

ЭНЕРГЕТИКА

ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ПАРОГАЗОВЫХ ТЭЦ ПРИ ПЕРЕМЕННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗКАХ С УЧЕТОМ ИЗНОСА ОБОРУДОВАНИЯ

Р.З. Аминов, М.В. Гариевский

Саратовский научный центр РАН, г. Саратов, Россия

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1549-5133>, oepran@inbox.ru

Резюме: Исследована экономическая эффективность привлечения ТЭЦ для покрытия переменной зоны суточных графиков электрических нагрузок. Выполнена оценка ресурсных и экономических показателей работы парогазовых ТЭЦ на примере ПГУ-450Т с учетом износа оборудования при различных режимах работы в суточном и недельном разрезах и различном составе работающего оборудования, и определены оптимальные режимы нагрузки.

Ключевые слова: парогазовая установка, теплоэлектроцентраль, переменная нагрузка, ресурс, эффективность.

DOI:10.30724/1998-9903-2018-20-7-8-10-22

THE EFFICIENCY OF COMBINED-CYCLE CHP PLANT WITH VARIABLE ELECTRIC LOADS, TAKING INTO ACCOUNT THE WEAR AND TEAR OF EQUIPMENT

R.Z. Aminov, M.V. Garievsky

Saratov Scientific Center, Russian Academy of Sciences, Saratov, Russia

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1549-5133>, oepran@inbox.ru

Abstract: The economic efficiency of attracting CHPPs to cover the variable zone of daily electrical load schedules was investigated. The estimation of resource and economic performance of combined-cycle HPPs using the example of PGU-450T taking into account equipment wear under different operating conditions in the daily and weekly sections and different composition of the operating equipment has been performed and optimal load regimes have been determined.

Keywords: combined-cycle plant, combined heat and power plant, variable load, lifetime, efficiency.

Одной из важных задач развития и функционирования генерирующих мощностей является участие их в регулировании графика электрической нагрузки энергосистем, надежное и эффективное обеспечение потребности в электрической и тепловой энергии. Неравномерность суточных графиков электрических нагрузок, планируемое существенное увеличение доли маломаневренных АЭС и недостаток пиковых мощностей в энергосистемах вызывает необходимость привлечения тепловых электростанций и, в

частности ТЭЦ, для покрытия переменных графиков электрических нагрузок. Теплоэлектроцентрали работают, в основном, по тепловому графику в базовой зоне суточного графика электрической нагрузки. Их участие в регулировании электрической нагрузки различных энергосистем незначительно, в среднем по ЕЭС составляет около 14% номинальной нагрузки. В то же время, доля мощности ТЭЦ в структуре генерирующих мощностей страны составляет 30%.

В настоящее время повышение маневренности ТЭС возможно благодаря применению парогазовых установок (ПГУ) с котлами-утилизаторами (КУ), для которых свойственны высокая экономичность и характеристики маневренности, значительно превосходящие аналогичные показатели паросиловых энергоблоков. Наиболее применяемыми на данный момент и востребованными в ближайшем будущем являются ПГУ с паровыми турбинами мощностью 60–150 МВт, хорошо сочетающиеся с различными газотурбинными установками (ГТУ) в одно- и многосекционных тепловых схемах (с одной или несколькими (до трех) газовыми турбинами) [1].

Первый парогазовый энергоблок большой мощности в России введен в эксплуатацию на Северо-Западной ТЭЦ в г. Санкт-Петербурге в декабре 2000 г. Успешное освоение первой ПГУ-450Т на Северо-Западной ТЭЦ обеспечило дальнейшее развитие отечественных парогазовых установок. В стране построены и эксплуатируются восемь ПГУ-450Т: две на Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга (пущены в 2000 и 2006 гг.), две на Калининградской ТЭЦ-2 (пущены в 2005 и 2010 гг.), две на ТЭЦ-27 в Москве (пущены в 2007 и 2008 гг.), одна на ТЭЦ-2 в Москве (2008 г.) и одна на ТЭЦ-22 «Южная» в Санкт-Петербурге (2010 г.) [2].

В состав ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ входит следующее основное тепломеханическое оборудование [2, 3]: две газотурбинные установки типа ГТЭ-160 (V94.2) с турбогенераторами типа ТВФГ-160-2МУЗ; два котла-утилизатора двух давлений типа П-90; одна комплектная паровая турбинная установка с паровой турбиной типа Т-150-7,7 с турбогенератором типа ТЗФП-160-2МУЗ.

Для обеспечения надежной и экономичной эксплуатации энергосистем в условиях неравномерных графиков электропотребления и недостатка пиковых мощностей в энергосистеме ПГУ должны обладать характеристиками, соответствующими техническим требованиям по маневренности, диктуемым энергосистемами. В понятие маневренности энергоблока входит комплекс его свойств, определяющих в итоге возможность и эффективность работы блока в целом и его оборудования в переменных, пуско-остановочных и аварийных режимах, возможность привлечения блоков к регулированию нагрузки в энергосистеме в суточном или недельном графиках. К основным маневренным характеристикам ПГУ относят: допустимый регулировочный диапазон нагрузок энергоблока; допустимое число циклов изменения режима – показатель, связанный с влиянием пусковых, аварийных и других переходных режимов на долговечность оборудования; пусковые характеристики, определяющие продолжительность пуска из любого теплового состояния.

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. 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 при нагрузках 85–90 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 [1]. По опыту эксплуатации ГТЭ-160 значение нагрузки, при которой осуществляется этот переход, несколько ниже нагрузки закрытия входного направляющего аппарата (ВНА) (т.е. ниже 60% от максимальной мощности ГТУ).

По экономическим соображениям ПГУ-450 целесообразно эксплуатировать на режимах с более высокими КПД. В пределах регулировочного диапазона КПД ПГУ составляет 45–50% и на нижней границе остается более высоким, чем на паровых энергоблоках сверхкритического давления. Одна и та же тепловая нагрузка может покрываться различными способами и составами работающего оборудования. При работе одной, а не двух ГТУ в зоне перекрытия нагрузок удельные расходы условного топлива снижаются примерно на 10% (около 30 г/кВт·ч), рис. 1 [4].

