

Efficiency of the Operation of the Cogeneration Steam Turbine Plants at the Variable Heat and Electric Load Schedules

Tatarinova N.V., Suvorov D.M., Sushchikh V.M.
Vyatka State University
Kirov, Russian Federation

Abstract. The urgency of the work is conditioned by the need to improve the management methods of the operation modes of the power plant by creating software tools for predicting the performance of equipment when the conditions of its operation change. In this regard, the aim of the study is to carry out a detailed calculation research of such modes using unique computational mathematical models based on the actual turbine power characteristics. Following tasks were set to achieve it: first, to calculate the limits of change for the main energy and economic indicators in real operating conditions on the example of the turbines T-50-130 of the Kirov CHP-4; secondly, to identify and describe the possible resources to increase the efficiency of the operation of the cogeneration turbine plants under conditions of variable heat and electric load schedules. The received results testify that at today's prices for energy carriers, additional power generation by the thermal cycle of CHP plants is economically feasible during all day. The low economic efficiency of some common methods of generating peak power is shown, in particular, by changing the degree of opening the sliding grids in the low-pressure section. The proposed approach can be implemented and used to optimize the operation of CHP plants in the Russian wholesale electricity and capacity market. The results of the study make it possible to conclude that most steam turbine CHP plants have significant reserves for saving fuel and energy resources, which can be realized by optimizing turbine operation modes.

Keywords: CHP plant, cogeneration steam turbine, computational model, mathematical modeling, operating modes, optimization, power characteristics.

DOI: 10.5281/zenodo.1343404

Eficiența funcționării instalațiilor de termoficare cu turbine cu abur la grafice variabile ale sarcinilor electrice și termice

Tatarinova N.V., Suvorov D.M., Sushih V.M.

Universitatea de Stat din Veatka
Kirov, Federația Rusă

Rezumat. Autorii au propus efectuarea unei cercetări printr-un calcul minuțios al regimurilor variabile în baza modelelor matematice adecvate pentru instalațiile cu turbine cu abur pentru termoficare, în baza caracteristicilor energetice neliniare pe instalația reală. Subiectul cercetărilor include calcule pe exemplul turbinelor T-50-130 a CET-4 din or. Kirov a diapazonului posibil de variație a indicilor energetici și economici de bază la funcționarea în condiții reale de exploatare; identificarea și descrierea resurselor posibile de sporire a eficienței funcționării instalațiilor de termoficare cu turbine în condițiile graficelor variabile ale sarcinilor termice și electrice. Rezultatele obținute denotă faptul, că la prețurile actuale pentru sursele energetice, generarea adăugătoare de putere pentru ciclul de termoficare a CET cu turbine cu abur este rezonabilă din considerente economice pe întreaga perioadă a zilelor. A fost demonstrată eficiența economică redusă la careva metode de generare a puterii de vârf, în particular, pe calea schimbării gradului de deschidere a diafragmelor de reglare în partea de presiune joasă. A fost descoperit efectul economic pozitiv din contul distribuirii optimale al sarcinilor între turbogeneratoare, în special, la acele variante, ce nu erau de identificat, utilizând caracteristicile liniare normative tip. Respectiv, asemenea modele de calcul ale instalațiilor cu turbine pot fi tratate ca u instrument eficient și cu cheltuieli minime, ce nu necesită investiții financiare pentru realizare, ce permite efectuarea alegerii schemei și a regimurilor optime de livrare a agentului termic către consumator, de asemenea o estimare mai obiectivă a indicilor tehnico-economici de funcționare a CET în întregime.

Cuvinte-cheie: CET, turbină cu aburi pentru termoficare, model de calcul, modelare matematică, regimuri de funcționare, caracteristici energetice.

Эффективность работы теплофикационных паротурбинных установок при переменных графиках тепловых и электрических нагрузок

Татаринова Н.В., Суворов Д.М., Суших В.М.

Вятский государственный университет
Киров, Российская Федерация

Аннотация. Актуальность работы обусловлена необходимостью совершенствования методов управления режимами работы электростанции путем создания программных средств по

прогнозированию показателей работы оборудования при изменении условий его эксплуатации. В связи с этим авторами была поставлена цель провести подробное расчетное исследование переменных режимов на основе уникальных корректных математических моделей таких турбоустановок, основанных на фактических энергетических характеристиках оборудования. В задачи исследования входило: во-первых, рассчитать, в каких пределах могут изменяться основные энергетические и экономические показатели в реальных условиях эксплуатации на примере турбин Т-50-130 Кировской ТЭЦ-4; во вторых, выявить и описать возможные ресурсы повышения эффективности работы теплофикационных турбоустановок в условиях переменных графиков тепловых и электрических нагрузок. Полученные результаты свидетельствуют о том, что при сегодняшних ценах на энергоносители дополнительная выработка мощности по теплофикационному циклу паротурбинных ТЭЦ экономически целесообразна в течение всех суток. Обоснованы рекомендации для получения положительного экономического эффекта, относящиеся к возможным вариантам оптимального распределения нагрузок между турбоагрегатами, и предложения по рациональным режимам их эксплуатации. Показана низкая экономическая эффективность некоторых распространенных методов выработки пиковой мощности, в частности путем изменения степени открытия регулирующих диафрагм части низкого давления. Результаты исследования позволяют сделать вывод, что на большинстве паротурбинных ТЭЦ имеются значительные резервы по экономии топливно-энергетических ресурсов, реализовать которые можно, в частности, за счет оптимизации режимов работы турбоустановок.

Ключевые слова: ТЭЦ, теплофикационная паровая турбина, расчетная модель, математическое моделирование, режимы работы, энергетические характеристики.

Введение

Теплоснабжение – один из самых энергоемких, но и, пожалуй, самый энергорасточительный сектор национального хозяйства. Ориентация нашей страны на теплофикацию, как одну из форм централизованного теплоснабжения и приоритетное направление развития энергетики, привела к тому, что на сегодняшний день российская теплоэнергетика по масштабам занимает ведущее место в мире: по объему произведенной и отпущенной теплоты потребителю, протяженности тепловых сетей, расходу топлива на производства тепла. Обусловлено это тем, что производство электрической и тепловой энергии при этом происходит в едином процессе комбинированной выработки, что приводит к рациональному использованию не возобновляемых природных ресурсов. В то же время этот сегмент топливно-энергетического комплекса страны остается неконкурентоспособным на Оптовом рынке электроэнергии и мощности, что связано, прежде всего, с высокими тарифами, величина которых обусловлена как субъективными (неоправданно высокие затраты сетевых компаний, перекрестное субсидирование и пр.), так и объективными причинами (рост цен на энергоресурсы, степень износа основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ, уровень его эксплуатации и пр.) [1-10]. В таких условиях все большую

актуальность приобретают вопросы повышения эффективности использования теплофикационных турбоустановок и оптимизация режимов их работы, так как их решение принципиально дает возможность получения экономии топливных ресурсов без существенных капитальных затрат [11-19]. Вариативность работы теплофикационных турбин находится в зависимости от многих факторов - величины отпуска тепла из отборов, расхода острого пара, температурного графика тепловой сети и других факторов. Поэтому экономичность рассматриваемых турбин тоже оказывается не постоянной, а может изменяться в весьма широких пределах [20-25].

