над верхней образующей газохода требуется более продолжительная вентиляция. Для вертикальных КУ, как показано испытаниями, проведенными на блоке ПГУ-450Т, продолжительность вентиляции может быть уменьшена. При этом отключающая (дождевая) заслонка КУ открывается непосредственно перед включением пускового устройства ГТУ.

Начальная нагрузка ГТУ

Корректный выбор стартового расхода топлива в ГТУ во многом определяет продолжительность операций по прогреву элементов котла и паропроводов перед подачей пара в турбину, надежность толстостенных элементов котла при их предварительном прогреве и пусковые затраты топлива.

Под стартовым (начальным) расходом топлива в энергетической установке понимается количество тепла с топливом $B_T \cdot Q_H^p$, которое позволяет нагреть теплоноситель в котле-утилизаторе, начать в нем генерацию пара, выполнить предварительный прогрев системы паропроводов между котлом и турбиной и самой турбины, повысить параметры пара до толчковых, подать пар в турбину, увеличить частоту вращения ее ротора до холостого хода и включить генератор ПТ в сеть.

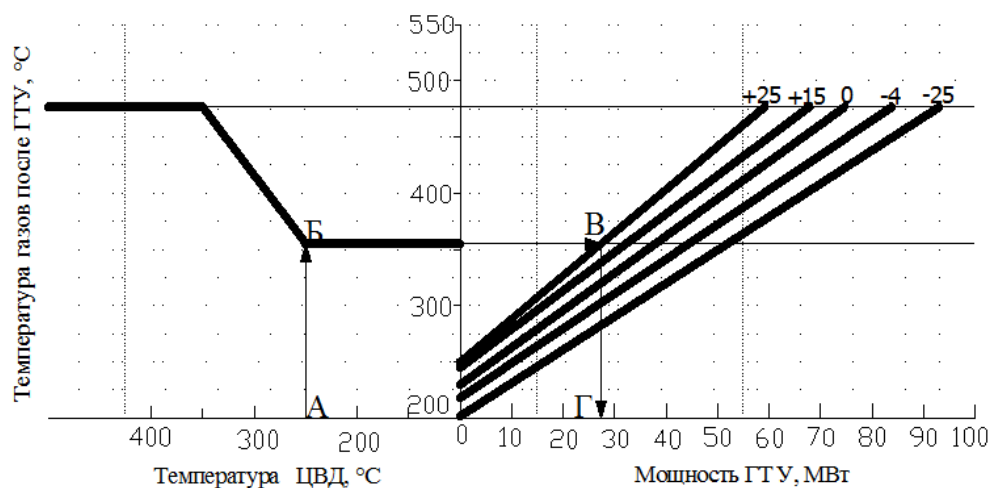


Рис. 15. Номограмма выбора начальной нагрузки ГТЭ-160 для пусков ПГУ-450

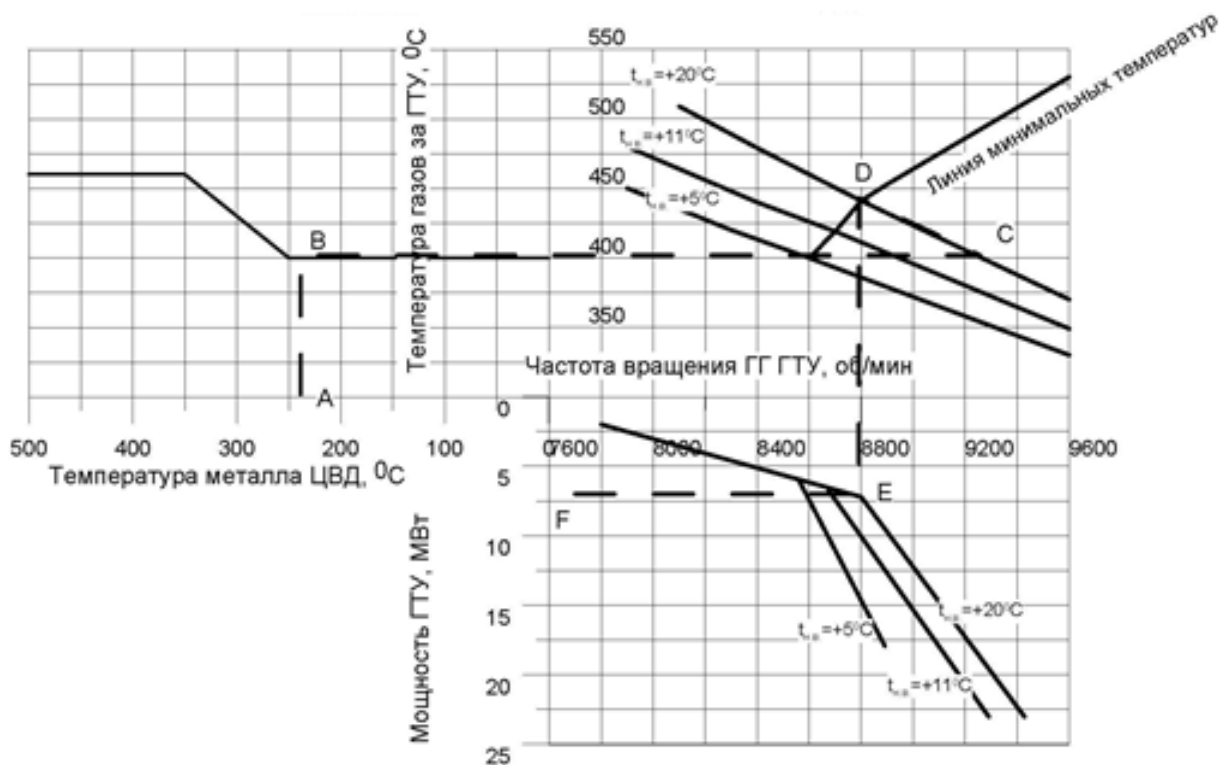


Рис. 16. Номограмма выбора начальной нагрузки ГТУ блоков ПГУ-39 и ПГУ-80

Номограммы для определения соответствующей ему нагрузки по температурному состоянию ЦВД паровой турбины для ПГУ-450 и ПГУ-39 приведены на рис. 15 и 16. Различие этих номограмм связано с особенностями кинематических схем собственно ГТУ: в ПГУ-450 они одновальные, в ПГУ-80 – со свободной силовой турбиной, а также с характеристиками компрессоров ГТУ при пусках и повышении частоты вращения ротора.

Чтобы при пуске не допускать охлаждения паровой части ПГУ, начальная температура пара должна превышать температуру металла паропровода в его контрольном сечении на выходе из котла-утилизатора. Расчетами на математи-

ческой модели паропроводов ВД блоков ПГУ-450 показано, что их предварительный прогрев со скоростями повышения температуры металла около 20 °С/мин производится при пусках из холодного состояния за 30–35 мин, неостывшего – 25 мин, горячего – 14–16 мин (рис. 17).

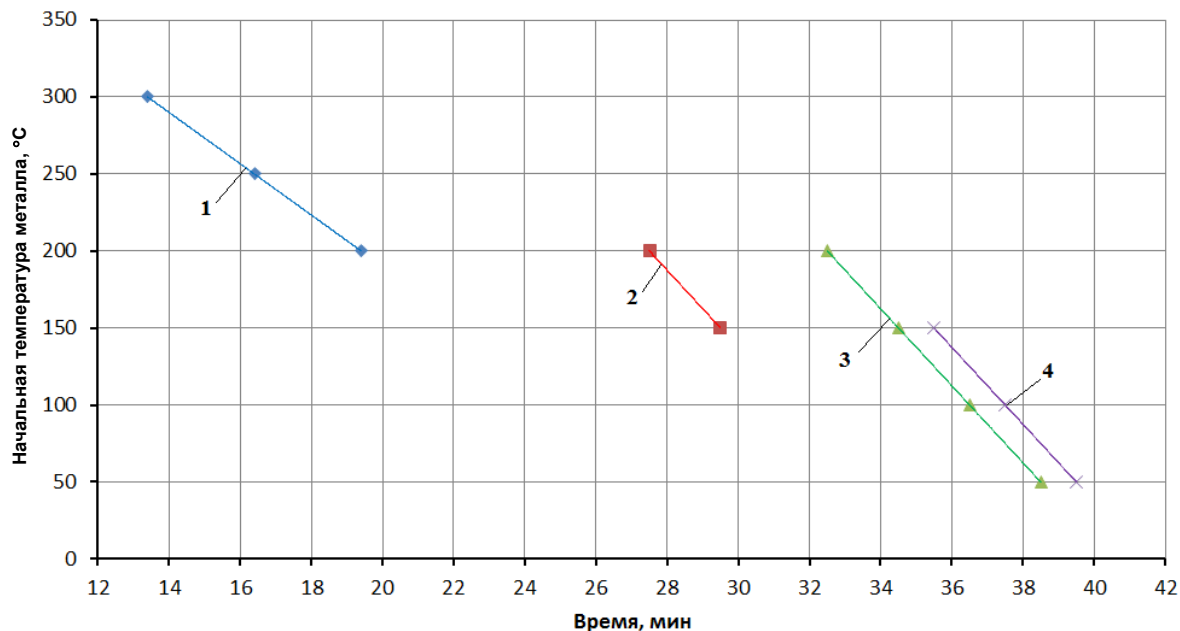


Рис. 17. Время прогрева паропровода ВД до температуры 350 °С при различных видах пуска:
1 – горячий при $T_{\text{пара}} = 450$ °С; 2 – неостывший при $T_{\text{пара}} = 450$ °С; 3 – неостывший при $T_{\text{пара}} = 400$ °С;
4 – холодный при $T_{\text{пара}} = 400$ °С

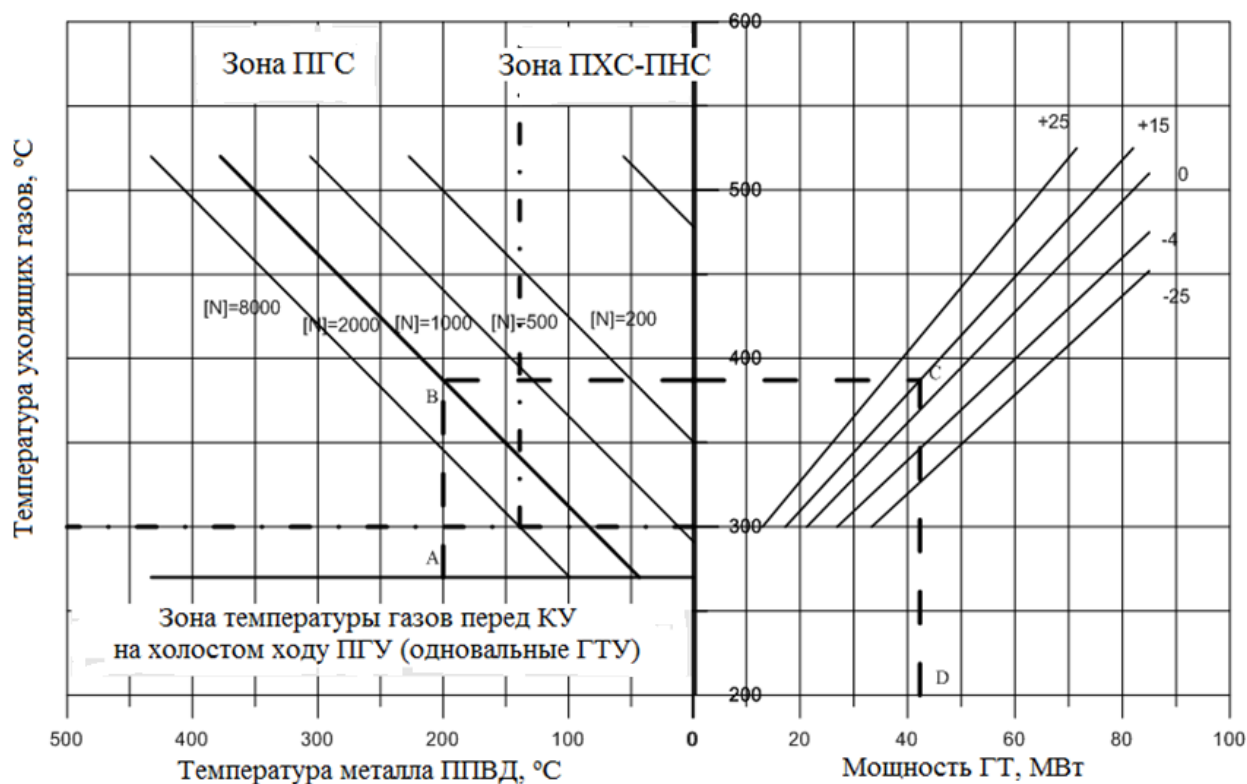


Рис. 18. Номограмма выбора начальной нагрузки газовой турбины в зависимости от температуры коллектора пароперегревателя ВД ПГУ-450Т

С учетом этого номограмма (см. рис. 15) преобразуется в приведенную на рис. 18. В ней вместо температуры корпуса ЦВД в сечении паровпуска используется температура металла выходного коллектора пароперегревателя ВД котла-утилизатора, которая определяется по температуре паропровода ВД на выходе из КУ.