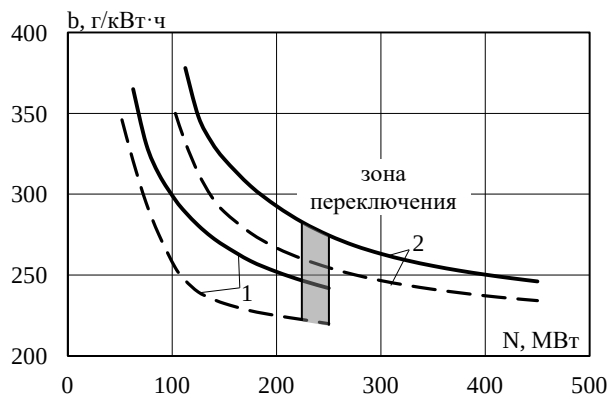


Рис. 1. Зависимость удельного расхода условного топлива от электрической мощности ПГУ-450Т при включении одной (1) и двух (2) ГТУ при температуре наружного воздуха 15°C [4]:
 ——— конденсационный режим; - - - - - теплофикационный режим

Нижний предел регулировочного диапазона нагрузок блока, который может быть надежно обеспечен при возможных температурах наружного воздуха (в летний и зимний периоды) при полном составе работающего оборудования (2 ГТУ + ПТ), составляет 65% номинальной мощности. При такой нагрузке можно устойчиво эксплуатировать блок ПГУ-450Т неограниченное время при соблюдении требований к надежности, экологической чистоте окружающей среды и при сохранении высокой экономичности [3, 5, 6].

Согласно СО 34.30.741-96 оборудование ПГУ (кроме ГТУ) должно быть рассчитано на общее количество остановов-пусков за весь срок службы не менее 100 из холодного состояния, 1900 – из неостывшего и 8000 – из горячего. Количество часов работы ПГУ до списания в базовом режиме использования должно составлять не менее 200 тыс. ч для оборудования паросиловой части ПГУ и не менее 100 тыс. ч – для газотурбинной. Ресурс до списания ГТУ должен быть не менее 5000 остановов-пусков (либо 100 000 ч работы). Для паросилового оборудования бинарных ПГУ с теплофикационными паровыми турбинами допускается расчетный ресурс по количеству остановов-пусков принимать половинным (не менее 5000 пусков).

Из всего спектра переменных режимов ПГУ 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. Для ПГУ-450Т продолжительность пуска газовой турбины составляет 15 мин, при пуске ПГУ основными ограничениями являются допустимые условия прогрева толстостенных элементов паровой части и продолжительность пуска составляет 260, 210 и 80 мин, соответственно, для пусков их холодного, неостывшего и горячего состояния [7].

При использовании в тепловой схеме ПГУ нескольких газовых турбин возможен их последовательный запуск: сначала запускается 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. Параллельная схема пуска ПГУ, когда практически одновременно запускаются обе ГТУ, применяется при пусках из неостывшего и горячего состояния, т.к. вследствие меньшей продолжительности пусковых операций на блоках ПГУ потери топлива при пусках существенно ниже. Затраты условного топлива при пусках ПГУ-450Т составляют: 99 т у.т. при последовательной схеме пуска из холодного состояния; 88,9 и 39,9 т у.т. при параллельной схеме пуска соответственно при пусках их неостывшего и горячего состояния [1].

Характеристики парогазовых энергоблоков при переменных нагрузках в значительной мере определяются особенностями газотурбинных установок. Зависимости температур газов перед и за турбиной ГТУ V-94.2 в составе ПТУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ от нагрузки при близких к расчетным внешним условиям (стандартным условиям ISO 2314: температуре наружного воздуха 15°C, давлении 0,1013 МПа, влажности 60%) показаны на рис. 2 [8, 9].

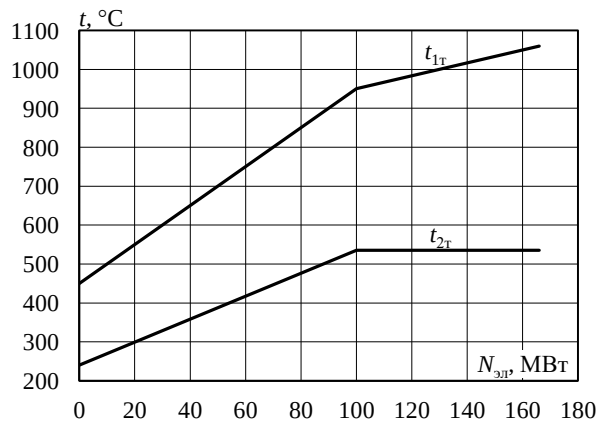


Рис. 2. Температуры газов перед (t_{1T}) и за турбиной (t_{2T}) ГТУ V-94.2 при различной нагрузке [8, 9]

В области высоких нагрузок, когда в регулировании ГТУ участвует поворотный ВНА компрессора, снижение мощности до $(0,6 \div 0,65) \cdot N_{ном}$ сопровождается уменьшением расхода газов на 20–25% до $(0,75 \div 0,8) \cdot G_{2ном}$ при постоянной или мало меняющейся температуре за турбиной ($\approx 535^\circ\text{C}$), температура перед турбиной снижается на 110–130°C. В области малых нагрузок изменение показателей ГТУ сопровождается интенсивным снижением температуры на входе и выходе из турбины при мало меняющемся расходе газов. На холостом ходу температура газов перед турбиной составляет 420–480°C, за турбиной 230–250°C; расход газов 375–410 кг/с – $(0,70 \div 0,75) \cdot G_{2T ном}$ [8, 9].