При традиционном подходе к решению оптимизационных задач зачастую применяются слишком упрощенные (спрямленные) как расходные, так и энергетические характеристики турбины и отдельных ее ступеней (отсеков) [26-31]. Это не совсем правомерно, так как фактические характеристики имеют более сложный и в большинстве случаев существенно нелинейный характер. Накопленный в процессе промышленных испытаний турбоустановок различного типа экспериментальный материал позволил разработать методики расчета более точных характеристик ступеней и отсеков турбин во всех допустимых диапазонах режимов работы, включая малорасходные и даже вентиляционные. Верификация и последующее использование таких

характеристик дают возможность решить проблему их адекватности. Именно на базе экспериментально обоснованных характеристик в Вятском государственном университете созданы математические модели, позволяющие осуществлять комплексный тепловой расчет турбоустановок теплофикационного типа с учетом состояния оборудования и существующих условий его эксплуатации, фактической тепловой схемы, и получать адекватную оценку их эффективности в широком спектре режимов [32, 33]. Использование подобных моделей дает возможность решать задачи оптимизации на качественно новом уровне.

I. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

Цель данной работы состоит в разработке и реализации методологии решения задач повышения эффективности работы ТЭЦ путем определения энергетических показателей их турбоустановок для номинальных и переменных режимов их работы на базе разработанных авторами уникальных математических моделей.

В соответствии с целью были определены следующие задачи:

1) проведение расчета, сравнительной оценки и анализа показателей энергетической эффективности переменных режимов работы теплофикационных турбоустановок путем детального теплового расчета (на примере турбины Т-50-130);

2) определение и анализ располагаемого экономического эффекта от реализации предложенных мероприятий для условий Кировской ТЭЦ-4.

II. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Авторы в качестве инструмента расчетного исследования используют нелинейные математические модели (ММ) теплофикационных турбоустановок, подробно описанные в работах [32], в полной мере учитывающие параметры работы турбин, реальное состояние оборудования турбоагрегатов и его фактические характеристики. Это возможность появилась благодаря модернизации методов вычислительной математики применительно к моделированию тепловых схем сложных технических объектов, а именно подходов к решению задач большой размерности (с

количеством независимых переменных в системе более 50), доработки существующей аппаратной реализации решения систем алгебраических нелинейных уравнений и способов поиска решений применительно к расчету всех возможных режимов работы и эксплуатации турбоустановок ТЭЦ, а не только близких к номинальным [33].

Обоснуем выбор критерия эффективности работы турбоустановок в условиях переменных режимов работы.

Количественно оценить экономическую эффективность паротурбинной установки можно с помощью такого широко известного показателя, как удельный расход теплоты на выработку электрической энергии. Для турбин, работающих по теплофикационному циклу, этот показатель определяется, как [33]:

$$q = (Q_o - Q_t) / N_e, \quad (1)$$

где Q_o - расход тепла на турбоустановку; Q_t - теплофикационная нагрузка (отпуск тепла из регулируемых отборов); N_e - вырабатываемая электрическая мощность.

Настоящая работа включает в себя исследование влияния различных режимов эксплуатации паротурбинных энергоблоков на их экономичность при работе в переменной части графиков электрических и тепловых нагрузок (на примере турбин сверхвысокого начального давления, работающих без промежуточного перегрева пара, типа Т-50-130). При этом возникает необходимость оценить, прежде всего, как изменяется экономичность турбоустановки с учетом меняющихся условий эксплуатации, и использование такого абсолютного показателя как q в конечном итоге становится не вполне пригодным. Более целесообразным является использование приростного показателя, а именно – удельного расхода тепла на единицу изменения выработки электроэнергии:

$$q_{add} = (\Delta Q_o - \Delta Q_t) / \Delta N_e, \quad (2)$$

где $\Delta Q_o = Q_o - Q_{oo}$, $\Delta Q_t = Q_t - Q_{to}$, $\Delta N_e = N_e - N_{eo}$, Q_{oo} , Q_{to} , N_{eo} и Q_o , Q_t , N_e относятся соответственно к некоторому исходному и новому режимам работы турбины [33].

Оценка результата внедрения того или иного мероприятия (применения того или иного режима), выраженная в стоимостной

форме, может быть определена объемом дополнительной выручки от реализации дополнительной электроэнергии ΔE . Влияние на величину экономического эффекта других расходов может не учитываться при проведении сравнительного анализа, поскольку они практически не изменяются. Это в первую очередь относится к затратам на собственные нужды ТЭЦ, потому что наиболее их существенная переменная составляющая – расходы на привод питательных насосов – уже учитывалась при вычислении ΔQ_o и q_{add} . Из этого следует, что изменение выручки от реализации электроэнергии за единицу времени в денежном выражении найдется, как

$$\Delta E = \Delta N_e c_e - \Delta B c_f, \quad (3)$$

где c_e и c_f - стоимость отпускаемой с ТЭЦ (продаваемой) электроэнергии и покупаемого условного топлива соответственно;

$\Delta B = \Delta B^e + \Delta B^{PHWB}$ – общее изменение расхода сжигаемого топлива в энергетических и пиковых водогрейных котлах (ПВК).

Величины ΔB^e и ΔB^{PHWB} могут быть определены, как

$$\Delta B^e = b_{add}^e \Delta Q_o, \quad (4)$$

$$\Delta B^{PHWB} = b_{add}^{PHWB} \Delta Q^{PHWB}, \quad (5)$$

где b_{add}^e и b_{add}^{PHWB} – удельные расходы топлива на единицу изменения отпуска теплоты соответственно для энергетических и водогрейных котлов.

Тогда

$$\Delta E = \Delta N_e c_e - (b_{add}^e \Delta Q_o + b_{add}^{PHWB} \Delta Q^{PHWB}) c_f \quad (6)$$

Суммарный отпуск тепла потребителям из отборов турбин и ПВК при проведении оптимизационных расчетов остается неизменным, т.е. $\Delta Q^{PHWB} = -\Delta Q_t$.

Поэтому

$$\Delta E = \Delta N_e c_e - b_{add}^e (\Delta Q_o - \frac{b_{add}^{PHWB}}{b_{add}^e} \Delta Q_t) c_f. \quad (7)$$

Или, с учетом уравнения 2,

$$\begin{aligned} \Delta E &= \Delta N_e c_e - b_{add}^e c_f \left[\Delta N_e q_{add} + \Delta Q_t \left(1 - \frac{b_{add}^{PHWB}}{b_{add}^e} \right) \right] = \\ &= b_{add}^e c_f \left[\left(\frac{c_e}{b_{add}^e c_f} - q_{add} \right) \Delta N_e - \Delta Q_t \left(1 - \frac{b_{add}^{PHWB}}{b_{add}^e} \right) \right]. \end{aligned} \quad (8)$$

При проведении исследований, как правило, принималось, что в каждом конкретном условиях общий расход топлива (природного газа) остается постоянным (происходит лишь его перераспределение между энергетическими и водогрейными котлами). Тогда величину ΔB в уравнении 3 можно отнести к “замыкающему” твердому топливу со своей стоимостью c_f . Стоимости продаваемой электроэнергии и топлива (не включая НДС), а также продолжительности отдельных периодов суток были приняты на основании данных Кировской ТЭЦ-4 по состоянию на декабрь 2017 г.: ночной период (продолжительность $t^n=8$ часов) - $c_e^n = 732$ руб./МВт·ч, полупиковая зона ($t^{hp}=8$ часов) - $c_e^{hp} = 1060$ руб./ МВт·ч, пиковая зона ($t^p=4$ часа) - $c_e^p = 1420$ руб./МВт·ч; стоимость условного топлива (уголь) - $c_f = 3642$ руб./т у.т. Величины b_{add}^e и b_{add}^{PHWB} были получены по результатам обобщения среднемесячных эксплуатационных данных по работе котлов в 2016-2017 г.г.(форма 3-тех) и составили $b_{add}^e = 0,039$ т у.т./ГДж, $b_{add}^{PHWB} = 0,037$ т у.т./ГДж.