В общем случае начальная нагрузка ГТУ представляется в виде зависимости мощности ГТУ от исходной температуры ЦВД ($t_{ЦВД}$), температур барабана ВД ($t_{БВД}$), выходного коллектора пароперегревателя высокого давления ($t_{КППВД}$) и наружного воздуха ($t_{нв}$) в виде:

$$N_{ГТУ0} = f(t_{ЦВД}, t_{БВД}, t_{КППВД}, t_{нв}),$$

а для первого этапа пуска при прогреве КУ и паропроводов до подачи пара в паровую турбину в виде:

$$N_{ГТУ0} = f(t_{БВД}, t_{КППВД}, t_{нв}).$$

Другим важным для выбора стартовой мощности ГТУ параметром является температура пара ВД перед подачей его в паровую турбину. Расчетный анализ термонапряженного состояния ротора высокого давления паровых турбин Т-125/150-7,4 показывает, что стартовая температура пара ВД должна быть на 120–150 °С выше температуры корпуса ЦВД при пусках из неостывшего и горячего состояний и не менее 350 °С при пусках из холодного.

При пусках ПГУ-450 по последовательной технологии подключение второго пускаемого КУ к работающему происходит, как правило, при нагрузке обеих ГТУ блока ПГУ-450 85–90 МВт, соответствующей началу открытия ВНА, когда достигается близкая к номинальной температура газов перед котлом-утилизатором, и дальнейшее нагружение газовых турбин производится при поддержании постоянной температуры газов за ГТУ открытием ВНА при увеличении расхода топлива в камеры сгорания ГТУ. Для ГТУ типа ГТЭ-160 температура пара высокого давления в паропроводах за котлами-утилизаторами может достигать 500 °С.

На рис. 19, а и б представлены графики-задания пусков из холодного состояния по последовательной и параллельной технологическим схемам.

При запуске второй ГТУ и котла-утилизатора в тех случаях, когда полублок длительное время работает под нагрузкой с неполным составом оборудования (1ГТУ+1КУ+ПТ) при номинальной температуре газов после газовой турбины, температура пара высокого давления за котлом-утилизатором и в паропроводах ВД близка к номинальной. Из-за отдачи тепла менее нагретым деталям пускаемого котла и паропроводов температура его пара перед паровой турбиной оказывается несколько ниже и составляет 460–470 °С (рис. 20), а разность температур пара по ниткам паропроводов может достигать 30–40 °С (рис. 21).

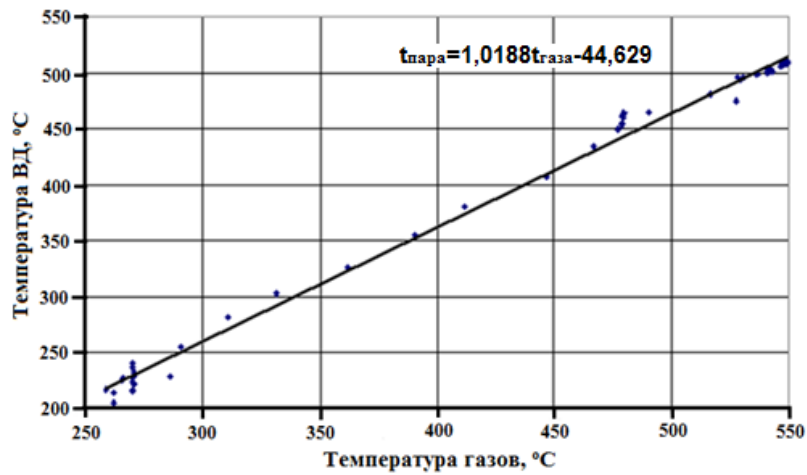


Рис. 20. Соотношение температуры газов после ГТУ и температуры пара ВД после КУ

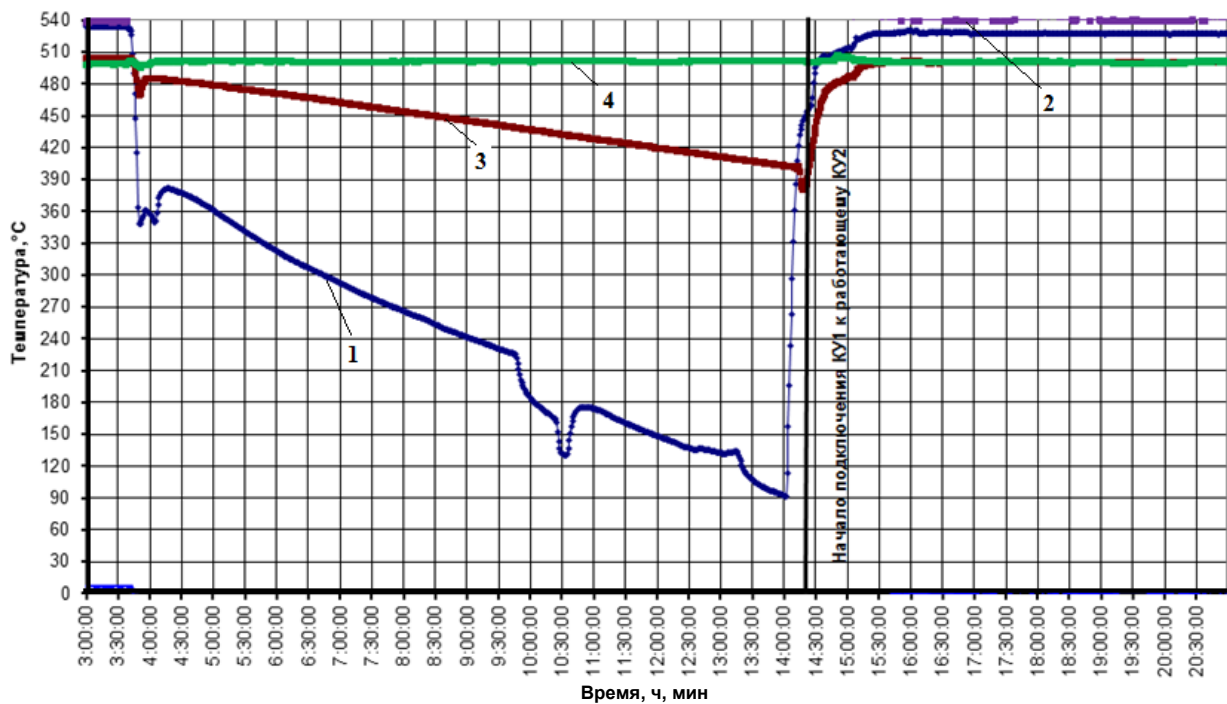


Рис. 21. Соотношение температур пара ВД до и после смешения:

1 – температура газа на входе в КУ-1; 2 – температура газа на входе в КУ-2; 3 – температура пара ВД от КУ-1 к ПТ; 4 – температура пара ВД от КУ-2 к ПТ

Подключение пара контура низкого давления к паровой турбине определено поставщиками при нагрузках паровой турбины около 30 %.

Дополнительным условием для паровых турбин типа Т-125/150-7,4 является разность температур пара в контуре и камере паровпуска низкого давления и составляет не более 35 °С, что приводит к некоторой задержке нагружения ПТ и блока. Как видно из приведенной на рис. 22 зависимости, такое условие выполняется при нагрузках ПТ этого типа 45–50 МВт, где разность температур пара (°С) в контуре НД и за 16-й ступенью ЦВД паровой турбины уменьшается до 35 °С

$$\Delta t = t_{\Pi}^{\text{НД}} - t'_{16\text{ст}}.$$

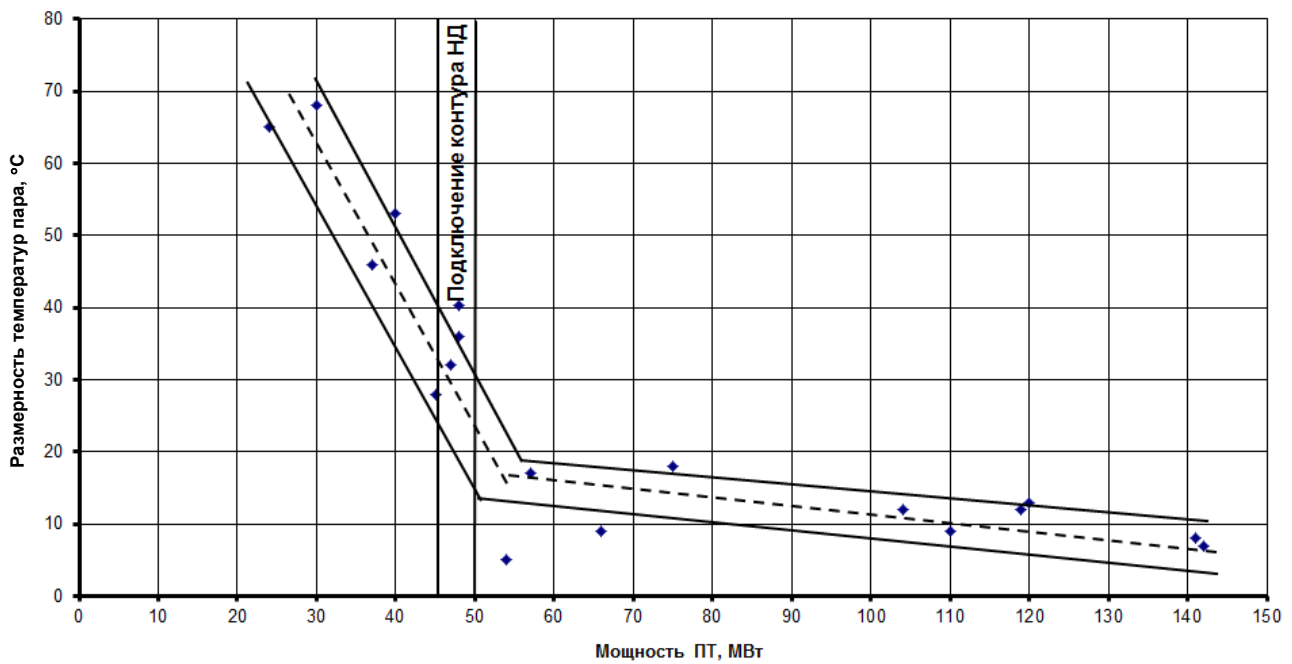


Рис. 22. Разности температур пара в контуре и камере паровпуска НД при различных нагрузках паровой турбины Т-125/150-7,4

Для паровой турбины Т-10/11-5,3 КТЗ ПГУ-39 аналогичная зависимость показана на рис. 23. Подключение пара контура НД к паровой турбине и в этом случае производится при нагрузке около 30 % номинальной.