Котлы-утилизаторы и паровая турбина являются пассивными элементами блока, паропроизводительность и мощность которых зависят от режима работы газовых турбин. Уходящие газы каждой из ГТУ (с температурой 535°C при номинальной и околономинальной нагрузках) направляются в свой двухконтурный котел-утилизатор, который генерирует пар двух давлений: 8 и 0,65 МПа. Пар высокого давления имеет температуру 515°C, и он направляется на вход ЦВД паровой турбины. Пар низкого давления с температурой 200°C подается в камеру ЦВД. Основным режим работы паровой части блока является режим скользящего давления, нижняя граница которого по техническим ограничениям котла-утилизатора соответствует примерно 50% нагрузке ГТУ.

При каждом пуске и останове газовой турбины детали высокотемпературного тракта подвергаются воздействию резких перепадов температуры. Система регулирования ГТ построена так, чтобы свести влияние этого эффекта к минимуму. Вместе с тем, эксплуатация ГТУ, как и любой установки, сопровождается износом оборудования. Поскольку подверженные термическому воздействию элементы ГТУ (камера сгорания, лопаточный аппарат) испытывают особенно большие нагрузки, при определении интервалов технического обслуживания и ревизий целесообразно ориентироваться на суммарную эксплуатационную нагрузку этих элементов [10]. Интервалы между ревизиями состояния особенно нагруженных элементов ГТУ обычно составляют для отечественных и зарубежных установок 8–16 тыс. ч эквивалентного времени эксплуатации. Не контактирующие с горячими газами элементы установок (ротор, диски, полые валы, лопатки компрессора и др.) подвергаются ревизиям с большими интервалами (до 40 тыс. ч) [11].

Влияние режимов работы на выработку ресурса учитывается эквивалентным временем эксплуатации (эквивалентной выработкой ресурса). Для его определения оцениваются различные эксплуатационные события и время эксплуатации при различных температурных режимах с начислением индивидуальных (оценочных) коэффициентов. При учете выработки ресурса при пусках учитываются условия их осуществления, так по данным [11, 12] нормальному пуску соответствует от 10 до 50 эквивалентных часов эксплуатации, а аварийному останову и экстренному пуску соответствуют 200 экв. часов эксплуатации.

Для расчета эквивалентной выработки ресурса $\tau_{\text{экв}}$ для газовых и паровых турбин предлагается следующая формула [13, 14]:

$$\tau_{\text{экв}} = \sum_{i=1}^N a_i \cdot n_i + \sum_{j=1}^Y b_j \cdot \tau_j,$$

где N – общее число пусков разного типа или изменения нагрузки; a_i – временной коэффициент эквивалентных часов эксплуатации для пуска или изменения нагрузки i -го типа, ч; n_i – число пусков или изменения нагрузки i -го типа; Y – общее число режимов работы; b_j – временной коэффициент для режима работы с j -й нагрузкой; τ_j – время работы с j -й нагрузкой, ч.

Временной коэффициент эквивалентной выработки ресурса, учитывающий малоцикловую усталость металла, для каждого типа пуска или изменения нагрузки можно найти по выражению $a_i = \tau_{\text{рес}} / [N]_i$, где $\tau_{\text{рес}}$ – заданный техническими условиями на изготовление ресурс паровой турбины (наиболее ответственной части турбины – ротора) и газовой турбины (лопатки первых ступеней), ч; $[N]_i$ – допускаемое число циклов нагружения i -го типа по расчетным кривым малоциклового усталости.

Временной коэффициент эквивалентной выработки, учитывающий ползучесть металла, для каждого режима определяется по формуле $b_j = \tau_{\text{рес}} / \tau_j^*$, где τ_j^* – время до разрушения при j -й нагрузке, вычисляемое по уравнению длительной прочности.

Для нахождения числа циклов до разрушения необходимо определить размах полной деформации для пуско-остановочной операции. В первом приближении это можно выполнить по разности удлинений при максимальной и минимальной температурах. Для более точного результата можно воспользоваться результатами компьютерного моделирования с использованием метода конечных элементов. Использование компьютерного моделирования дает широкие возможности воспроизведения переходных процессов, реально осуществляемых в газовых турбинах. При этом результаты, полученные методом конечных элементов, имеют высокую сходимость с результатами натурных испытаний. По результатам расчета на малоцикловую усталость [15] для уровня начальной температуры рабочего тела газовой турбины ГТЭ-160 (V94.2) на рис. 3 показано влияние

выработки ресурса турбины за один пуско-остановочный цикл от продолжительности простоя, предваряющего соответствующий пуск.

При оценке снижения ресурса при работе в переменных режимах, помимо пуско-остановочных операций, также следует учитывать переходные режимы во время изменения нагрузки в пределах регулировочного диапазона. Расчет выработки ресурса от таких операций аналогичен оценке износа от пуско-остановочных операций [15]. На рис. 4 приведена зависимость числа эквивалентных часов работы при изменении температуры на входе в газовую турбину.

Временной коэффициент эквивалентной выработки ресурса b_j , учитывающий различные установившиеся режимы работы газовой турбины, зависит от текущей температуры рабочего тела и численно равен темпу выработки ресурса по сравнению с работой в базовом режиме. На рис. 5 газовой турбины ГТЭ-160 (V94.2) показана зависимость коэффициента b_j от нагрузки. В области высоких нагрузок (от 60% до 100% $N_{\text{ном}}$), когда в регулировании ГТУ участвует поворотный ВНА компрессора и температура перед турбиной снижается незначительно (см. рис. 2), коэффициент b_j изменяется незначительно (так для 65% $N_{\text{ном}}$ коэффициент $b_j=0,941$). В области малых нагрузок снижение мощности сопровождается интенсивным снижением температуры на входе и выходе из турбины и соответственно изменяется угол наклона графика b_j (рис. 5).