В рамках данной работы были выполнены расчетные исследования влияния основных эксплуатационных факторов на эффективность использования теплофикационных турбоустановок в периоды максимальных и минимальных нагрузок применительно к условиям Кировской ТЭЦ-4, а также представлены результаты исследования эффективности некоторых известных способов получения дополнительной и пиковой мощности.

III. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Основные результаты, полученные в результате математического моделирования работы турбоустановок для решения поставленных выше задач, можно свести к

шести положениям, которые подробно характеризуются далее.

Первое. Первоначально на базе верифицированной модели турбоустановки типа Т-50-130 были исследованы возможные варианты функционирования турбины в условиях ее эксплуатации по тепловому графику, то есть с минимально предусмотренной заводом-изготовителем степенью открытия регулирующей диафрагмы (РД) части низкого давления (ЧНД), в соответствии с фактическими параметрами работы Кировской ТЭЦ-4 при изменяющихся расходах пара и разной пропускной способности (иначе – уровня плотности) самой РД ЧНД. Оценка полученных в результате расчетного вычислительного эксперимента количественных данных по параметрам ΔN_e , ΔQ_o и q_{add} позволила установить их экономическую целесообразность и сформулировать общие рекомендации для этой группы режимов. В качестве иллюстрации на Рис. 1 представлен уровень величины q_{add} при исходной теплофикационной нагрузке турбоустановки $Q_{то} = 23,3$ МВт и неуплотненной РД ЧНД при работе с постоянным расходом сетевой воды w , указанным на рисунке (два характерных уровня величины w).

Результаты, приведенные на Рис.1, подтверждают тот факт, что вырабатывать дополнительную мощность на тепловом потреблении экономически эффективно на протяжении всех суток, то есть в те отрезки времени, когда на ТЭЦ вынужденно включены водогрейные котлы (ПВК), турбины с закрытой РД ЧНД должны быть максимально загружены, с превышением исходной нагрузки, а энергетические котлы работать на полную мощность. При этом достигается уровень величины q_{add} для неуплотненной и уплотненной РД в реальных условиях эксплуатации соответственно 1,22 и 1,14 МВт/МВт, а величины $\Delta Q_t / \Delta N_e$ – 2,33 МВт/МВт. Подставляя эти значения в уравнения 7 и 8, получим для турбины с неуплотненной РД величину увеличения выручки на каждый мегаватт-час дополнительной электроэнергии в разные периоды суток, где индексы "n", "hp" и "p" относятся соответственно к ночному, полупиковому и пиковому периодам:

$$\Delta E^n / \Delta N_e^n > 40 \text{ руб./МВт}\cdot\text{ч;}$$

$$\Delta E^{hp} / \Delta N_e^{hp} > 370 \text{ руб./МВт}\cdot\text{ч;}$$

$$\Delta E^p / \Delta N_e^p > 730 \text{ руб./МВт}\cdot\text{ч.}$$

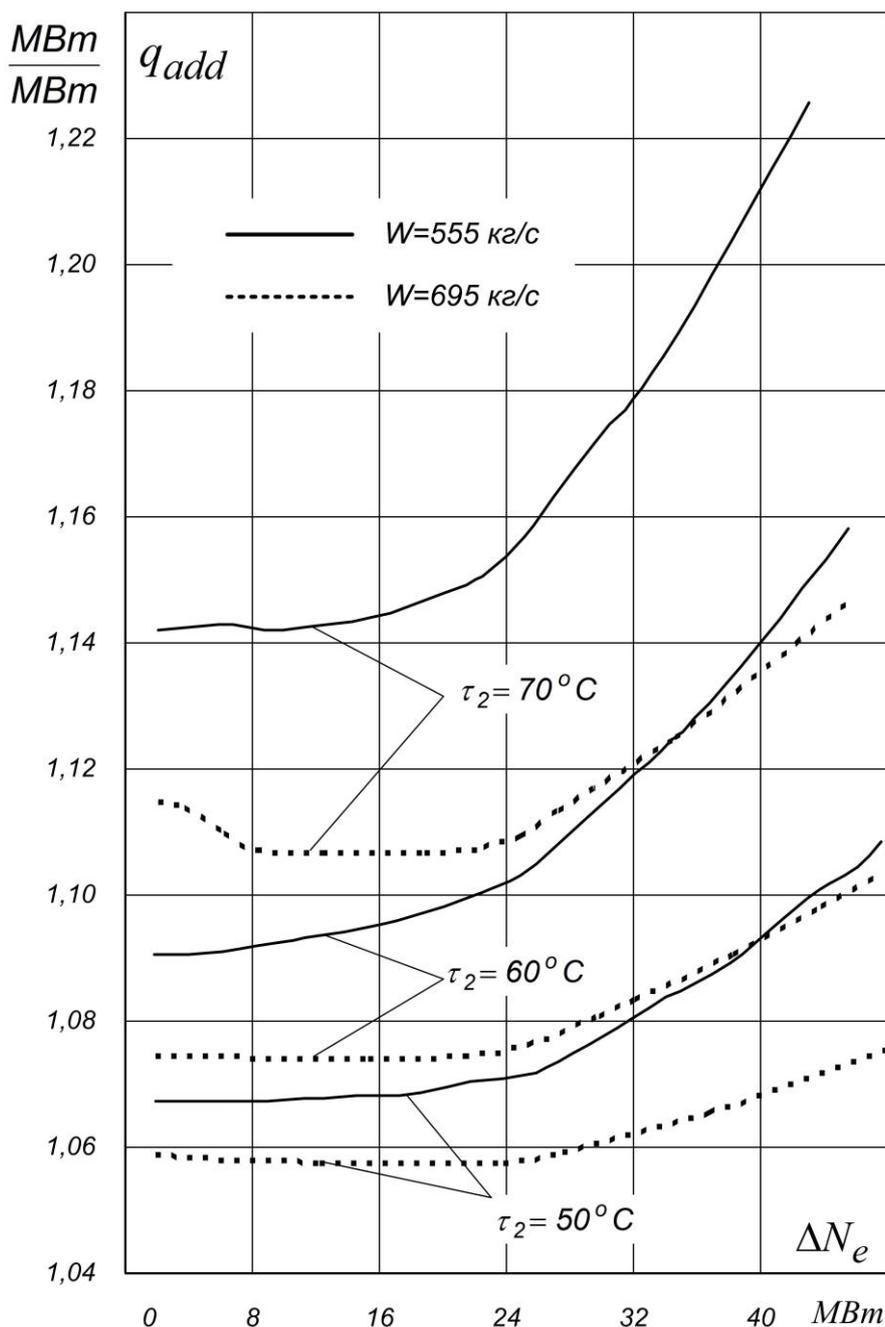
В случае уплотненной регулирующей диафрагмы –