В основу исследований характеристик маневренности ПГУ была положена методология проведения режимных испытаний, включающая все необходимые мероприятия для получения исходных данных о температурном состоянии и скоростях изменения температуры металла и пара паросиловой части ПГУ для последующего расчетного анализа надежности толстостенных элементов котла-утилизатора паропроводов и деталей паровой турбины.

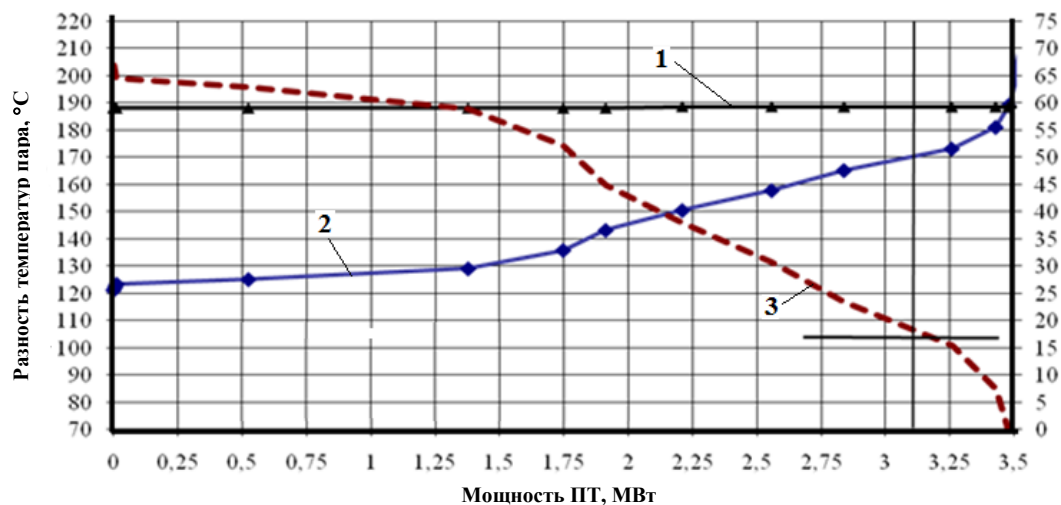


Рис. 23. Температуры пара в контуре и камере паровпуска НД при различных нагрузках паровой турбины Т-10/11-5,3:

1 – температура пара за 8-й ступенью; 2 – температура пара НД; 3 – разность температур пара в контуре и камере подвода

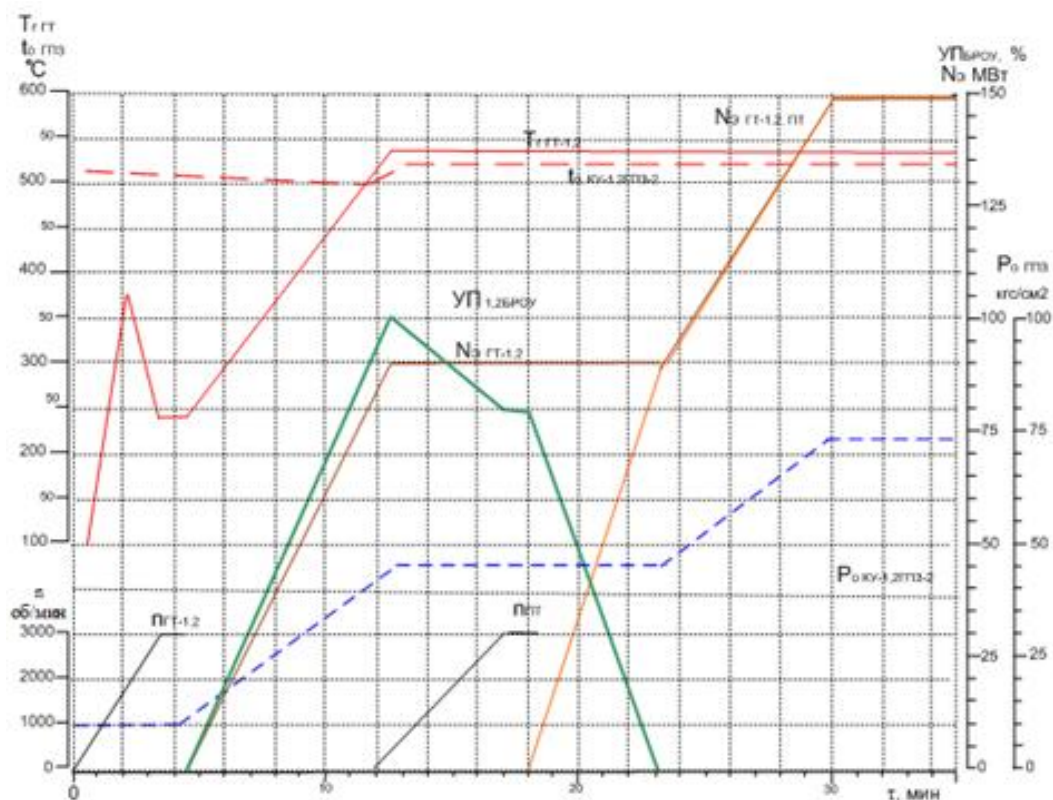


Рис. 24. Пуск из горячего состояния блока ПГУ-450 при параллельной схеме пуска ГТУ

В результате режимных испытаний действующих ПГУ разработаны пути сокращения продолжительности пусков из горячего состояния до 30 мин, выразившиеся в соответствующих графиках-заданиях (рис. 24).

В четвертой главе представлены результаты исследования режимов эксплуатации ПГУ мощностью 450 и 80 МВт под нагрузкой.

Блок ПГУ-450 на номинальном режиме развивает мощность 460 МВт (ГТУ – около 155 МВт, $\sum N_{ГТУ} = 310$ МВт; ПТ – более 150 МВт). КПД ПГУ составляет 50,3 %, расходы отработавших в каждой ГТУ газов на входе в котел-утилизатор 510 кг/с, их температура 530 °С. При охлаждении газов в двух КУ генерируется и перегревается 450 т/ч пара высокого давления с температурой 510 °С и 50 т/ч пара низкого давления с температурой 215 °С.

Зависимости основных параметров и показателей от нагрузки ПГУ приведены на рис. 25.

На номинальном режиме при температуре наружного воздуха 15 °С блок ПГУ-80 с два ГТУ развивает мощность ~80 МВт (ГТУ – 28,5 МВт, $\sum N_{ГТУ} = 57$ МВт; ПТ – более 23 МВт). Зависимости основных параметров и показателей от нагрузки ПГУ на рис. 26.

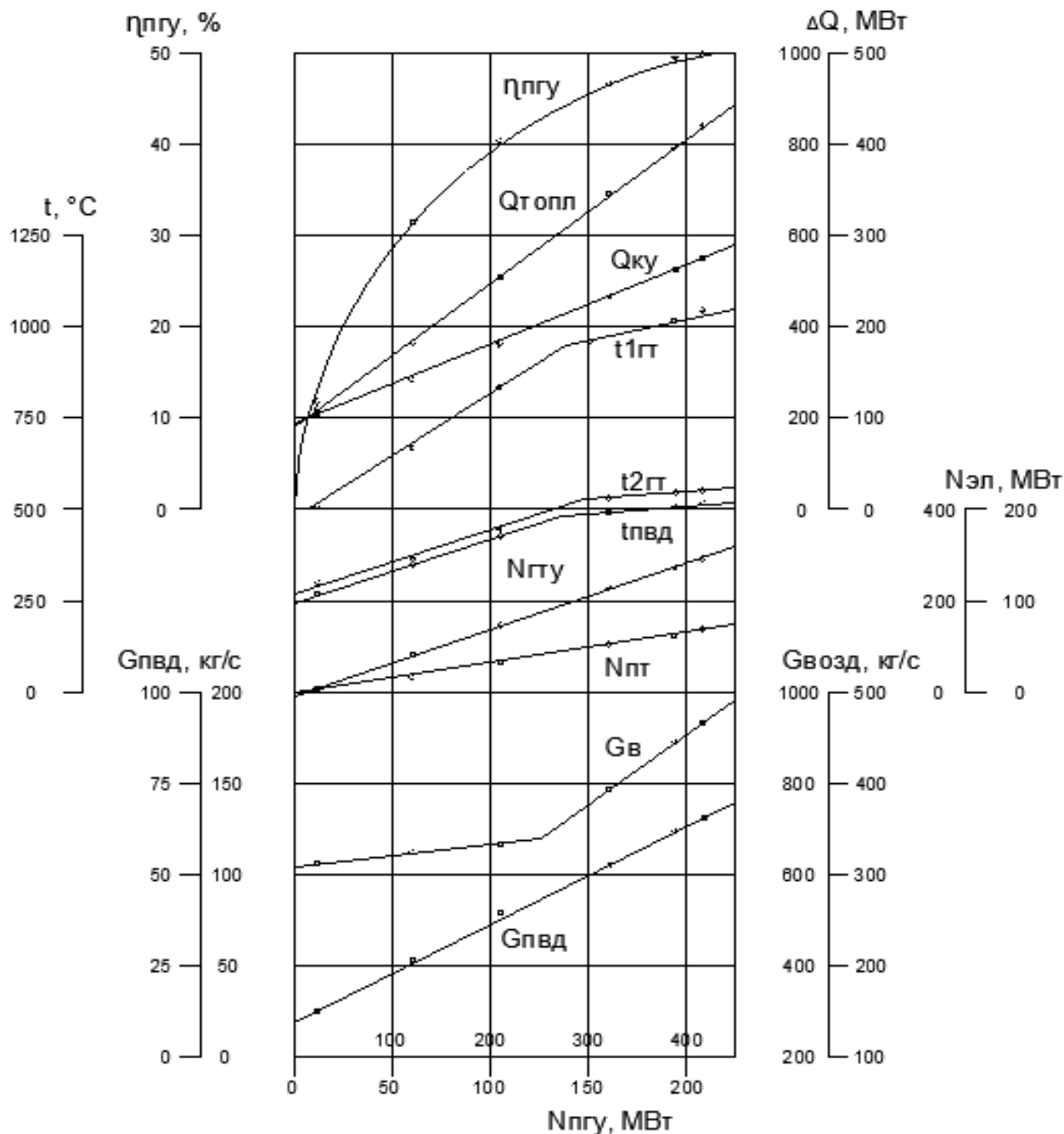


Рис. 25. Зависимость основных параметров и показателей от нагрузки ПГУ-450

КПД ПГУ составляет 47,5 %; расход отработавших в каждой ГТУ газов на входе в канал-утилизатор 90 кг/ с; их температура 515 °С. При охлаждении газов генерируется и перегревается до 470 °С в двух КУ 75 т/ч пара высокого и 15 т/ч низкого давления с температурой 220 °С.

Характеристикой маневренности ПГУ является регулировочный диапазон нагрузок $\Delta N_{рд} = N_{ном} - N_{мин}$ и связанные с этим понятием технологический максимум и минимум нагрузки, технический минимум нагрузки и ограничения мощности.