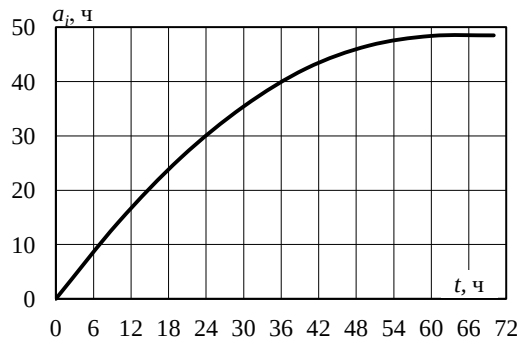


Рис. 3. Зависимость коэффициента a_i для газовой турбины ГТЭ-160 (V94.2) от продолжительности простоя, предваряющего пуск

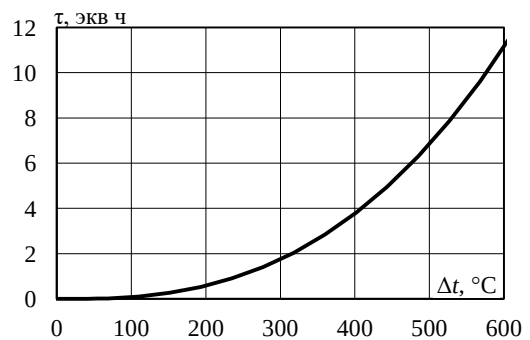


Рис. 4. Зависимость эквивалентных часов выработки ресурса от изменения температуры на входе в турбину ГТЭ-160 (V94.2)

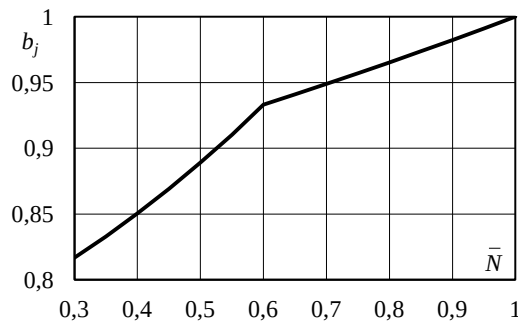


Рис. 5. Зависимость коэффициента b_j от нагрузки газовой турбины ГТЭ-160 (V94.2)

По аналогии с расчетом ресурсных показателей паротурбинных энергоблоков [13, 16] определены коэффициенты эквивалентной выработки ресурса с учетом особенностей работы паровой турбины в составе ПГУ-450Т. Так по данным [17] накопление эквивалентных часов эксплуатации ПГУ от пусков из горячего состояния определяется оборудованием ГТУ и составляет 10 экв. ч. Кроме того, при глубоком разгрузении паровой

турбины в составе ПГУ не возникает характерных для паросиловых блоков ограничений, т.к. в значительном диапазоне нагрузок разгрузка производится при постоянной температуре газов после ГТУ (например, для ГТЭ-160 до 60% номинальной мощности). В табл. 1 приведены коэффициенты эквивалентной выработки ресурса для пусков турбин, изменения нагрузки и различных режимов работы газовой и паровой турбины в составе ПГУ-450Т.

Таблица 1

Коэффициенты эквивалентной выработки ресурса для пусков турбин, изменения нагрузки и различных режимов работы ПГУ-450Т

Виды пусков и режимов работы	ГТУ	ПТУ
Пуск из холодного состояния, ч/пуск	48,5	200
Пуск после 48–56 часов простоя (неост.), ч/пуск	46	125
Пуск после 8 часов простоя (горяч.), ч/пуск	10	4
Изменение нагрузки со 100% до 65%, ч	0,065	0
Базовый режим работы, час на час работы	1	1
Режим работы на 65% $N_{ном}$, час на час работы	0,941	1

Использование энергоблоков парогазовых ТЭЦ для регулирования нагрузки за счет разгрузки в часы ночного провала, остановка части оборудования или всего энергоблока приводит к ухудшению их тепловой экономичности, ускоренному физическому износу оборудования, повреждениям в периоды пусков, повышению аварийности агрегатов, увеличению продолжительности простоя в капитальном и текущем ремонтах, увеличению затрат на ремонтное обслуживание, снижению срока службы оборудования.

В качестве критерия оценки эффективности работы энергоблока принимается себестоимость отпущенной электроэнергии $S_{отп} = 3_{\Sigma} / \mathcal{E}_{отп}$, где 3_{Σ} – суммарные ежегодные затраты на производство электроэнергии, связанные с переменным режимом работы энергоблока, дол/год; $\mathcal{E}_{отп}$ – годовой отпуск электроэнергии от энергоблока, кВт·ч/год. Этот показатель хорошо отражает издержки производства, связанные с режимными условиями работы энергоблока. Суммарные затраты включают в себя следующие величины:

$$3_{\Sigma} = I_{топ} + I_{р.о} + I_{рен} + I_{з.п} + I_{пр},$$

где $I_{топ}$ – затраты на топливо, дол/год; $I_{р.о}$ – затраты на ремонтное обслуживание (затраты на планово-предупредительные и аварийно-восстановительные ремонты), дол/год; $I_{рен}$ – амортизационные отчисления на полное восстановление – реновацию основных фондов, дол/год; $I_{з.п}$ – затраты на заработную плату, дол/год; $I_{пр}$ – прочие затраты, дол/год.