$$\Delta E^n / \Delta N_e^n > 90 \text{ руб./МВт}\cdot\text{ч;}$$

$$\Delta E^{hp} / \Delta N_e^{hp} > 420 \text{ руб./МВт}\cdot\text{ч;}$$

$$\Delta E^p / \Delta N_e^p > 780 \text{ руб./МВт}\cdot\text{ч.}$$

Эти результаты свидетельствуют о высокой экономической эффективности такой дополнительной выработки, особенно в полупиковый и пиковый периоды. Однако в существующих условиях на ТЭЦ могут иметься ограничения по располагаемому количеству топлива, и по этой причине вынуждены прибегать к разгрузке турбины в пользу ПВК, чтобы обеспечить потребителей требуемым количеством теплоты при имеющемся расходе топлива. При такой постановке задачи существенный экономический эффект можно ожидать от перераспределения между разными периодами суток выработки электроэнергии и соответствующего отпуска тепла из теплофикационных отборов. Так, если предположить, что в ночное время увеличивается отпуск тепла от ПВК, а на турбинах снижается насколько это возможно выработка электрической мощности, то за счет этого будет снижено количество используемого топлива. Образовавшийся профицит топлива даст возможность увеличить (свыше первоначальных) электрическую и тепловую нагрузки в полупиковый и пиковый периоды. В результате при сохранении общего расхода топлива за сутки в ночной период увеличится потребление энергосистемой более дешевой покупной электроэнергии, а в остальное время, когда электроэнергия на оптовом рынке в несколько раз дороже, ее потребление снизится, что и приведет к экономии значительных объемов денежных средств.



τ_2 - температура обратной сетевой воды, w - расход сетевой воды

Рис.1. Эффективность режимов работы турбины Т-50-130 по тепловому графику с закрытой неуплотненной РД ЧНД (исходная величина $Q_{to} = 23,3$ МВт).

Второе. Следующая важная проблема - это проблема организации процесса работы ТЭЦ в ситуации, когда имеет место ограничение по расходу топлива и включенных пиковых водогрейных котлов. В этих условиях большое внимание было уделено анализу того, может ли быть получена экономия денежных средств за счет рекомбинации отпуска тепла из отборов и выработки электроэнергии между разными

суточными периодами, и если может, то какой. С этой целью была смоделирована следующая ситуация. При постановке задачи в качестве исходных принимались режимы с некоторым неизменным в течение суток отпуском тепла из отборов Q_{to} . В новых условиях в пиковый период турбина загружалась до максимального расхода свежего пара, а ночью – нагрузка

снижалась настолько, чтобы расход сжигаемого топлива за сутки остался прежним. Эффективность такого подхода к эксплуатации ТЭЦ характеризуется результатами исследований, показанными на Рис. 2. Расчетные данные свидетельствуют о том, что общая экономия денежных средств за сутки возрастает с уменьшением исходного отпуска тепла из отборов (это естественно, так как именно исходный режим определяет располагаемое количество перераспределяемой энергии) и может достигать весьма солидных размеров (это отражено на рисунке). Из этого можно заключить, что отпуск тепла от ПВК в ночное время должен быть увеличен, а турбины максимально разгружены, за счет чего расход сжигаемого топлива снизится. Исследования выполнены для характерных для работы в отопительный период расхода сетевой воды $w = 695$ кг/с и температуры обратной сетевой воды $\tau_2 = 50^\circ\text{C}$. Согласно полученным результатам, суточная экономия денежных средств ΔE_{day} возрастает с уменьшением Q_o (что естественно, т.к. именно исходный режим определяет располагаемое количество перераспределяемой энергии) и может достигать весьма солидных размеров. При этом получено, что каждая Гкал/ч ночной тепловой нагрузки, переданная на пиковый период, приводит к экономии 2500-3600 руб. в сутки. Это соответствует экономии в зимний период порядка 4 млн. руб. (около 55 тыс. евро). В осенне-весенний период величина экономии может меняться в пределах от 2,5 до 3,5 млн. руб. (от 30 до 50 тыс. евро) в сутки зависимости от температуры наружного воздуха и отпуска теплоты из теплофикационных отборов.

Третье. По мере эксплуатации ТЭЦ возникает необходимость обеспечения длительных и безопасных режимов работы оборудования при неполной загрузке отопительных отборов при максимальной экономичности и выдерживании заданных

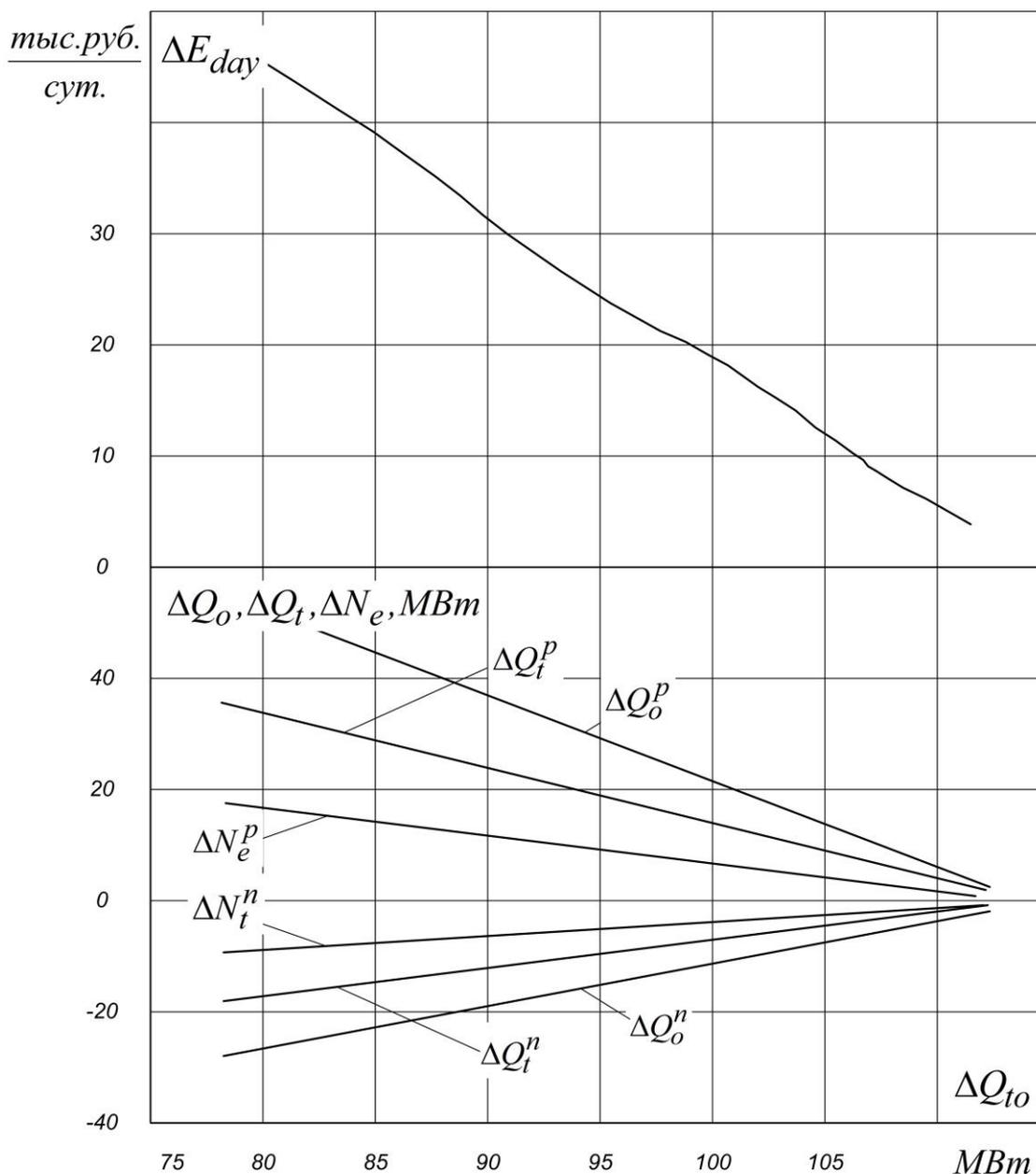
графиков нагрузок. В этом процессе имеются ресурсы пропускной способности турбоустановки для выработки дополнительной электрической мощности (при неизменной тепловой нагрузке) путем наращивания конденсационного потока пара через турбину (это подразумевает ее переход в режим работы по электрическому графику). Очевидно, что целесообразность такого решения определяется экономичностью полученной дополнительной конденсационной мощности. Наиболее полным показателем энергетической эффективности дополнительного конденсационного потока является, очевидно, величина q_{add} , определяемая по уравнению 2 и в рассматриваемом случае (когда $\Delta Q_t = 0$) равная $q_{add} = \Delta Q_o / \Delta N_e$.