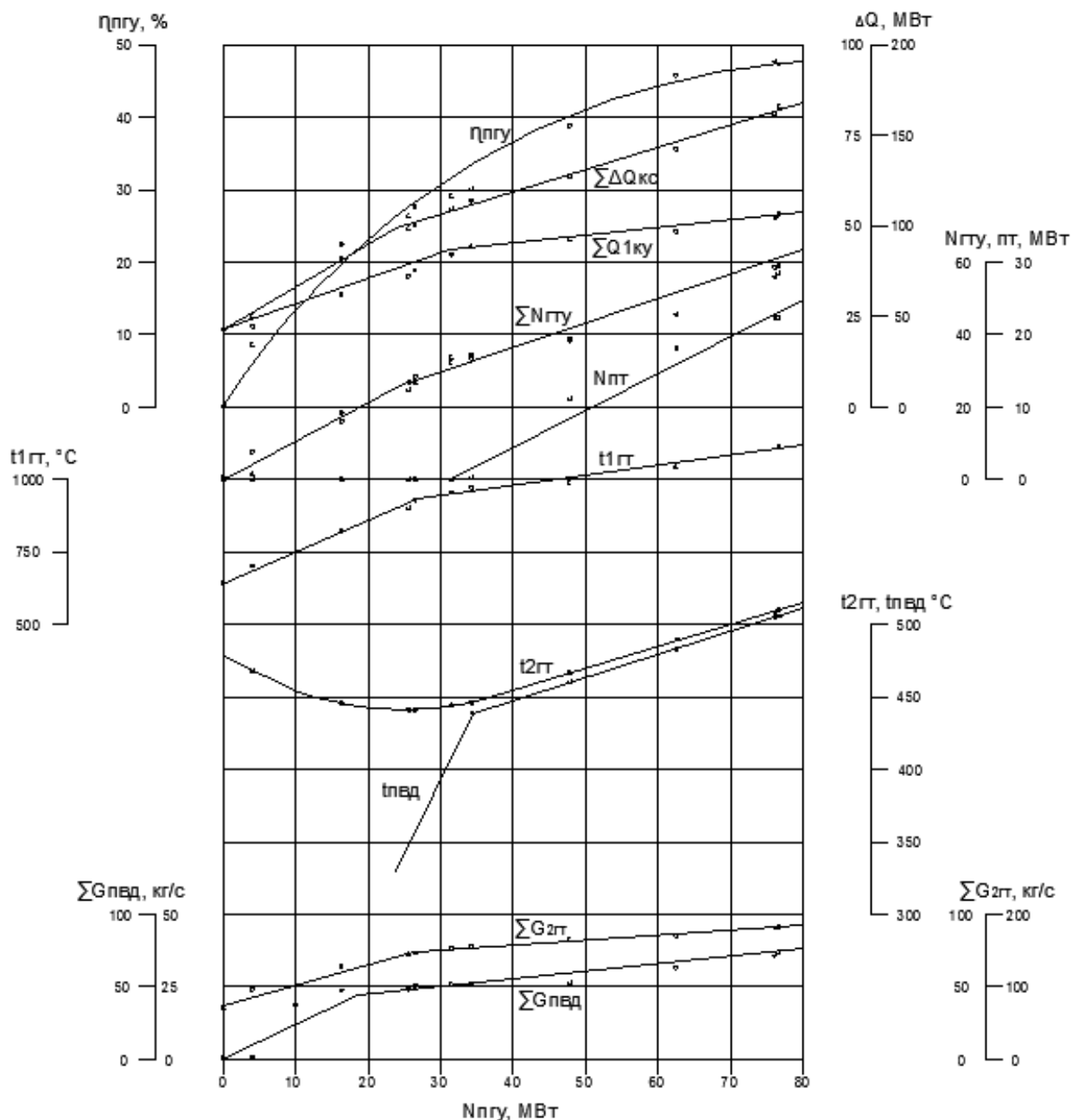


Рис. 26. Зависимость основных параметров и показателей от нагрузки ПГУ-80

Для ПГУ вследствие существенного влияния на мощность ГТУ температуры наружного воздуха номинальное и максимальное значения мощности и верхняя граница регулировочного диапазона нагрузок будут возрастать с понижением температуры (рис. 27).

Ограничениями при низких зимних температурах является рост механических напряжений в лопатках газовой турбины и перегрузка электрогенератора. При температурах $-5\text{ }^{\circ}\text{C} < t_{нар} < +5\text{ }^{\circ}\text{C}$ и высокой влажности (более 80 %) наружного воздуха возникает опасность образования льда на деталях всасывающего тракта и лопатках первой ступени компрессора. Предотвращение ее путем перепуска сжатого воздуха с выхода на вход в компрессор вызывает снижение мощности и КПД ГТУ и ПГУ.

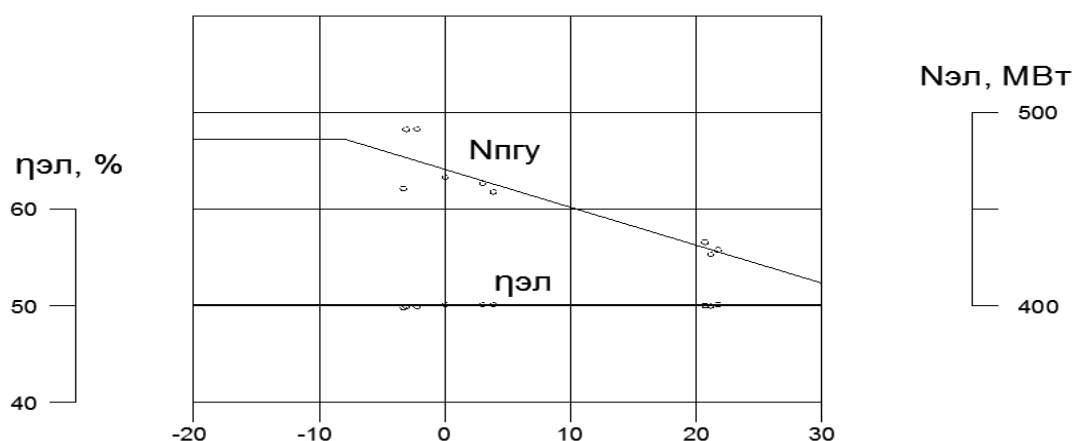


Рис. 27. Зависимость мощности и КПД ПГУ-450 от температуры наружного воздуха

При снижении температуры наружного воздуха до $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ мощность ГТЭ-160 повышается до 170 МВт вследствие увеличения расхода воздуха и относительного снижения работы сжатия в компрессоре. При более низких наружных температурах мощность ГТУ ограничивается по прочностным соображениям путем прикрытия ВНА компрессора и сохранения примерно постоянного расхода воздуха.

Диапазон частичных нагрузок, которые реализуются при постоянной температуре газов перед котлом, при этом уменьшается, а технологический минимум нагрузки растет.

Ограничения технологического минимума связаны, прежде всего, с экологическими обстоятельствами. Для снижения выбросов оксидов азота на рабочих режимах ГТУ в их камерах сгорания осуществляется кинетическое сжигание топливовоздушной смеси, приготовленной с высокими избытками воздуха. При увеличении избытков воздуха, которое происходит при снижении нагрузки, устойчивость такого горения может нарушаться. Поэтому чего при нагрузках 80–90 МВт производится переключение потоков топлива в камеры сгорания так, чтобы оно смешивалось с воздухом в объеме горения, а процесс горения носил диффузионный характер. Выбросы оксидов азота при этом резко возрастают (рис. 28).

Техническими условиями на поставку паровой турбины для ПГУ-450 неограниченная по времени работа блока в пределах регулировочного диапазона нагрузок не должна приводить к снижению температуры пара высокого давления до $420\text{ }^{\circ}\text{C}$. С учетом допускаемых в паросиловых энергоблоках на квазистационарных режимах колебаний температуры пара в $\pm 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и разницы температур газов перед котлом-утилизатором и пара на выходе из него, равной при пониженных нагрузках $20\text{--}25\text{ }^{\circ}\text{C}$, температура отработавших в ГТУ газов на нижней границе регулировочного диапазона не должна быть ниже $460\text{--}465\text{ }^{\circ}\text{C}$.

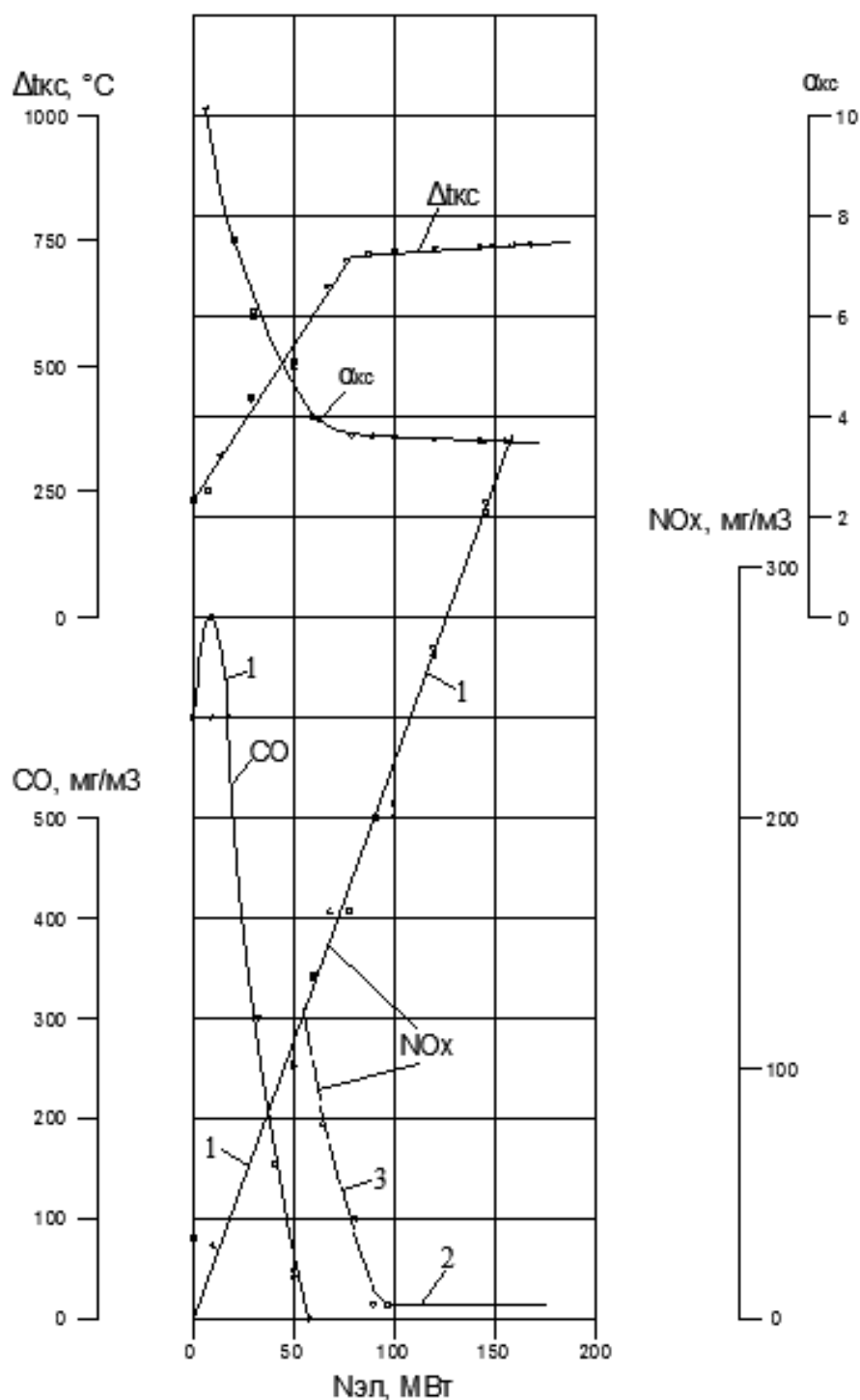


Рис. 28. Условия работы камеры сгорания ГТЭ-160 и концентрация NO_x и CO в продуктах сгорания при различных режимах:

1 – диффузионный; 2 – кинетический; 3 – переходный

В действительности, снижение температуры отработавших в ГТУ газов при снижении мощности газовой турбины после полного прикрытия ВНА, приводящее к соответствующему снижению температуры пара высокого давления, не создает при работе парового контура на скользящем давлении опасности эрозионного износа рабочих лопаток последней ступени паровой турбины, т. к. влажность пара там не растет, а уменьшается (рис. 29).