Суммарные годовые эксплуатационные затраты на производство электроэнергии с учетом режимов работы энергоблока определялись по следующей формуле [13]:

$$3_{\Sigma} = \left(\sum_{i=1}^I P_i \cdot t_i \cdot b_{уд i} + B_{пуск} \right) \cdot C_{топ} + \left(\alpha_{ктр} \cdot k_{об} + \frac{3_{рез} \cdot T_{пр}}{t_{кал} \cdot (1 - k_{п.п})} \right) \cdot P_{ном} \cdot K_{обс} \cdot \frac{\tau_{экв}}{\tau_{рес}} +$$

$$+ \left(C_{ав} + \frac{3_{рез}}{t_{кал} \cdot (1 - k_{ав})} \right) \cdot \omega \cdot P_{ном} \cdot T_{ав} \cdot \frac{\tau_{экв}}{\tau_{рес}} + \alpha_{рен} \cdot k_{об} \cdot P_{ном} \cdot \frac{\tau_{экв}}{\tau_{рес}} +$$

$$+ 3_{г.з} \cdot n_{шт} \cdot P_{ном} \cdot (1 + \alpha_{соц}) \cdot 10^{-3} + \alpha_{ост} \cdot k_{об} \cdot P_{ном},$$

где I – число i -х режимов работы энергоблока, единиц; P_i – нагрузка блока в i -м режиме, кВт; t_i – время работы в i -м режиме, ч/год; $b_{уд i}$ – удельный расход топлива на производство электроэнергии в i -м режиме, т у.т./кВт·ч; $B_{пуск}$ – суммарный годовой расход топлива на все пуски энергоблоков из холодных, неостывших и горячих состояний, т у.т./год; $C_{топ}$ – стоимость топлива, дол/т у.т., $\alpha_{к.т.р}$ – доля ежегодных затрат на капитальный, средний

и текущий ремонт от капиталовложений в основное оборудование энергоблока; $k_{об}$ – удельные капиталовложения в основное оборудование энергоблока (газовую и паровую турбину), дол/кВт; $T_{пр}$ – среднегодовая продолжительность предупредительных ремонтов, ч; $з_{рез}$ – удельные годовые затраты на резервную мощность, связанные с простоем оборудования, дол/кВт; $t_{кал}$ – календарное время года, ч/год; $k_{п.п}$ – коэффициент плановых простоев; $P_{ном}$ – номинальная мощность энергоблока, кВт; $K_{обс}$ – коэффициент сложности технического обслуживания, зависящий от условий работы оборудования, $C_{ав}$ – удельные затраты на аварийно-восстановительный ремонт, дол/(кВт·ч); $k_{ав}$ – коэффициент аварийных простоев; ω – частота аварийных отказов энергоблока, 1/год; $T_{ав}$ – среднегодовое время восстановления после аварийного ремонта, ч/год; $\alpha_{рен}$ – доля годовых отчислений на реновацию от капиталовложений в основное оборудование энергоблока (газовую и паровую турбину) при расчетном ресурсе $\tau_{рес}$; $з_{г.з}$ – годовая заработная плата одного работника, дол/(чел.·год); $n_{шт}$ – штатный коэффициент, чел/МВт; $\alpha_{соц}$ – начисление на заработную плату – социальный налог; $\alpha_{о.ст}$ – средневзвешенная норма отчислений от капиталовложений на общестанционные расходы.

Расчет выработки ресурса и соответственно затраты на ремонтное обслуживание проводится отдельно по каждой газовой и паровой турбине, т.е. парковый (назначенный) ресурс газовой турбины, как правило в два раза меньше паровой и при работе ПГУ в переменных режимах с остановкой части оборудования (например, при работе в режиме полублока) ресурс турбин вырабатывается неравномерно.

В качестве исходной информации для оценки эффективности работы парогазовой ТЭЦ при переменных режимах использовались удельные капиталовложения, удельные расходы топлива при переменных нагрузках, сроки службы оборудования, стоимости топлива, суточные режимы работы при обеспечении переменных нагрузок и др. [18]. Удельные капиталовложения в ПГУ-450Т принимались 1100 дол/кВт. Средняя дисконтированная цена на природный газ за расчетный период 30 лет – 238 дол/т условного топлива [19].

Доля ежегодных затрат на капитальный, средний и текущий ремонт $\alpha_{к.т.р}=0,0546$; удельные годовые затраты на резервную мощность $з_{рез}=80,8$ дол/кВт; среднегодовая продолжительность предупредительных ремонтов $T_{пр}=24$ ч/год; коэффициент плановых простоев $k_{п.п}=0,0852$; удельные затраты на аварийно-восстановительный ремонт $C_{ав}=0,08342$ дол/кВт·ч; коэффициент аварийных простоев $k_{ав}=0,00514$; среднегодовое время восстановления после аварийного ремонта $T_{ав}=30$ ч/год; коэффициент сложности технического обслуживания $K_{обс}$ принимался в зависимости от режима равным $1,0 \div 1,5$. Доля годовых отчислений на реновацию от капиталовложений для ГТУ $\alpha_{рен}=6,7$, для ПТУ $\alpha_{рен}=3,3$; доля капитальных затрат в основное оборудование в общих капиталовложениях $\alpha_{об}=0,5$. Годовая заработная плата одного работника $з_{г.з}=12000$ дол/чел.·год; штатный коэффициент $n_{шт}=0,5$ чел/МВт; начисление на заработную плату $\alpha_{соц}=0,302$; доля отчислений от капиталовложений на общестанционные расходы $\alpha_{о.ст}=0,03564$.

В качестве примера рассчитана эквивалентная выработка ресурса энергоблока ПГУ-450Т для следующих режимов работы в течение назначенного ресурса: 1 – работа в базовом режиме 7000 ч/год; 2 – ежесуточная разгрузка на 8 ч до 65% номинальной нагрузки; 3 – ежесуточный останов на 8 ч; 4 – разгрузка до 65% номинальной нагрузки на 8 ч в рабочие дни и останов на субботу и воскресенье; 5 – останов на субботу, воскресенье и на 8 ч в рабочие дни. Результаты определения эквивалентной выработки ресурса особенно нагруженных элементов газовой турбины (за расчетный период 15 лет) и паровой турбины (30 лет) приведены в табл. 2, из которой, видно, что эквивалентная выработка ресурса на газовой и паровой турбине происходит не одинаково (при одном и том же режиме). Для базового режима (режим 1) отношение эквивалентной выработки ресурса к назначенному (парковому) ресурсу работы энергоблока $\tau_{экв}/\tau_{рес}$ составляет для газовой турбины – 1,072, для паровой – 1,014. Наибольшая выработка ресурса газовой турбины происходит при

режиме 3 (ежесуточный останов), $\tau_{\text{экв}}/\tau_{\text{рес}}=1,163$, для паровой турбины – при режимах 4 и 5 (останов на выходные), $\tau_{\text{экв}}/\tau_{\text{рес}}$ составляет для этих режимов 1,628 и 1,504. Степень участия энергоблока в регулировании графика нагрузки характеризуется среднесуточным числом часов использования установленной мощности энергоблока, для рассматриваемых режимов работы оно находится в диапазоне от 11,4 до 24 ч/сутки.