В фактических условиях эксплуатации уровень q_{add} (для каждой конкретной турбины) изменяется под влиянием многих факторов. К ним прежде всего относятся тепловая нагрузка, давление в конденсаторе (определяется расходом и температурой циркуляционной воды), параметры (расход и температура) сетевой воды и др. Существенное влияние на q_{add} оказывает также собственно прирост мощности ΔN_e (т.е. расход дополнительного конденсационного потока). В наиболее реальных режимах работы турбин в соответствии диспетчерским графиком нагрузок удельный расход тепла на выработку дополнительной мощности для турбины Т-50-130 составляет 2,33-2,56 МВт/МВт. В таблице показаны значения этой величины для турбин нескольких широко распространенных типов в наиболее благоприятных условиях по температуре и расходу сетевой воды при ее двухступенчатом подогреве и приближении степени открытия РД ЧНД к 100%.

Таблица

Значения величин q_{add} при номинальном расходе сетевой воды, температуре обратной сетевой воды $\tau_2 = 60^\circ\text{C}$ и полном открытии РД ЧНД.

Тип турбоустановки	Т-50-130	Т-110/120-130	Т-180/210-130	Т-185/220-130	ПТ-80/100-130/13
q_{add} , МВт/МВт	2,31-2,32	2,23-2,36	1,93-1,98	2,09-2,14	2,10-2,13



индексы "п" и "р" относятся соответственно к ночному и пиковому периодам

Рис.2. Эффективность перераспределения отопительной нагрузки между ПВК и турбиной типа Т-50-130 в течение суток в условиях работы по тепловому графику при сохранении неизменного суточного расхода топлива.

Мероприятия, обеспечивающие поддержание подобного уровня, обеспечивают меньшую стоимость дополнительной электроэнергии, вырабатываемой станцией в пиковые периоды суток, по сравнению со стоимостью ценопринимания электроэнергии энергосистемой в этот же период. Достаточно существенной оказывается и часовая экономия денежных средств в результате

выработки каждого дополнительного мегаватт-часа (порядка нескольких сотен руб./ч). Годовая экономия, естественно, будет определяться величиной тепловой нагрузки и располагаемым количеством топлива на ТЭЦ. Самый значительный эффект очевидно окажется при полной загрузке турбин в пиковый период.

Четвертое. Не менее известным, достаточно простым и эффективным методом

выработки дополнительной электроэнергии в турбине является полное или частичное отключение отдельных элементов системы регенерации, в частности регенеративных подогревателей высокого давления (ПВД) с сохранением паровой нагрузки блока. В этом случае, если турбины работают по тепловому графику при включенных пиковых источниках, то такой способ позволяет еще одновременно увеличить отпуск тепла из отборов, существенно снизив нагрузку ПВК. Потери тепла в конденсаторе в этих условиях можно считать неизменными, поскольку расход пара в ЧНД почти постоянен, следовательно, удельный расход тепла на выработку дополнительной мощности, найденный в соответствии с уравнением 2, приблизится к тепловому эквиваленту (1 МВт/МВт). Безусловно, в фактических условиях эксплуатации необходимо учитывать тот факт, что при постоянных параметрах подогреваемой сетевой воды (расходе и начальной температуре) варьирование тепловой нагрузки вызовет колебания давления пара в камере нижнего теплофикационного отбора и повлечет за собой изменение расхода пара в ЧНД и конденсатор (в разной степени это зависит от плотности закрытой РД ЧНД), что скажется на стоимости вырабатываемой электроэнергии. Тем не менее во всех случаях при всех прочих равных условиях величина прироста электрической мощности ΔN_e снижается, а величина q_{add} возрастает при повышении температуры τ_2 и уменьшении расхода обратной сетевой воды w . Это вызвано уменьшением теплоперепада (то есть разности действительных энтальпий пара) в предотборных ступенях вследствие роста давления пара в камерах теплофикационных отборов. В некоторых случаях требуется приоткрывать РД для поддержания указанных давлений в пределах допустимого уровня при отключении ПВД, что естественным образом приводит к резкому снижению экономичности дополнительной мощности.

Как показывают расчеты, результаты которых приведены на Рис.3, экономия денежных средств за сутки может составить свыше 20 тыс. рублей на одну турбоустановку в зависимости от разных факторов (например, от температуры обратной сетевой воды). К тому же, наблюдается более высокий КПД

котельных агрегатов (это происходит главным образом благодаря снижению потерь тепла с уходящими газами в газоходах котла), что дополнительно увеличивает экономию. Как видно из графиков, представленных на Рис.3, более плотная регулирующая диафрагма дает больший экономический эффект при отключении ПВД (возрастанию ΔE_{day}).

Пятое. Открытие поворотных диафрагм ЧНД на теплофикационных турбоустановках можно считать одним из самых распространенных способов получения пиковой электрической мощности (расход свежего пара при этом максимален). Как следствие, наблюдается возрастание потерь тепла в холодном источнике одновременно со снижением отпуска тепла из отборов теплофикационным потребителям (это должно быть скомпенсировано увеличением отпуска тепла от пикового котла) и увеличением внутренней мощности турбины. Установлено, что прирост этой мощности обусловлен в основном возрастанием расхода пара через последние ступени и располагаемого теплоперепада в предотборных ступенях (из-за понижения давления в камерах теплофикационных отборов). На Рис. 4 даны обобщенные результаты расчетов энергетического эффекта при выработке пиковой мощности путем открытия регулирующей поворотной диафрагмы ЧНД турбины Т-50-130.