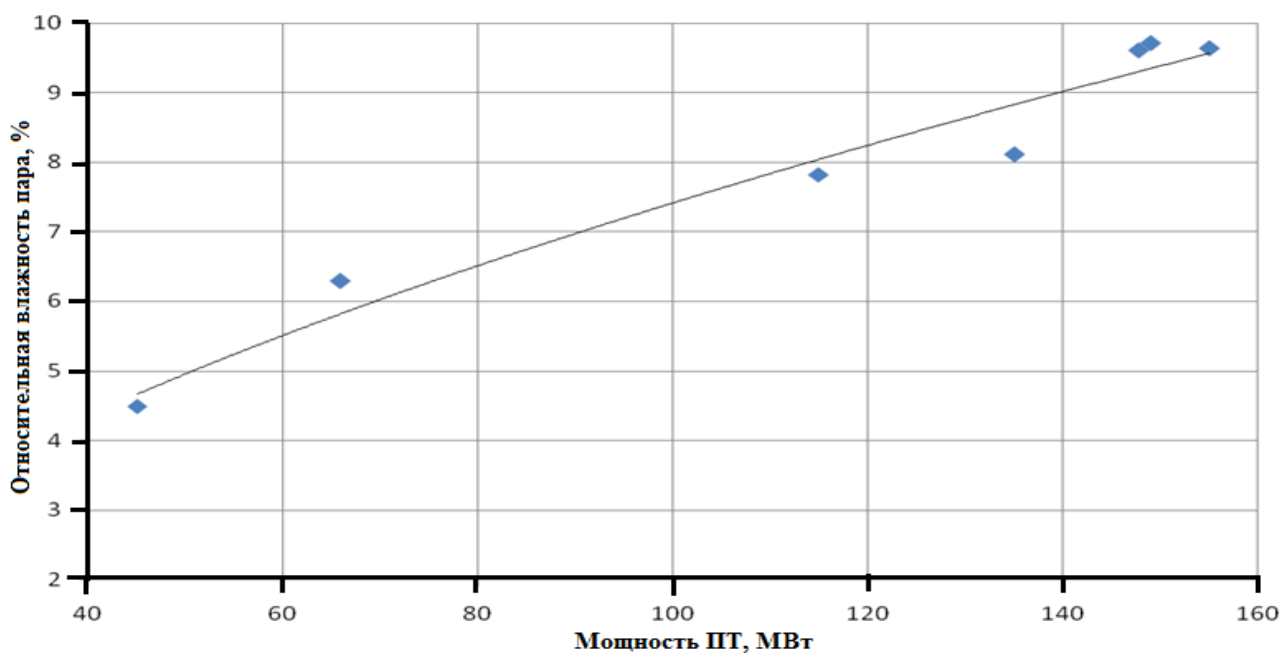


Рис. 29. Зависимость относительной влажности за последней ступенью от мощности ПТ Т-125/150-7,4 при работе на скользящем давлении пара ВД

Предельными оказываются температуры газов, при которых генерация пара приемлемых параметров в котле-утилизаторе становится просто невозможной.

По экономическим соображениям ПГУ-450 целесообразно эксплуатировать на режимах с КПД $\geq 40\%$, более высокими, чем например на газомазутных паровых энергоблоках СКД, и соответствующими нагрузками ПГУ $N_{\text{ПГУ}} \geq 0,4N_{\text{ПГУном}}$, или ≥ 200 МВт при полной схеме и ≥ 100 МВт в режиме полублока (см. рис. 25). КПД ПГУ выше 35 % сохраняется до нагрузок 150 и 70 МВт соответственно. Принципиальных технических препятствий для снижения нагрузок до такого уровня нет.

Выполненные при проведении работы испытания показали, что скорости изменения нагрузки ГТУ и паровой турбины не одинаковы. Например, в ПГУ-450 при скорости изменения нагрузки ГТЭ-160, равной 11 МВт/мин, в ПТ она составляет 5–7 МВт/мин из-за влияния тепловой инерции парового тракта КУ. Суммарная скорость изменения мощности блока ПГУ-450 составляет 27–29 МВт/мин.

Усреднение допустимой скорости изменения нагрузки уменьшает маневренные возможности ПГУ, т. к. в начале переходного процесса допустимы значительно большие скорости до достижения предельно допустимых напряжений в критических деталях. После этого повышение нагрузки должно производиться со скоростью, при которой эти напряжения остаются на допустимом уровне.

В целом полученный на различных ПГУ опыт позволяет рекомендовать следующие количественные показатели маневренности парогазовых установок:

- нижний предел регулировочного диапазона (технологический минимум) – 50 % номинальной мощности ПГУ;
- технический минимум нагрузки, в % номинальной мощности ПГУ, при схемах: 1ГТУ + 1ПТ – 50 %; 2ГТУ + 1ПТ – 25 %; 3ГТУ + 1ПТ – 17 %;
- скорость изменения нагрузки в пределах регулировочного диапазона – 6–8 % номинальной мощности ПГУ в минуту;
- расчетное количество циклов изменения нагрузки за срок службы – не менее 20000. Причем, при изменениях нагрузки в пределах регулирования ВНА ГТУ, т. е. при неизменной температуре выхлопных газов, количество циклов вообще не ограничено.

Для парогазовых установок определение скорости изменения мощности в пределах регулировочного диапазона должно пониматься иначе, чем для паросиловых энергоблоков ТЭС. В ПГУ паровая турбина, работающая обычно со скользящим давлением пара в паровом тракте и выполненная с дроссельным парораспределением, разгружается параллельно с газовыми турбинами, но с меньшей скоростью из-за тепловой инерции пароводяного тракта и аккумулирующей способности котлов-утилизаторов.

Схемы ПГУ с использованием двух (трех) ГТУ и котлов-утилизаторов с одной паровой турбиной позволяют значительно расширить регулировочный диапазон нагрузок путем перехода на режим с остановом одной (или двух) ГТУ, в то же время паровая турбина должна нормально работать с минимальными мощностями.

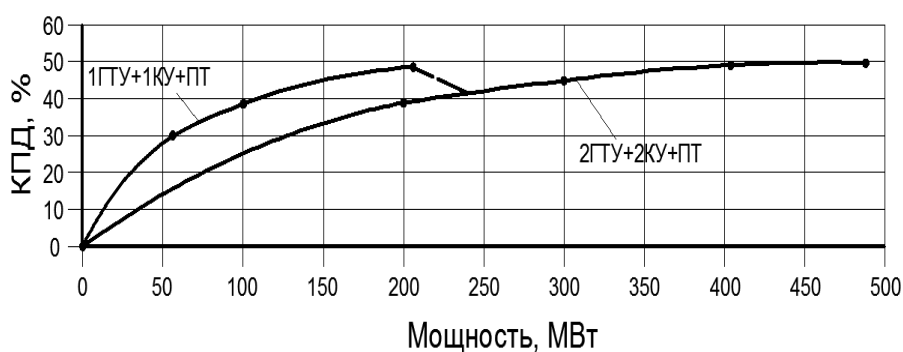


Рис. 30. Зависимости КПД ПГУ-450 от нагрузки при работе по полной схеме и с остановом одной ГТУ

Возникающие при этом режимы работы ПГУ можно классифицировать как технический минимум нагрузки с отключением части оборудования (одной или двух ГТУ) и снижением мощности оставшегося в работе по схеме 1ГТУ+1ПТ.

Такой подход позволяет существенно повысить КПД ПГУ при небольших нагрузках (рис. 30) и рационально использовать то, что в тепловую схему ПГУ

включено оборудование, которому свойственны различные ограничения минимально допустимых нагрузок:

ГТУ – по экологическим и технико-экономическим показателям;
котлов-утилизаторов – по надежности гидравлического режима;
паровых турбин – по надежности и экономичности.

Влияющим фактором при эксплуатации ПГУ в регулировочном диапазоне является система антиобледенения. На блоках типа ПГУ-450 она выполнена с отбором воздуха за последней ступенью компрессора ГТУ и рециркуляцией его на вход в комплексную воздухоочистительную установку (КВОУ) перед компрессором для подогрева воздуха перед фильтрами и первыми ступенями компрессора. Включение в работу производится открытием регулирующего клапана на трубопроводе рециркуляции в диапазоне температур наружного воздуха от -5 до 5 °С при относительной влажности более 80 %.

Влияние антиобледенительных устройств может отличаться в зависимости от их конструкции и принципа действия. Использование воздуха из компрессора ГТЭ-160 при включении в работу антиобледенительного устройства в диапазоне температур наружного воздуха $-5 \dots +5$ °С вызывает снижение мощности двух ГТУ на 15–18 МВт и соответствующее снижение мощности ПГУ, показанное на рис. 31.

В ГТУ других типов, например GT13E2, используется промежуточный контур нагрева, в котором греющей средой является обратная сетевая вода с температурой 50–70 °С. В этом случае наружный воздух подогревается без вмешательства в работу ГТУ, потери при работе таких антиобледенительных систем снижаются.

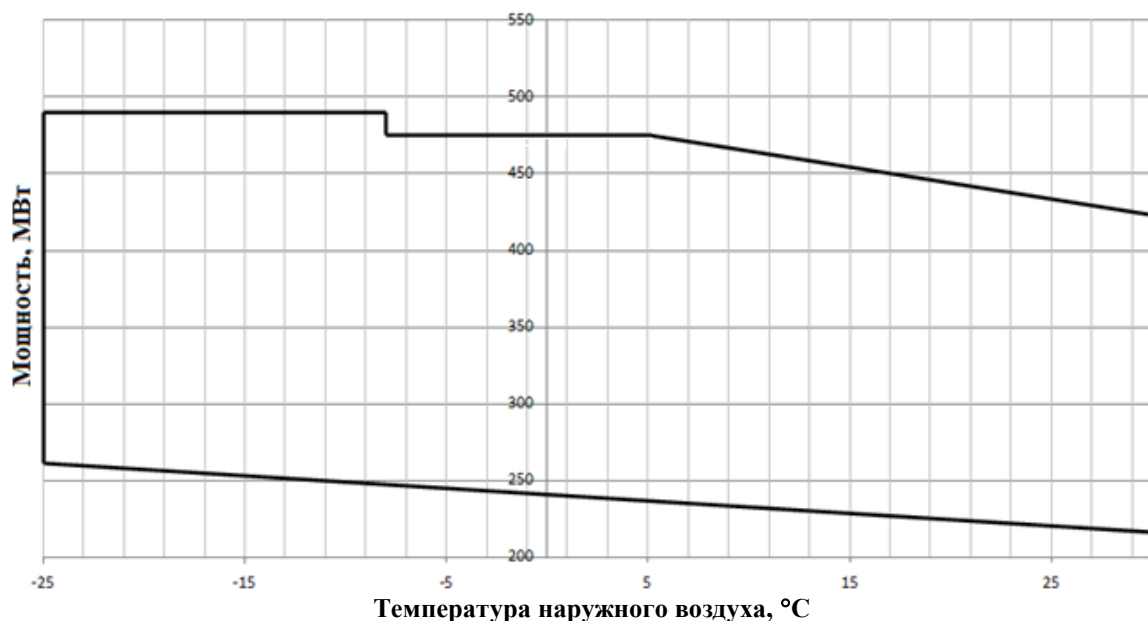


Рис. 31. Регулировочный диапазон нагрузок энергоблока ПГУ-450Т в конденсационном режиме с учетом влияния антиобледенительного устройства

Скорости изменения нагрузки ПГУ в пределах регулировочного диапазона нагрузок определяются скоростями изменения мощности газовых турбин, при которых ограничения скорости изменения нагрузки оборудованием КУ и ПТ отсутствуют.

На теплофикационных режимах верхняя граница регулировочного диапазона нагрузок понижается из-за уменьшения мощности паровой турбины соответственно количеству пара отобранного для нагрева сетевой воды.

Для ПГУ-450 зависимость мощности паровой турбины Т-125/150-7,4 от давления пара в отборе на ПСГ-2 представляется в виде

$$N_{ПТ} = N_{ПТ\text{ К}} - 21,26 \cdot p_{отб},$$

а мощности блока в виде

$$N_{ПГУ} = \Sigma N_{ГТУ} + N_{ПТ\text{ К}} (1 - 0,141p_{отб}).$$

Значения максимальной мощности блока представлены на рис. 32.

Паровая часть бинарных ПГУ эксплуатируется, как правило, со скользящим давлением пара ВД, а паровые турбины таких ПГУ выполняются без регулирующей ступени, с дроссельным парораспределением.