Таблица 2

Результаты расчетов выработки ресурса ПГУ для различных режимов работы										
Ре- жим	Количество пусков после простоя			Изм. режима	Использования уст. мощности		Эквивалентная выработка ГТУ (за 15 лет)		Эквивалентная выработка ПТУ (за 30 лет)	
	холод.	48-56ч	8 ч		ч/год	ч/сут	$\tau_{\text{экв}}, \text{ч}$	$\tau_{\text{экв}}/\tau_{\text{рес}}$	$\tau_{\text{экв}}, \text{ч}$	$\tau_{\text{экв}}/\tau_{\text{рес}}$
1	45	—	—	—	7000	24,0	107183	1,072	228000	1,140
2	45	—	—	4410	6183	21,2	105399	1,054	228000	1,140
3	45	—	4410	—	4667	16,0	116283	1,163	193280	0,966
4	45	630	—	3150	4417	15,1	104888	1,049	325500	1,628
5	45	630	3150	—	3333	11,4	112663	1,127	300700	1,504

Чтобы оценить влияние переменных нагрузок на эффективность работы паротурбинных установок, были проведены расчеты себестоимости производства электроэнергии для различных режимов. Себестоимость электроэнергии при работе ПГУ-450Т в базовом режиме составляет 7,66 цент/кВт·ч, снижение использования среднесуточной установленной мощности энергоблока, по сравнению с базовым режимом, от 2,8 до 12,6 часов в сутки увеличивает себестоимость отпуска электроэнергии соответственно на 4,3 и 45,2%. Режим с ежесуточной разгрузкой на 8 ч до 65% номинальной нагрузки энергоблока ПГУ-450Т (режим 2) имеет наименьший удельный прирост себестоимости отпущенной электроэнергии на 1 час разгрузки установленной мощности, который составляет 0,118 цент/кВт·ч на 1 ч/сутки, табл. 3.

Таблица 3

Экономические показатели ПГУ-450Т при переменных нагрузках										
Ре- жим	Затраты на топл., млн. дол.	Затраты на ремонты, млн. дол.		Отчисление на реновацию, млн. дол.		Сумм. затраты, млн. дол.	$\Sigma_{\text{опт}},$ млн. кВт·ч	Себесто- имость $S_{\text{отп}}, \text{цент}/$ кВт·ч	При- рост S, %	Отноше- ние ΔS к времени разгрузки
		ГТУ	ПТУ	ГТУ	ПТУ					
1	184,49	10,90	5,80	7,18	3,76	234,00	3056	7,66	—	—
2	165,41	10,72	5,80	7,06	3,76	215,20	2694	7,99	4,3	0,118
3	125,81	26,26	8,47	7,79	3,19	193,38	2037	9,49	24,0	0,229
4	119,06	13,89	9,13	7,03	5,37	176,76	1924	9,19	20,0	0,173
5	90,77	24,25	12,39	7,55	4,96	161,78	1455	11,12	45,2	0,275

Для определения оптимального режима нагрузки ПГУ при переменных нагрузках на примере ПТУ-450Т рассмотрена работа энергоблока при различном составе работающего оборудования: при полном составе оборудования (2ГТУ+2КУ+ПТ) и при одной отключенной ГТУ (1ГТУ+1КУ+ПТ). На рис. 6 показаны результаты расчетов себестоимости электроэнергии при работе на постоянном уровне мощности при различном составе работающего оборудования для двух режимов – теплофикационного и конденсационного. Результаты расчетов показывают, что в диапазоне нагрузок до 50% более экономичной является работа энергоблока при неполном составе оборудования (одной отключенной ГТУ).

Рассмотрим работу энергоблока ПГУ-450Т при изменении мощности в течение суток: работа на мощности 100% днем и разгрузка до 50% на 8 часов ночью. При этом возможна как разгрузка всего энергоблока на 50%, так и останов одной ГТУ и работа на полной нагрузке полублока. При останове 1 ГТУ, с одной стороны, более полно загружается оставшееся в работе оборудование и, как следствие, энергоблок работает с

низкими удельными затратами топлива. С другой стороны, потребуется дополнительный расход топлива при пуске остановленного оборудования, а увеличение числа пусков может привести к значительно большим затратам, связанным с выработкой ресурса.

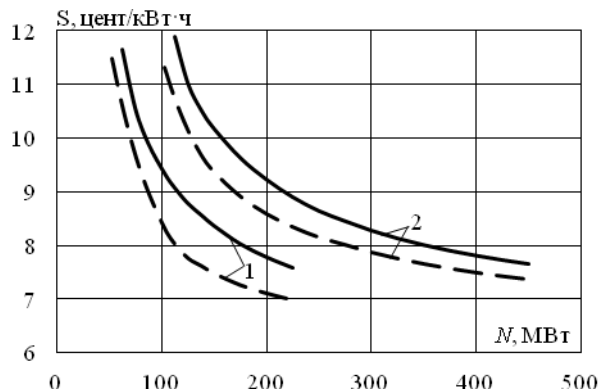


Рис. 6. Зависимость себестоимости электроэнергии от электрической мощности ПГУ-450Т при включении одной (1) и двух (2) ГТУ: ——— конденсационный режим; теплофикационный режим

В табл. 4 представлены результаты расчета ресурсных и экономических показателей ПГУ при различных вариантах разгрузки блока в часы ночного провала нагрузки для определения оптимального режима ПГУ. Хотя при работе полублока ПГУ топливные затраты меньше, при учете выработки ресурса газовой турбины при пуско-остановочных операциях суммарные затраты на отпущенную электроэнергию ниже при разгрузке ПГУ на 0,22 цент/кВт·ч, что составляет 2,6%. Таким образом, прохождение ночного провала нагрузки дубль-блочной ПГУ целесообразно осуществлять за счет разгрузки двух газовых (и соответственно, разгрузки паровой турбины), без останова газовой турбины.