Как оказалось (Рис.4), получение пиковой мощности за счет открытия РД ЧНД при неизменном расходе свежего пара из-за ее низкой энергетической эффективности экономически нецелесообразно, т.к. приводит к значительному перерасходу денежных средств из-за того, что величина q_{add} находится выше приемлемого уровня, близкого к 3,0. Тем не менее, в области малых расходов сетевой воды на турбоустановку, меньших 400 кг/с, а также при высокой стоимости пиковой электроэнергии это может быть эффективно. Однако в целом применение такого способа следует рассматривать только как крайнюю меру.

Шестое. В настоящее время при эксплуатации одинаковых турбин нагрузка между ними, как правило, распределяется равномерно.

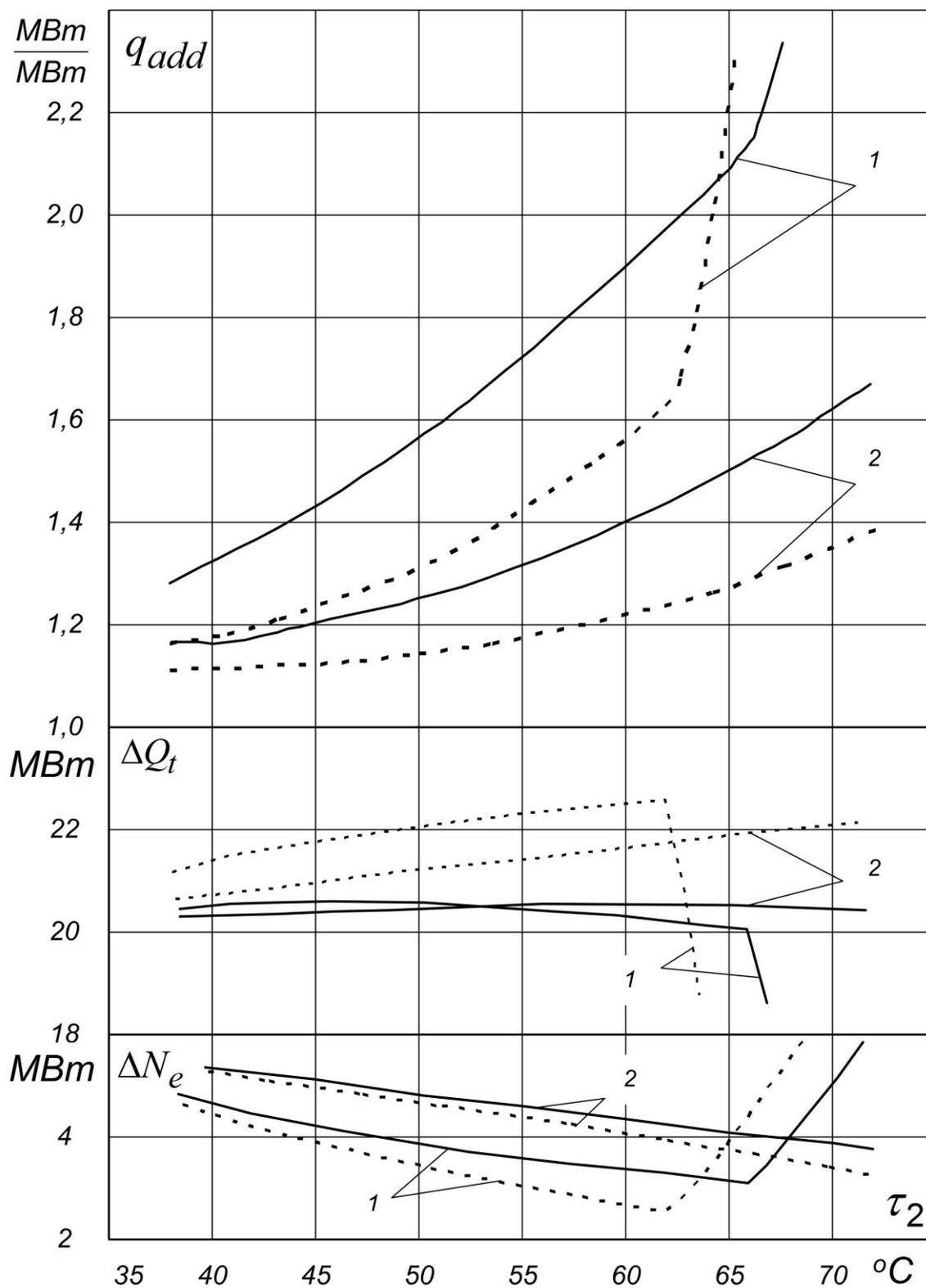
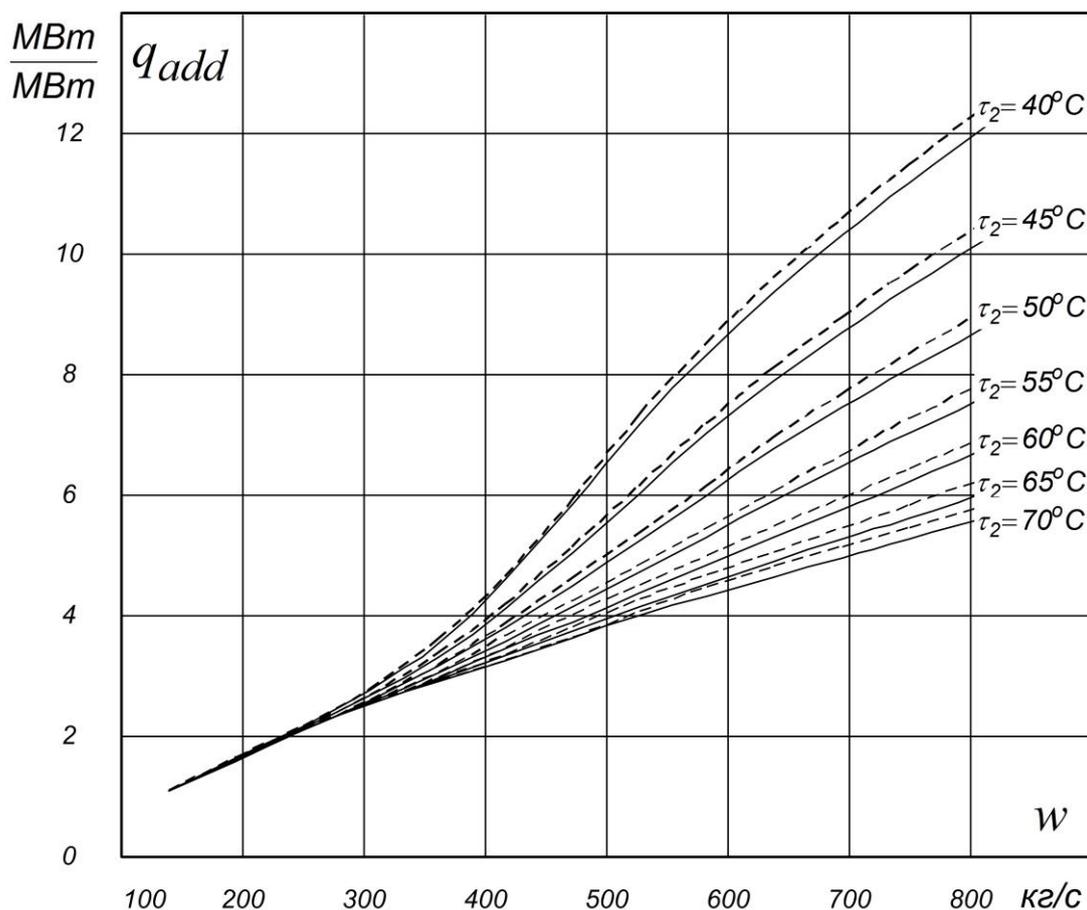


Рис.3. Эффективность отключения ПВД турбоустановки Т-50-130 при сохранении расхода свежего пара ($G_o = 73,5 \text{ кг/с}$) в режимах работы с закрытой РД ЧНД.