Режимы переменного (скользящего) давления в паровом контуре ПГУ характеризуются постоянным положением регулирующих клапанов паровой турбины и изменением давления пара в контурах КУ при изменениях расхода топлива в камеры сгорания газовых турбин.

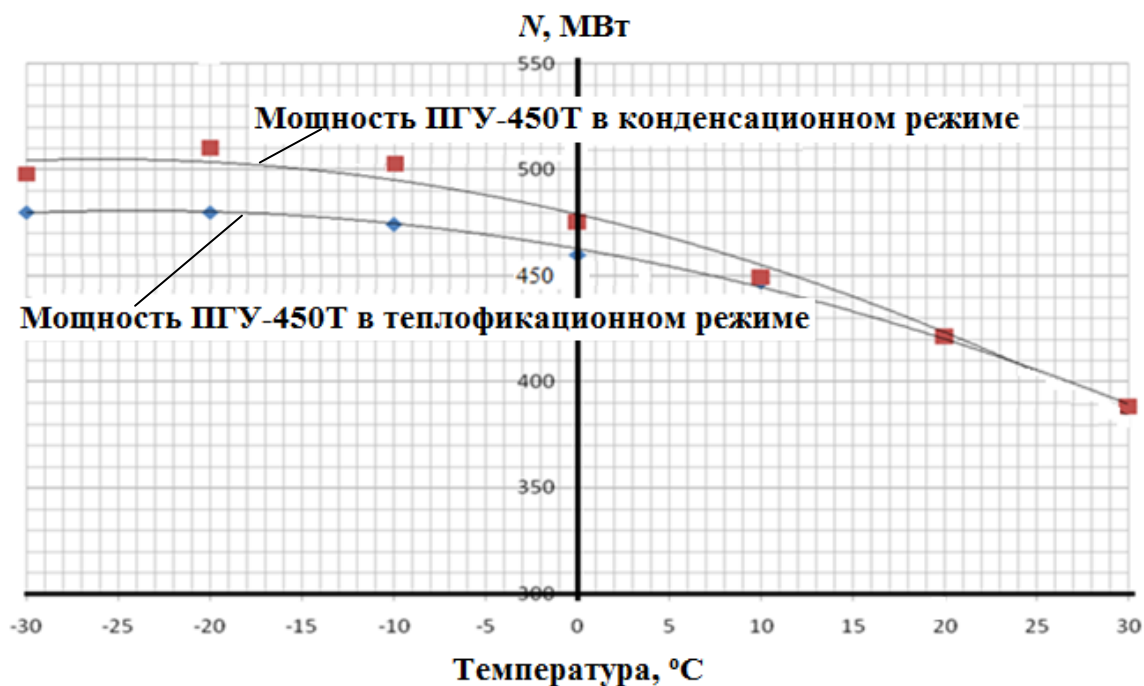


Рис. 32. Изменение мощности паровой турбины ПГУ-450Т в конденсационном и теплофикационном режимах в зависимости от температуры наружного воздуха

Как сопловое, так и дроссельное парораспределение паровой турбины позволяют обеспечить достаточно высокие экономические показатели во всем диапазоне изменения нагрузки паровой турбины и энергоблока в целом.

Выигрыш от использования дроссельного парораспределения при работе паровой турбины ПГУ на сниженных нагрузках и скользящем давлении в контуре ВД определяется меньшими потерями в регулирующих клапанах и первой ступени, что делает его предпочтительным.

При использовании скользящего давления в контуре низкого давления и работе с полным открытием регулирующих клапанов НД минимальная нагрузка паровой турбины ПГУ может быть ниже, чем при использовании скользящего давления только в контуре ВД.

Динамические характеристики ПГУ

Устойчивость ПГУ при нанесении тех или иных возмущений зависит от:

скорости изменения нагрузки в эксплуатационном режиме (в пределах регулировочного диапазона нагрузок);

способности ПГУ и ее отдельных электрогенераторов удерживать нагрузку собственных нужд или холостой ход после сбросов нагрузки;

способности быстро изменять мощность при отклонениях частоты сети от номинальной в ту или иную сторону.

Динамические свойства ПГУ характеризуются главным образом изменением мощности ГТУ в качестве ее реакции на возмущение по топливу, которая быстра и практически безынерционна. В то же время паровая турбина воспринимает возмущения через котел-утилизатор с некоторым запаздыванием, связанным с его тепловой инерцией, вследствие которой возмущение по топливу приводит сначала к изменению мощности ГТУ и лишь через некоторое время к изменению мощности генератора ПТ.

Эксплуатация ПГУ в режиме постоянной готовности к компенсации изменений частоты сети в энергосистеме требует соответствующего снижения мощности энергоблока для создания ее резерва. Паровая турбина при этом должна иметь некоторый запас на открытие регулирующих клапанов (РК) для изменения мощности при изменении частоты сети.

При сопловом парораспределении такой запас на открытие РК не вызывает заметного снижения экономичности ПТ из-за парциального подвода пара, а при дроссельном – наоборот, потребует некоторого дополнительного прикрытия РК. При этом, например, характеристика парораспределения ВД турбины Т-125/150-7,4, используемой в ПГУ-450Т такова, что прикрытия РК ВД со 100 до 85 % практически не влияет на ее мощность и температуру пара в проточной части и позволяет эксплуатировать турбину с не полностью открытыми регулируемыми клапанами также без заметных потерь экономичности.

При испытаниях на сброс нагрузки оборудования ПГУ с одновальными ГТУ эти ГТУ и паровая турбина во всех случаях сохраняли номинальную частоту вращения и готовность к включению их генераторов в сеть и последующей работе под нагрузкой (повышение частоты вращения ГТУ и ПТ не превышало 4,5 % номинальной).

При сбросах нагрузки двухвальных ГТУ (в составе ПГУ-39 или ПГУ-80) с отключением их генераторов от сети и удержанием ГТУ на холостом ходу характерные для этих ГТУ температуры отработавших газов позволяют сохранять паровую турбину под нагрузкой около 30 % и удерживать собственные нужды блока и станции благодаря паровой турбине (рис. 33).

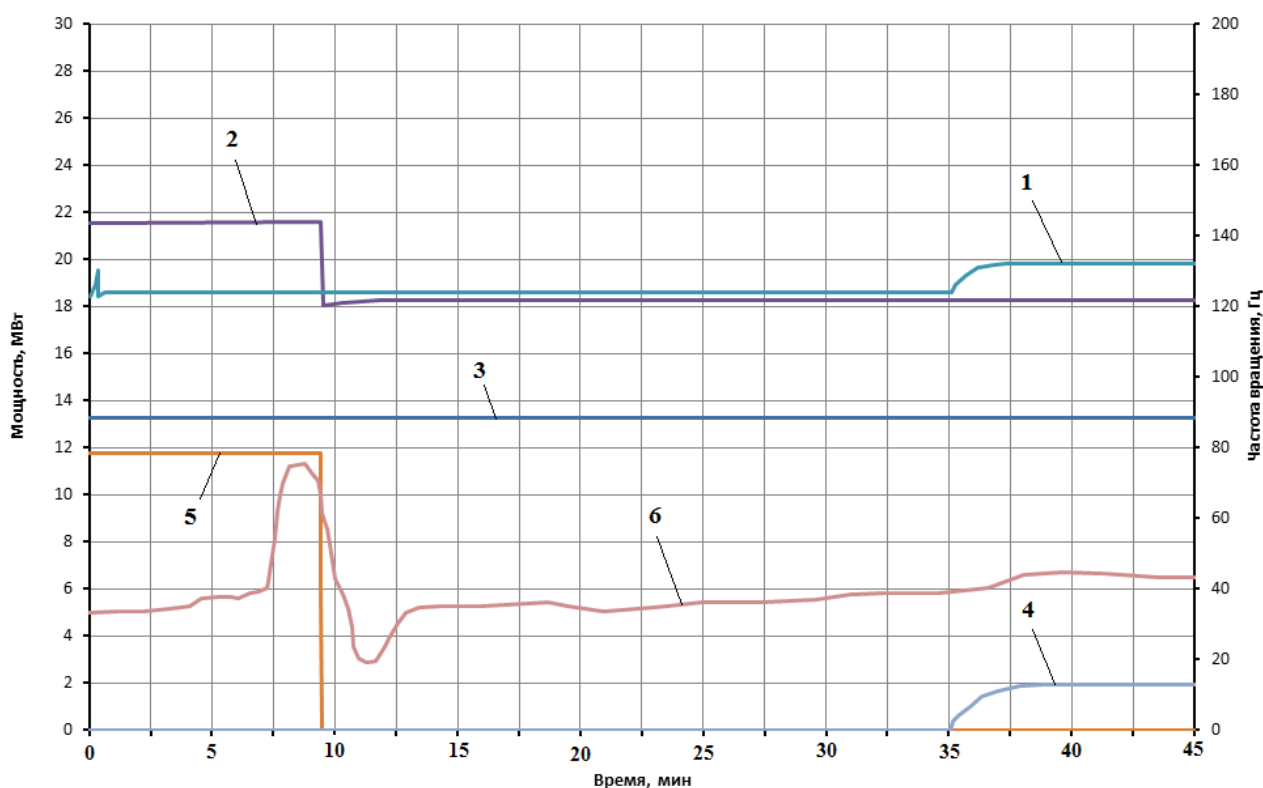


Рис. 33. Сброс нагрузки двух ГТУ блока ПГУ-80 с удержанием нагрузки собственных нужд генератором паровой турбины:

1 – частота вращения ГТУ1; 2 – частота вращения ГТУ2; 3 – частота вращения ПТ; 4 – мощность ГТУ1; 5 – мощность ГТУ2; 6 – мощность ПТ

При сбросах полной нагрузки в некоторых элементах пароводяного тракта возникают большие градиенты температур и температурные напряжения, вызывающие значительное накопление повреждаемости и истощение их ресурса.

В табл. 8 приведены результаты расчета циклической прочности выходного коллектора пароперегревателя ВД блока ПГУ-450Т при сбросах нагрузки.

**Результаты расчета малоциклового усталости выходного коллектора
пароперегревателя ВД КУ ПГУ-450 при сбросах нагрузки**

Режим	Сброс нагрузки и пуск из различных состояний		
	холодного	неостывшего	горячего
σ_a , МПа	260,55	252,46	208,08
t_p , °C	502,9	505,90	502,91
[N]	1280	1348	2689
$N_{2 \cdot 10^5}$	≤ 141	≤ 213	≤ 425
Число сбросов нагрузки за год	≤ 3	≤ 5	≤ 10

Переходный процесс при сбросе нагрузки блока ПГУ-450Т без отключения одной ГТУ от сети с сохранением на ней нагрузки собственных нужд и работающим остальным оборудованием блока иллюстрируется рис. 34. Возмущение, вызванное резким изменением количества тепла, поступающего от этой ГТУ в котел-утилизатор после сброса нагрузки, хотя и привело к снижению давления пара в БВД на 3–3,5 МПа, однако не вызвало аварийной ситуации.