Таблица 4

Показателей ПГУ при различных вариантах разгрузки блока

Показатели	Останов 1 ГТУ, работа полублока ПГУ	Разгрузка 2 ГТУ в составе ПГУ
Состав работающего оборудования	1ГТУ+1КУ+ПТ	2ГТУ+2КУ+ПТ
Число изменений режимов со 100 до 50% $N_{ном}$	—	4410
Кол-во пусков после ГТУ простоя 8 ч	2205	—
Эквивалентная выработка ГТУ $\tau_{эв}$, ч	129 233	105 616
Отношение $\tau_{эв}/\tau_{рес}$	1,292	1,056
Затраты на топливо, цент/кВт·ч	6,11	6,23
Себестоимость электроэнергии, цент/кВт·ч	8,39	8,17

На основании исследования можно сделать следующие выводы:

1. Разработана методология оценки затрат в различных режимах использования парогазовых ТЭЦ с учетом износа оборудования при переменных электрических нагрузках.

На примере ПГУ-450Т рассчитаны ресурсные и экономические показатели при различных вариантах разгрузки блока в часы провала нагрузки. Показано, что снижение использования среднесуточной установленной мощности энергоблока, по сравнению с базовым режимом, от 2,8 до 12,6 часов в сутки увеличивает себестоимость отпуска электроэнергии соответственно на 4,3 и 45,2%. Режим с ежесуточной разгрузкой на 8 ч до 65% номинальной нагрузки энергоблока ПГУ-450Т имеет наименьший удельный прирост себестоимости отпущенной электроэнергии на 1 час разгрузки установленной мощности, который составляет 0,118 цент/кВт·ч на 1 ч/сутки.

2. На основе разработанной методики был реализован алгоритм выбора оптимального варианта работы ПГУ при покрытии заданного суточного графика

электрических нагрузок. Результаты расчетов показывают, что при работе на постоянном уровне мощности в диапазоне нагрузок до 50% более экономичной является работа энергоблока при неполном составе оборудования (одной отключенной ГТУ).

При работе дубли-блока ПГУ-450Т на мощности 100% днем и разгрузка до 50% на 8 часов ночью разгрузка всего энергоблока на 50%, более экономичная по сравнению с остановкой одной ГТУ и работе полублока. В этом случае при прохождении суточного графика электрических нагрузок учет износа оборудования при выборе режима работы ПГУ обеспечивает снижение суммарных затраты на отпущенную электроэнергию на 0,22 цент/кВт·ч, что составляет 2,6%.

Литература

1. Радин Ю.А. Исследование и улучшение маневренности парогазовых установок: дисс. ... докт. техн. наук: 05.14.14 / Радин Юрий Анатольевич; ВТИ. М., 2013. 209 с.
2. Создание и освоение отечественной теплофикационной парогазовой установки / Березинец П.А., Гриненко В.М., Долинин И.В. и др. // Теплоэнергетика. 2011. № 6. С. 4–11.
3. Радин Ю.А., Давыдов А.В. Опыт освоения парогазовых энергоблоков ПГУ-450Т // Электрические станции. 2009. № 9. С. 22–26.
4. Березинец П.А. Разработка и исследование циклов, схем и режимов работы парогазовых установок: дисс. ... докт. техн. наук: 05.14.14 / Березинец Павел Андреевич; ВТИ. М., 2012. 238 с.
5. 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.
6. Определение нижней границы нагрузки парогазового теплофикационного энергоблока ПГУ-450Т / С.В. Цанев, В.Д. Буров, Д.В. Гончаренко, Н.В. Вараксина // Энергосбережение и водоподготовка. 2008. № 6. С. 31–35.
7. Радин Ю.А. Особенности переменных режимов ПГУ // Новости теплоснабжения. 2015. №02 (174). С. 34–39.
8. Тепловые характеристики газотурбинных установок V-94.2, работающих в составе ПГУ-450Т на Северо-Западной ТЭЦ / С.В. Малахов, Г.Г. Ольховский, В.П. Трушечкин, В.Н. Хомиченко // Электрические станции. 2004. №5. С. 9–16.
9. Ольховский Г.Г. Тепловые испытания мощных энергетических ГТУ. М.: Изд-во Фолиум, 2015. 234 с.
10. Vardar N., Ekerim A. Failure analysis of gas turbine blades in a thermal power plant // Engineering Failure Analysis. 2007. Vol. 14. Issue. 4. pp. 743–749. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2006.06.001.
11. Цанев С. В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учебное пособие для вузов / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов; 3-е изд. стер. М.: Изд-во МЭИ, 2009. – 584 с.
12. Boyce M.P. Gas Turbine Engineering Handbook, 3rd ed., Oxford, Burlington, MA, USA, 2006.
13. Аминов Р.З., Шкрет А.Ф., Гариевский М.В. Оценка ресурсных и экономических показателей работы паротурбинных энергоблоков ТЭС при переменных режимах // Теплоэнергетика. 2016. №8. С.25–31. DOI: 10.1134/S0040363616080014.
14. Радин Ю.А., Конторович Т.С. Использование принципа эквивалентной наработки для оценки надежности оборудования ПГУ // Электрические станции. 2012. № 1. С. 16–18.
15. Аминов Р.З., Кожевников А.И., Янков А.В. Оценка влияния режимов использования на выработку ресурса газотурбинными установками // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2013. № 3–4. С. 95–100.
16. Аминов Р.З., Шкрет А.Ф., Гариевский М.В. Расчет эквивалентной выработки ресурса энергоблоков ТЭС // Электрические станции. 2014. №8. С.16–18.
17. Радин Ю.А., Конторович Т.С., Молчанов К.А. Эффективность моделирования пусков парогазовых установок из горячего состояния // Теплоэнергетика. 2015. № 9. С. 18–23. DOI: 10.1134/S0040363615090076.