————— — проектный пропуск пара в ЧНД (0,0278 кг/(с·кПа));
 - - - - - уменьшенный пропуск пара в ЧНД после уплотнения РД ЧНД (0,0083 кг/(с·кПа))

Рис.4. Эффективность получения пиковой мощности за счет полного открытия РД ЧНД турбины Т-50-130 ($G_o=73,5$ кг/с).

В результате каждая из турбин работает в период пика нагрузки с частично открытой РД ЧНД, т.е. с повышенными значениями удельного расхода тепла на выработку дополнительной электроэнергии. Как показали исследования, в условиях получения дополнительной и пиковой мощности оптимальному принципу организации режимов работы группы турбоустановок отвечает последовательная их загрузка, приводящая при заданной величине пиковой мощности к меньшим потерям теплоты в конденсаторе. Эффективность перехода от параллельного к последовательному открытию РД ЧНД группы турбин Т-50-130 характеризуется данными, представленными на Рис. 5.

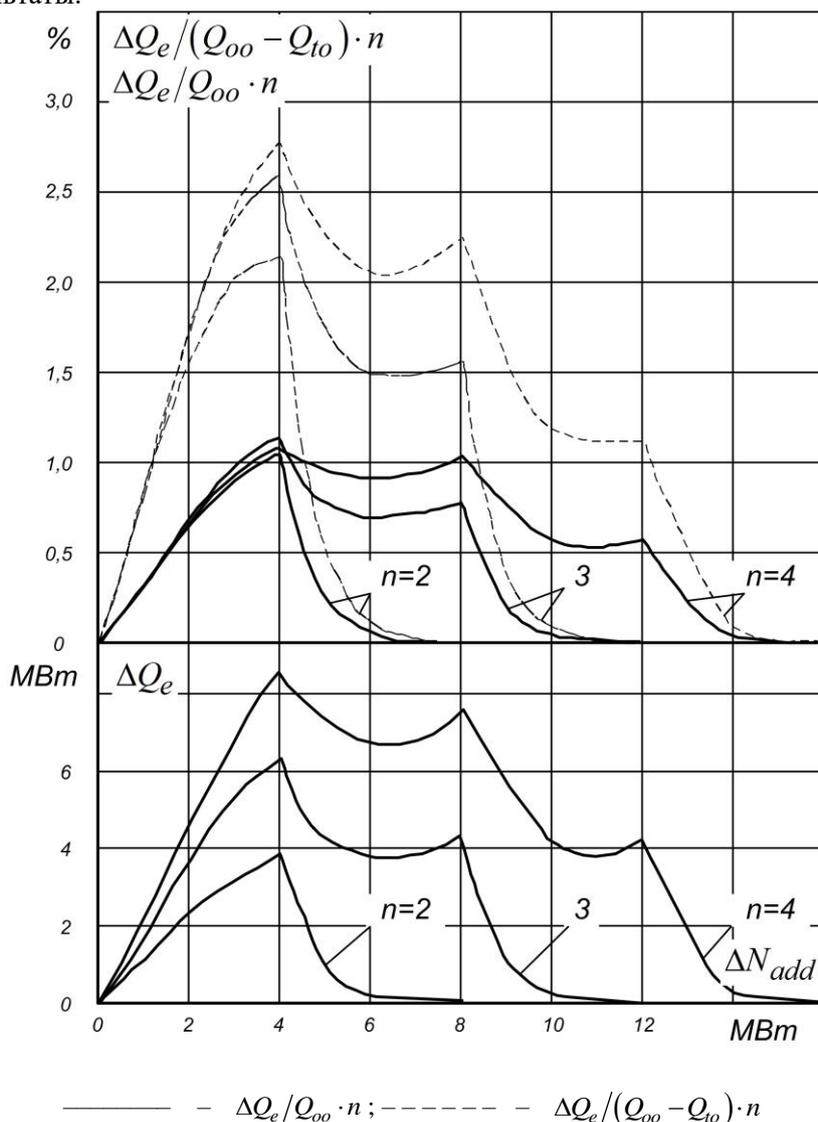
Важно отметить, что при такой организации работы даже для турбин одного типа по сравнению с традиционным равномерным распределением нагрузок по всей вероятности получена ощутимая

экономия топлива и теплоты (в диапазоне от 1 до 2,5 % от их расхода на выработку электроэнергии, верхняя часть рисунка), а абсолютная экономия тепла составит от 2,9 до 8,14 МВт (это зависит от количества турбоустановок n , нижняя часть рисунка). Во время повышенного спроса на электроэнергию в условиях работы турбин по электрическому графику эффективность перехода можно охарактеризовать на примере следующих параметров работы в исходном режиме с $Q_{io}=81,4$ МВт и $w=695$ кг/с, $\tau_2=50^\circ\text{C}$. Расчетами наглядно продемонстрировано, что после оптимизации экономия тепла ΔQ_e в рассматриваемых условиях составила порядка 3 МВт (или около 1 % от расхода теплоты на выработку электроэнергии).

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На базе математического моделирования реальных условий эксплуатации Кировской ТЭЦ-4 было проведено расчетное исследование энергетической и экономической эффективности работы теплофикационных турбоустановок на примере турбин Т-50-130, в ходе которого авторами были получены следующие основные результаты:

1. На основе авторских программ математического моделирования турбоустановок и валидных методов расчета экономического эффекта выполнен подробный анализ отдельных критериев эффективности работы турбин (q_{add} , ΔE) на примере Кировской ТЭЦ-4 с целью оценки



n - количество турбоустановок, ΔQ_e - экономия общего количества теплоты на все турбоустановки при переходе от параллельного к последовательному открытию РД ЧНД, Q_{oo} - общий расход теплоты в исходном режиме, Q_{to} - отпуск теплоты из теплофикационных отборов в исходном режиме

Рис.5. Абсолютная и относительная эффективность работы группы турбин Т-50-130 при переходе от параллельного к последовательному открытию РД ЧНД в период получения пиковой мощности.

диапазона их изменения в конкретных режимах работы, отличных от номинальных, и разработки на основании этого

рекомендаций по повышению надежности и энергоэффективности эксплуатационных решений. Анализ показал, что даже в

наиболее неблагоприятных режимах работы турбин по электрическому графику с открытыми поворотными диафрагмами удельный расход теплоты на выработку дополнительной конденсационной мощности не превышает 2,6 МВт/МВт. Подобный уровень q_{add} обеспечивает меньшую стоимость такой дополнительной электроэнергии, получаемой на ТЭЦ, по сравнению с ценой на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Полученные результаты прямо указывают на то, что сегодняшние, достаточно высокие, цены на энергоносители делают выработку такой мощности на тепловом потреблении экономически оправданной на протяжении всех суток, а значит, указанная мощность может быть вполне конкурентоспособной и позволит более активно привлекать теплофикационные турбины к регулированию графика электрической нагрузки.