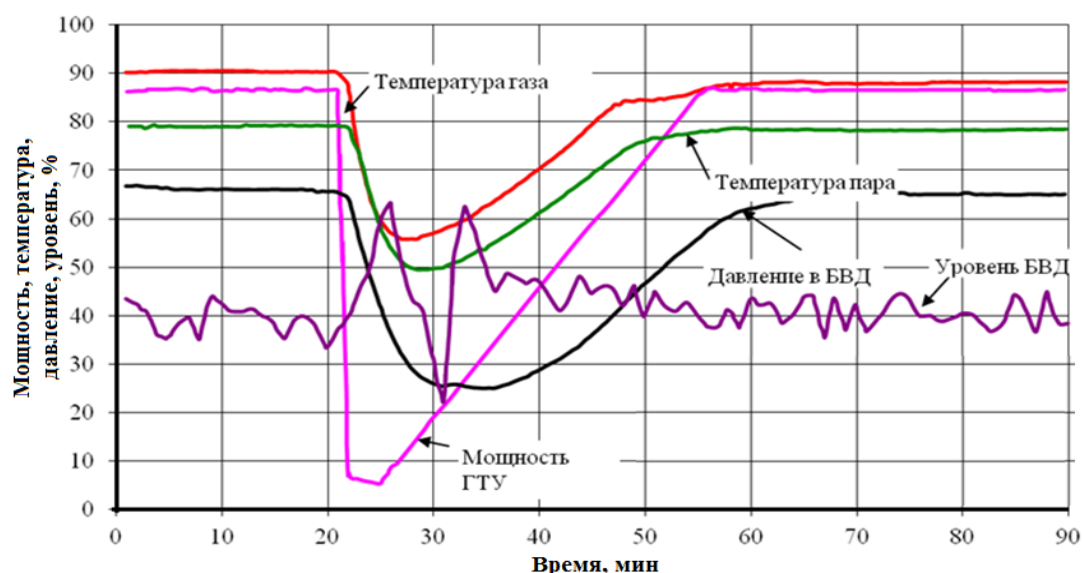


Рис. 34. Сброс нагрузки одной ГТУ блока ПГУ-450Т

Как видно из рис. 34 через 4 мин после сброса нагрузки генератор ГТУ был успешно включен в сеть и ГТУ нагружена до базовой нагрузки.

Расхолаживание паровой турбины и паропроводов ПГУ

Продолжительность естественного остывания паровых турбин энергоблоков 200–300 МВт до температуры горячих цилиндров 150–170 °С, при которой возможна разборка тепловой изоляции и ремонт турбины, может достигать 150–200 ч.

При разгрузке ПГУ-450Т температуры поступающих в котел-утилизатор газов и соответственно пара высокого давления снижаются до 250 °С. Это позволяет значительно быстрее, чем на паровых установках, расхолаживать оборудование.

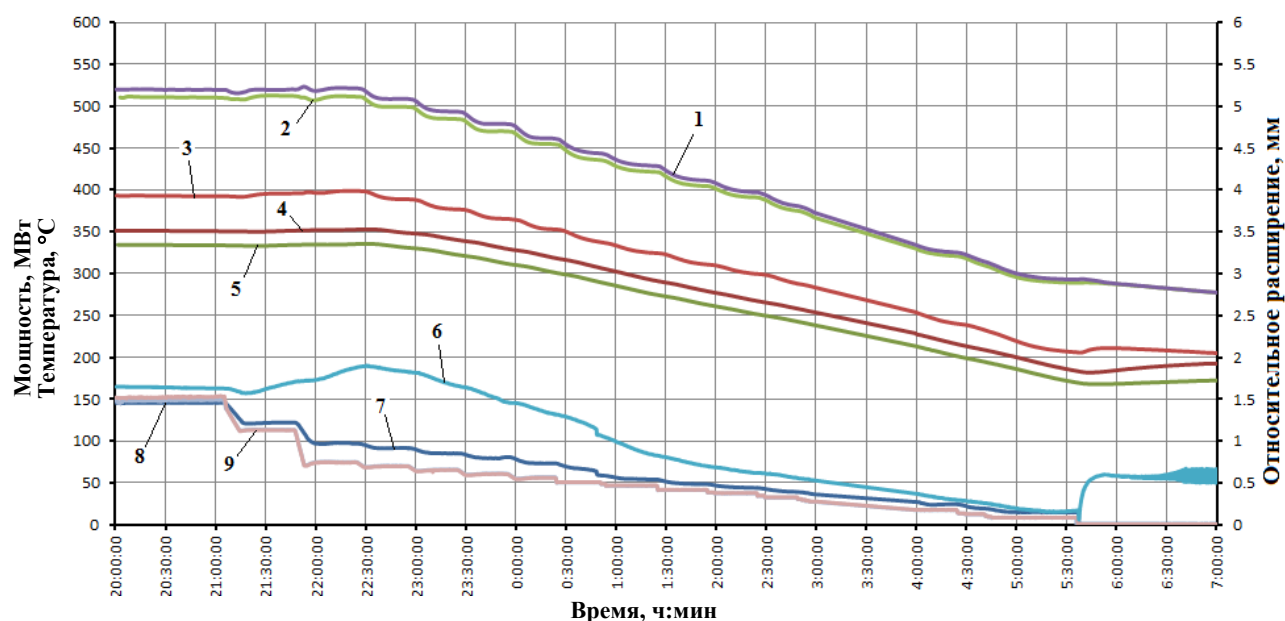


Рис. 35. Расхолаживание паром под нагрузкой паропроводов и паровой турбины при останове блока № 4 ПГУ-450 ТЭЦ-22 Южная ТГК-1:

1 – температура свежего пара от КУ-2 перед ГПЗ2; 2 – температура свежего пара перед ГПЗ2 КУ-1; 3 – температура металла внутреннего корпуса ЦВД; 4 – температура металла низа ЦВД в зоне паровпуска ВД; 5 – температура металла верха ЦВД в зоне паровпуска ВД; 6 – относительное расширение ротора ЦВД; 7 – активная мощность генератора ПТ; 8 – активная мощность генератора ГТУ1; 9 – активная мощность генератора ГТУ2

Эффективность принудительного расхолаживания паропроводов и паровой турбины паром под нагрузкой при останове блока ПГУ-450Т иллюстрируется рис. 35. Для снижения температуры ЦВД до 170 °C требуется 7–9 ч.

Выводы

Экспериментальное и расчетное исследование работы головных бинарных ПГУ разных типов и их оборудования на пускоостановочных режимах под нагрузкой, проведение на этой основе пусконаладочных работ и разработка эксплуатационной документации обеспечили все требования поставщиков и надежную регулярную эксплуатацию новых для отечественных электростанций электроустановок.

Для достижения этих результатов, кроме исследований на промышленных объектах, были разработаны физические модели и проведено компьютерное моделирование прочности и долговечности (расходования ресурса) критических узлов паровой части ПГУ, испытывающих наибольшие теплосмены при изменениях режимов. К числу их относятся: барабаны ВД, выходные высокотемпературные коллекторы ВД и СД, коллекторы экономайзера котлов-утилизаторов, корпуса стопорных клапанов, перепускные трубы, цилиндр и ротор ВД паровой турбины, высокотемпературные паропроводы и тройники на них.

Для идентификации моделей и результатов расчета использовались полученные на объектах экспериментальные данные и характеристики.

Использование при моделировании современных вычислительных методов и программ позволило получить существенно менее консервативные, чем ранее для паровых энергоблоков результаты.

При выполнении диссертации впервые получены закономерности, характеризующие связь параметров и показателей бинарных ПГУ с преобладающей долей мощности высокотемпературных газовых турбин на пускоостановочных и рабочих режимах, обогатившие теоретические знания в области схем, режимов эксплуатации, алгоритмов управления и ресурса критических деталей оборудования ПГУ.

На их основе разработаны режимные, конструктивные и схемные мероприятия, устраняющие обнаруженные при освоении бинарных ПГУ трудности и позволяющие оптимизировать их схемы, оборудование и технологию эксплуатации с существенным повышением маневренности без уменьшения ресурса и готовности ПГУ:

1. На отечественных электростанциях освоены и нормально эксплуатируются бинарные ПГУ с преобладающей долей мощности высокотемпературных газовых турбин. Они выполнены по разным схемам, с различным составом и мощностью оборудования. В широком диапазоне режимов удельные расходы тепла этих ПГУ на 20–25 % ниже, чем на паровых блоках СКД. Они обладают хорошей маневренностью, пускаются и изменяют нагрузки намного быстрее традиционных паровых энергоблоков. Экономические преимущества ПГУ сохраняются и при работе с теплофикацией. При таких же, как и на паровых ТЭС, общих коэффициентах использования тепла топлива (85–90 %), выработка электроэнергии на тепловом потреблении в ПГУ вдвое выше. Отборы пара на подогрев сетевой воды снижают мощность ПГУ на 5–10 %, ее отношение к полному расходу тепла топлива сохраняется на уровне 45–47 %.

2. Для освоения и обеспечения регулярной эксплуатации этих ПГУ:

разработаны и обоснованы технологии и графики-задания пусков из различных тепловых состояний и остановов ПГУ;

разработаны методики исследования режимов ПГУ и их оборудования, температурного и напряженного состояния и прочности его критических узлов и деталей при прогреве и остывании;

проведено математическое моделирование и определено расходование ресурса этих узлов при переменных режимах;

исследована работа ПГУ в регулировочном диапазоне нагрузок, определены ограничивающие этот диапазон сверху и снизу факторы и пути его расширения;

установлены и реализованы в алгоритмах управления режимами ПГУ и нормативных документах ограничения, вытекающие из результатов исследований.

3. Впервые исследованные в диссертации режимные закономерности и их связь с термонапряженным состоянием и долговечностью деталей парового контура представляют научную ценность.

4. Разработанные при освоении головных отечественных бинарных ПГУ оригинальные технические решения создали основу для совершенствования их схем и оборудования с существенным повышением маневренности.

5. Результаты проведенных исследований прошли опытную проверку на действующем оборудовании блоков ПГУ-450, ПГУ-230, ПГУ-39 и ПГУ-80, внедрены на станциях и вошли в эксплуатационную документацию в виде инструкции по эксплуатации с графиками-заданиями пусков из различных тепловых состояний. Они использованы при разработке тепловых и пусковых схем, технологии эксплуатации и технологических алгоритмов управления при проектировании и вводе в эксплуатацию аналогичных и перспективных парогазовых установок и служат основой для составления отраслевых стандартов.

По теме диссертации опубликованы следующие работы в разных изданиях.

Ведущие рецензируемые научные журналы из перечня ВАК

1. **Радин, Ю.А.** Освоение первых отечественных бинарных парогазовых установок / Ю.А. Радин // Теплоэнергетика. – 2006. – № 7. – С. 4–13.

2. **Радин, Ю.А.** Технология пуска дубль-блока СКД мощностью 300 МВт из холодного состояния с использованием стороннего пара / Ю.А. Радин, В.И. Гомболевский, Ф.Е. Рыжков [и др.] // Электрические станции. – 2001. – № 9. – С. 22–27.

3. **Дядиченко, А.А.** 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 [и др.] // Электрические станции. – 1995. – № 10. – С. 26–30.

4. **Шварц, А.Л.** Промышленные испытания при освоении пусков на скользящем давлении во всём пароводяном тракте котла сверхкритического давления энергоблока Т-250 / А.Л. Шварц, В.И. Гомболевский, Ю.А. Радин [и др.] // Теплоэнергетика. – 2000. – № 8. – С. 9–13.

5. **Радин, Ю.А.** Анализ особенностей режимов пуска теплофикационного блока мощностью 250 МВт с подачей стороннего пара на ПТН / Ю.А. Радин, В.И. Гомболевский, Б.Н. Носов [и др.] // Электрические станции. – 2000. – № 6. – С. 12–15.