18. Шкрет А.Ф., Гариевский М.В. Эффективность использования теплофикационных ПГУ для регулирования переменных электрических нагрузок // Труды Академэнерго. 2017. № 3. С. 32–42.

19. Аминов Р.З., Шкрет А.Ф., Гариевский М.В. Тепловые и атомные электростанции: конкурентоспособность в новых экономических условиях // Теплоэнергетика. 2017. № 5. С. 5–15. DOI: 10.1134/S0040363617050010.

Авторы публикации

Аминов Рашид Зарифович – доктор техн. наук, профессор, главный научный сотрудник Саратовского научного центра РАН.

Гариевский Михаил Васильевич – научный сотрудник Саратовского научного центра РАН.

References

1. Radin Yu.A. Research and improvement of maneuverability of combined-cycle plants: diss. ... doct. tech. sciences: 05.14.14 / Radin Yuri Anatolyevich; VTI. M., 2013. 209 p. [in Russian]
2. Constructing the Russian combined-cycle cogeneration plant and mastering its operation / P.A. Berezinets, V.M. Grinenko, I.V. Dolinin et al. // Thermal Engineering, 2011, Vol. 58, Iss. 6, pp. 447–455. DOI: 10.1134/S0040601511060012
3. Radin Yu.A., Davydov A.V. Experience in the development of combined-cycle power units PGU-450T // Power plants. 2009. № 9. P. 22–26. [in Russian]
4. Berezinets P.A. Development and study of cycles, schemes and modes of operation of combined-cycle plants: diss. ... doct. tech. sciences: 05.14.14 / Berezinets Pavel Andreevich; VTI. M., 2012. 238 p. [in Russian]
5. Determining the permissible load-control range of a PGU-450T power-generating unit operating in a condensing mode / Radin Yu.A., Davydov A.V., Chugin A.V., Piskovatskov I.N. // Thermal Engineering, 2004, Vol. 51, Iss. 5, pp. 389–394.
6. Determination of the lower limit of the load of the CCGT-450T steam-gasification power unit / S.V. Tsanev, V.D. Burov, D.V. Goncharenko, N.V. Varaksina // Energy saving and water treatment. 2008. No 6. P. 31–35. [in Russian]
7. Radin Yu.A. Features of variable CCGT modes // Heat supply news. 2015. No 02 (174). pp. 34–39. [in Russian]
8. Thermal characteristics of V-94.2 gas-turbine plants operating in the CCGT-450T facility at the North-West TPP / S.V. Malakhov, G.G. Olkhovsky, V.P. Trushechkin, V.N. Khomichenko // Electrical stations. 2004. No 5. C. 9–16. [in Russian]
9. Olkhovsky G.G. Thermal testing of powerful power GTUs. Moscow: Publishing House Folium, 2015. 234 p. [in Russian]
10. Vardar N., Ekerim A. Failure analysis of gas turbine blades in a thermal power plant // Engineering Failure Analysis. 2007. Vol. 14. Issue. 4. pp. 743–749. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2006.06.001
11. Tsanev S.V. Gas-turbine and combined-cycle plants of thermal power plants: a textbook for universities / S.V. Tsanev, V.D. Burov, A.N. Remezov; Moscow: Publishing house MEI, 2009. – 584 p. [in Russian]
12. Boyce M.P. Gas Turbine Engineering Handbook, 3rd ed., Oxford, Burlington, MA, USA, 2006.
13. Aminov R. Z., Shkret A. F., Gariievskii M. V. Estimation of lifespan and economy parameters of steam-turbine power units in thermal power plants using varying regimes // Thermal Engineering, 2016, Vol. 63, Iss. 8, pp. 551–557. DOI: 10.1134/S0040601516080012
14. Radin Yu.A., Kontorovich T.S. Use of the principle of equivalent operating time in assessing the reliability of CCGT equipment // Power Technology and Engineering, 2012, Vol. 46. Iss. 2. pp. 129–131. DOI: 10.1007/s10749-012-0319-8

15. Aminov RZ, Kozhevnikov AI, Yankov A.V. Estimation of the influence of the use regimes on resource production by gas turbine installations // Izvestiya vuzov. Problemy energetiki. 2013. No 3–4. pp. 95–100. [in Russian]

16. Aminov R.Z., Shkret A.F., Garievskii M.V. Calculating the Equivalent Service Lifetime of Power Generating Units in Thermal Power Plants // Power Technology and Engineering, 2015, Vol. 48, Iss. 5, pp. 391-393. DOI: 10.1007/s10749-015-0540-3

17. Radin Y.A., Kontorovich T.S., Molchanov K.A. The effectiveness of combined-cycle power plants hot startups simulating // Thermal Engineering. 2015. Vol. 62. Iss. 9. pp. 630-635. DOI: 10.1134/S0040601515090074

18. Shkret A.F., M.V. Garievsky The efficiency of cogeneration CCGT for the regulation variable electrical loads // Proceedings of AcademEnerg. 2017. No 3. pp. 32–42. [in Russian]

19. Aminov R.Z., Shkret A.F., Garievskii M.V. Thermal and nuclear power plants: Competitiveness in the new economic conditions // Thermal Engineering, 2017, Vol. 64, Iss. 5, pp. 319–328. DOI: 10.1134/S0040601517050019

Authors of the publication

Rashid Z. Aminov – doctor of tech. sciences, professor, Chief Researcher of the Saratov Scientific Center of the Russian Academy of Sciences.

Mikhail V. Garievsky – researcher of the Saratov Scientific Center of the Russian Academy of Sciences.

Поступила в редакцию

12 марта 2018 г.