6. **Радин, Ю.А.** Некоторые особенности режимов эксплуатации головного энергоблока ПГУ-450Т / Ю.А. Радин, И.Н. Писковацков, А.В. Чугин [и др.] // Теплоэнергетика. – 2002. – № 9. – С. 6–11.
7. **Радин, Ю.А.** О подключении второго котла-утилизатора к работающему первому в условиях тепловых схем ПГУ с двумя ГТУ и одной паровой турбиной / Ю.А. Радин, И.А. Гришин, Т.С. Конторович [и др.] // Электрические станции. – 2006. – № 2. – С. 11–17.
8. **Невзгодин, В.С.** Алгоритмические основы автоматизации пуска парогазовых установок большой мощности / В.С. Невзгодин, Ю.А. Радин, М.А. Панько // Теплоэнергетика. – 2007. – № 10. – С. 46–51.
9. **Давыдов, А.В.** Проект ПГУ-230 для ТЭС Геллер / А.В. Давыдов, Ю.А. Радин, М.Н. Ильин [и др.] // Электрические станции. – 2010. – № 4. – С. 14–22.
10. **Радин, Ю.А.** Определение допустимого регулировочного диапазона нагрузок энергоблока ПГУ-450Т при работе в конденсационном режиме / Ю.А. Радин, А.В. Давыдов, А.В. Чугин, И.Н. Писковацков // Теплоэнергетика. – 2004. – № 5. – С. 47–52.
11. **Давыдов, Н.И.** Модельные исследования возможности участия ПГУ в регулировании частоты и перетоков мощности в ЕЭС России / А.В. Давыдов, Н.В. Зорченко, Ю.А. Радин // Теплоэнергетика. – 2009. – № 10. – С. 11–16.
12. **Радин, Ю.А.** Особенности эксплуатационных режимов парогазовой установки ПГУ-230Т Минской ТЭЦ-3 / Ю.А. Радин, В.И. Гомболевский, А.И. Чертков [и др.] // Электрические станции. – 2010. – № 3. – С. 20–28.
13. **Лисянский, А.С.** Опыт эксплуатации паровой турбины Т-150-7,7 ЛМЗ в условиях тепловой схемы ПГУ-450 / А.С. Лисянский, Ю.А. Радин // Электрические станции. – 2005. – № 10. – С. 56–61.
14. **Радин, Ю.А.** Особенности создания и эксплуатации паровых турбин для парогазовых установок / Ю.А. Радин, Л.Л. Симою // Теплоэнергетика. – 2010. – № 9. – С. 7–11.
15. **Радин, Ю.А.** Опыт освоения парогазовых энергоблоков ПГУ-450Т / Ю.А. Радин, А.В. Давыдов // Электрические станции. – 2009. – № 9. – С. 22–26.
16. **Плоткин, Е.Р.** Интенсификация предварительного прогрева тракта свежего пара дубль-блока 300 МВт / Е.Р. Плоткин, Ю.А. Радин, В.И. Гомболевский // Энергетик. – 1991. – № 5. – С. 12–13.
17. **Радин, Ю.А.** Повышение маневренности паротурбинных энергоблоков / Ю.А. Радин, А.Л. Шварц, В.И. Гомболевский, А.В. Колбасников // Теплоэнергетика. – 2001. – № 6. – С. 21–26.

18. **Березинец, П.А.** Создание и освоение отечественной теплофикационной парогазовой установки / П.А. Березинец, В.М. Гриненко, Ю.А. Радин [и др.] // Теплоэнергетика. – 2011. – № 6. – С. 4–11.
19. **Невзгодин, В.С.** Результаты внедрения системы автоматического пуска котлов-утилизаторов блока ПГУ-450 ЗАО «Северо-Западная ТЭЦ» / В.С. Невзгодин, И.С. Лабутин, Ю.А. Радин [и др.] // Электрические станции. – 2003. – № 5. – С. 8–12.
20. **Радин Ю.А.** Критические элементы пароводяного тракта ПГУ, ограничивающие маневренность энергоблока / Ю.А. Радин, А.В. Давыдов // Электрические станции. – 2006. – № 6. – Спец. вып. «Молодые специалисты ВТИ». – С. 2–6.
21. **Радин, Ю.А.** Особенности прогрева паропроводов высокого давления перед паровой турбиной энергоблока ПГУ-80 Сочинской ТЭС / Ю.А. Радин, Т.С. Конторович, И.А. Гришин [и др.] // Энергетик. – 2010. – № 9. – С. 40–42.
22. **Радин, Ю.А.** Влияние элементов котла-утилизатора П-88 энергоблока ПГУ-325 на продолжительность пусковых режимов / Ю.А. Радин, М.С. Фролов, И.В. Крутицкий, В.В. Илюшин // Теплоэнергетика. – 2011. – № 9. – С. 2–7.
23. **Радин, Ю.А.** Анализ допустимых скоростей нарастания давления в барабанах котлов-утилизаторов при пусках и остановах энергоблока ПГУ-450Т / Ю.А. Радин, Т.С. Конторович, А.В. Давыдов [и др.] // Теплоэнергетика. – 2004. – № 9. – С. 18–25.
24. **Паншина, О.Б.** Анализ допустимых скоростей повышения давления пара в барабанах высокого давления котлов-утилизаторов на основе математического моделирования / О.Б. Паншина, Ю.А. Радин // Электрические станции. – 2006. – № 6. – Спец. вып. «Молодые специалисты ВТИ». – С. 10–14.
25. **Радин, Ю.А.** Использование принципа эквивалентной наработки для оценки надежности оборудования ПГУ / Ю.А. Радин, Т.С. Конторович // Электрические станции. – 2012. – № 1. – С. 16–18.
26. **Радин, Ю.А.** Основные показатели ПГУ-450Т при эксплуатации в теплофикационном режиме // Ю.А. Радин, А.А. Любцов, О.Н. Макаров // Электрические станции. – 2011. – № 12. – С. 25–30.
27. **Радин, Ю.А.** Техничко-экономические показатели и характеристики маневренности дубль-блока ПГУ-80 и моноблоков ПГУ-39 Сочинской ТЭС / Ю.А. Радин, В.Г. Разогреев, И.А. Гришин, Е.Г. Кузнецов // Электрические станции. – 2011. – № 4. – С. 11–15.
28. **Радин, Ю.А.** Математическое моделирование пусковых режимов энергоблока ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ-2 / Ю.А. Радин, А.С. Рубашкин, А.В. Давыдов, В.А. Рубашкин // Теплоэнергетика. – 2005. – № 10. – С. 61–64.

29. **Радин, Ю.А.** Влияние типа парораспределения паровых турбин ПГУ на эффективность их эксплуатации / Ю.А. Радин // Теплоэнергетика. – 2012. – № 9. – С. 58–62.

30. **Радин, Ю.А.** Расхолаживание паровой турбины и паропроводов парогазовой установки / Ю.А. Радин // Надежность и безопасность энергетики. – 2012. – № 1 (16). – С. 72–75.

Монография

31. **Богачев, А.Ф.** Особенности эксплуатации и повреждаемость котлов-утилизаторов бинарных парогазовых установок / А.Ф. Богачев, Ю.А. Радин, О.Б. Герасименко. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 231 с.

Патенты

32. **Пат. 61349 Российская Федерация, МПК F01K 13/02.** Система автоматического регулирования мощности парогазовой установки с воздействием на регулирующие органы газотурбинной установки и паровой турбины / Давыдов Н.И., Зорченко Н.В., Давыдов А.В., Радин Ю.А.; ОАО «ВТИ». – № 2006140298/22; заявл. 16.11.2006; опубл. 27.02.2007, Бюл. № 6.

33. **Пат. 1590566 СССР, МПК F01K 13/02.** Способ пуска энергетического блока котел-турбина / Радин Ю.А., Плоткин Е.Р., Куличихин В.В., Громов А.М., Воропаев Ю.А.; Всесоюзный теплотехнический научно-исследовательский институт им. Ф.Э. Дзержинского. – № 4430798/24-06; заявл. 27.05.1988; опубл. 07.09.1990, Бюл. № 33.

34. **Пат. 114483 Российская Федерация, МПК F01K 13/02.** Пусковая схема паровой турбины двухконтурной парогазовой установки с байпасированием перегретого пара из контура высокого в контур низкого давления / Радин Ю.А., Гомболевский В.И., Чертков А.И.; ОАО «ВТИ». – № 2011145869/06; заявл. 14.11.2011; опубл. 23.03.2012, Бюл. № 9.

35. **Пат. 2290586 Российская Федерация, МПК F28G9/00 B08B 3/08 C23G 5/036.** Способ экологически чистой предпусковой химической очистки и пассивации поверхностей теплоэнергетического оборудования / Богачев А.Ф., Гомболевский В.И., Федосеев Б.С., Радин Ю.А., Копсов А.Я.; ОАО «ВТИ». – № 2005119687/12; заявл. 27.06.2005; опубл. 27.12.2006.

36. **Пат. 2258147 Российская Федерация, МПК F01K23/06.** Способ замещения газотурбинного топлива в энергетических циклах / Балашов Ю.А., Березинец П.А., Морев В.Г., Радин Ю.А.; ОАО «ВТИ». – № 2003137677/06; заявл. 29.12.2003; опубл. 10.08.2005, Бюл. № 22.

37. **Пат. 2160370 Российская Федерация, МПК 7F01K23/10.** Высокоэкономичная парогазовая установка малой мощности / Балашов Ю.А., Берези-

нец П.А., Радин Ю.А.; ОАО «ВТИ». – № 99105835/06; заявл. 19.03.1999; опубл. 10.12.2000, Бюл. № 34.

Сборники научных трудов и типовые инструкции

38. **Радин, Ю.А.** Рациональная технология переходных режимов моноблока 300 МВт ГРЭС-19 Ленэнерго, работающего в условиях глубокого регулирования нагрузки / Ю.А. Радин, М.А. Лившиц, Е.Р. Плоткин, В.Л. Думнов // Работа энергоблоков в режиме глубокого регулирования нагрузки энергосистем: сб. научн. тр. ВТИ. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – С. 17.

39. **Радин, Ю.А.** Влияние переменных режимов на долговечность деталей турбины К-300-240 ЛМЗ / Ю.А. Радин, Е.Р. Плоткин, М.Н. Зингер // Работа энергоблоков в режиме глубокого регулирования нагрузки энергосистем: сб. науч. тр. ВТИ. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – С. 8.

40. **Гомболевский, В.И.** Анализ процессов скопления влаги в трубопроводных системах и меры по защите энергетического оборудования от ее воздействия / В.И. Гомболевский, Ю.А. Радин, Ю.В. Нестеров, В.В. Крашенинников // Тр. ЦКТИ. – М., 2002. – Вып. 285. – С. 213–218.

41. **Радин, Ю.А.** Анализ допустимых скоростей нарастания давления в барабанах котлов-утилизаторов при пусках и остановах блока ПГУ-450Т на основе математического моделирования / Ю.А. Радин, Т.С. Конторович, А.В. Чугин; Ин-т проблем машиностроения им. А.Н. Подгорного НАН Украины // Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования: сб. научн. тр. – Харьков, 2003. – Т. 2. – С. 409–412.

42. **Радин, Ю.А.** Основные результаты эксплуатации блока № 1 ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ при работе по тепловому графику / Ю.А. Радин, А.В. Давыдов, А.А. Любцов; Комиссия РАН по газовым турбинам // Сб. тез. докл. LIV научно-технической сессии по проблемам газовых турбин. – Санкт-Петербург, 2007. – С. 27–33.

43. **Радин, Ю.А.** Опыт освоения парогазовых энергоблоков ПГУ-450 / Ю.А. Радин; Комиссия РАН по газовым турбинам // Сб. тез. докл. LV научно-технической сессии по проблемам газовых турбин. – Рыбинск, 2008.

44. **Радин, Ю.А.** Опыт эксплуатации парогазовых установок типа ПГУ-450 в теплофикационном режиме / Ю.А. Радин, А.А. Любцов, А.В. Давыдов; Комиссия РАН по газовым турбинам // Сб. тез. докл. LV научно-технической сессии по проблемам газовых турбин. – Рыбинск, 2008. – С. 28–31.

45. **Радин, Ю.А.** Определение регулировочного диапазона нагрузок ПГУ / Ю.А. Радин // Сб. тез. докл. LVIII научно-технической сессии по проблемам газовых турбин. – М.: ОАО «ВТИ», 2011.

46. **Радин, Ю.А.** Особенности эксплуатационных режимов парогазовой установки типа ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3 / Ю.А. Радин, В.И. Гомболевский, А.И. Чертков // Сб. тез. докл. VIII Международной конференции. – Прага. – Март-апрель. – 2012. – С. 41–46.

47. **Конторович, Т.С.** Об установлении эквивалентной наработки для ПГУ на основе данных по ГТУ / Т.С. Конторович, Ю.А. Радин // Тез. докл. Международной конференции. – Гонконг. – Апрель. – 2012. – Т. 13. – С. 175–178.