2. Обоснованы рекомендации для получения положительного экономического эффекта при среднесрочной и краткосрочной оптимизации работы оборудования ТЭЦ (наивыгоднейшее распределение нагрузок между ними), сформулированы предложения по ведению режимов на станции в разные периоды.

В частности, выявлена низкая экономическая эффективность такого способа выработки дополнительной мощности, как увеличение степени открытия регулирующей диафрагмы ЧНД. Поэтому такой способ можно рекомендовать к использованию только в случае необходимости выработки и отпуска пиковой электрической мощности. В то же время, установлено, что при включенных на ТЭЦ пиковых водогрейных котлах, то есть при работе электростанции по тепловому графику, оказывается экономически целесообразной работа с отключенной группой ПВД.

Литература (References)

- [1] *Reglamenty Optovogo rynka elektroenergii i moshchnosti* [Regulation of the wholesale electricity and capacity market]. Non-profit Partnership "Market Council". Available at: <https://lk.npsr.ru/ru/regulation/joining/reglaments/index.html> (accessed 30.06.2018)
- [2] Filimonova V.A., Bobritskaya I.V. Uvelichenie marzhinal'nosti raboty TES [Increasing marginal returns of TPP operation]. *Energorynok*, 2013, no. 10 (115), pp. 34-36. (in Russian).

3. Определено, что полученные результаты в значительной степени инвариантны относительно величин расходов пара на турбоустановки рассматриваемого типа, расходов и температур сетевой воды и ряда других параметров, что позволяет использовать полученные результаты в общем виде на всех паротурбинных ТЭЦ, имеющих турбоустановки рассматриваемого типа (Т-50-130), а также и с другими типами турбоагрегатов российского производства, работающими без промежуточного перегрева пара (в первую очередь, это турбины типа Т-110-130).

4. Благодаря использованному в данном исследовании программному комплексу, удалось произвести оценку потенциальной прибыли при осуществлении рекомендованных мероприятий, которые могут сэкономить до 1-2% затрат на топливо. В связи с этим, необходимо усилить внимание к вопросам корректного математического моделирования теплофикационных турбоустановок, учитывающего фактические условия их функционирования, чтобы получать ощутимый эффект без значительных капитальных затрат.

Таким образом, на большинстве ТЭЦ имеются существенные резервы по экономии топливно-энергетических ресурсов, реализовать которые можно, в частности, за счет дальнейшего усовершенствования режимов работы основного и вспомогательного оборудования. Количественный эффект от реализации такого рода мероприятий подлежит расчету с учетом как конкретных режимных условий и состава оборудования каждой электростанции, так и от экономических условий деятельности энергетических предприятий на рынке (в первую очередь от стоимости топлива, тепловой и электрической энергии).

- [3] Gvozdenaca D., Urošević B.G., Menke Ch., Urošević D., Bangviwat A. High efficiency cogeneration: CHP and non-CHP energy. *Energy*, 2017, vol. 135, pp. 269-278. doi: 10.1016/j.energy.2017.06.143
- [4] Gambini M., Vellini M. High Efficiency Cogeneration: Electricity from Cogeneration in CHP Plants. *Energy Procedia*, 2015, vol. 81, pp. 460-439. doi: 10.1016/j.egypro.2015.12.117
- [5] Martensa A. The energetic feasibility of CHP compared to the separate production of heat and

- power. *Applied Thermal Engineering*, 1998, vol. 18, iss. 11, pp. 935-946. doi.: 10.1016/S1359-4311(98)00026-X
- [6] Widmann Ch., Lödige D., Toradmal A., Thomas B. Enabling CHP units for electricity production on demand by smart management of the thermal energy storage. *Applied Thermal Engineering*, 2017, vol. 114, pp. 1487-1497. doi: 10.1016/j.applthermaleng.2016.08.065
- [7] Tumanovskii A.G. Prospects for the development of coal-steam plants in Russia. *Thermal Engineering*, 2017, no. 64, pp. 399-407. doi: 10.1134/S004036361706008X
- [8] Chuchueva I.A., Inkina N.E. Optimizaciya raboty TEC v usloviyah optovogo rynka elektroenergii i moshchnosti Rossii [Optimization of CHP plants operation in the wholesale electricity and capacity market of Russia]. *Science and Education. Bauman Moscow State Univ., Electronic Journal*, 2015, no. 8, pp. 195-238. (In Russian).
- [9] Luoa X., Zhangb B., Chena Y., Moa S. Operational planning optimization of multiple interconnected steam power plants considering environmental costs. *Energy*, 2012, vol. 37, pp. 549-561. doi: 10.1016/j.energy.2011.10.049
- [10] Luoa X., Zhangb B., Chena Y., Moa S. Modeling and optimization of a utility system containing multiple extractions steam turbines. *Energy*, 2011, vol. 36, pp. 3501-3512. doi: 10.1016/j.energy.2011.03.056
- [11] Huang X., Luoa X., Chena J., Yanga Zh., Chena Y., Ponce-Ortegab J., El-Halwagic M.M. Synthesis and dual-objective optimization of industrial combined heat and power plants compromising the water-energy nexus. *Applied Energy*, 2018, vol. 224, pp. 448-468. doi: 10.1016/j.apenergy.2018.04.095
- [12] Varbanov P. S., Klemeša J. J., Friedler F. Challenges and Potentials of Modelling Tools Total Site Integration and Utility System Optimisation. *Computer Aided Chemical Engineering*, 2017, vol. 40, pp. 2545-2550. doi: 10.1016/B978-0-444-63965-3.50426-8
- [13] Berdyshev V.I., Letun V.M., Volkova T.V. and Gluz I.S. Matematicheskoe modelirovanie: optimizaciya rezhimov raboty teplovyh elektrostancij [Mathematical modeling: optimization of operational modes of thermal power plants]. *Vestnik Ural'skogo otdeleniya RAN*, 2013, no. 1, pp. 25-34. (in Russian)
- [14] Trukhny A.D., Lomakin B.V. *Teplofikacionnye parovye turbiny i turboustanovki* [Heating steam turbines and turbine units]. Moscow, 2006. 512 p.
- [15] Li Z., Zhao L., Du W., Qian F. Modeling and Optimization of the Steam Turbine Network of an Ethylene Plant. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 2013, vol. 21, no. 5, pp. 520-528. doi: 10.1016/S1004-9541(13)60530-3
- [16] Tveit T.-M., Fogelholm C.-J. Multi-period steam turbine network optimisation. Part II: Development of a multi-period MINLP model of a utility system. *Applied Thermal Engineering*, 2006, vol. 26, no. 14-15, pp. 1730-1736. doi: 10.1016 / j.applthermaleng.2005.11.004
- [17] Aminov R.Z., Shkret A.F., Garievskii M.V. Estimation of lifespan and economy parameters of steam-turbine power units in thermal power plants using varying regimes. *Thermal Engineering*, 2016, no. 63, pp. 551-557. doi: 10.1134/S0040601516080012
- [18] Ameri M., Ahmadi P., Hamidi A. Energy, exergy and exergoeconomic analysis of a steam power plant: A case study. *Energy Research*, 2009, vol. 33, no. 5, pp. 499-512. doi:10.1002/er.1495
- [19] Baxley J.V.; Haywood L. J. [Multiple positive solutions of nonlinear boundary value problems]. Second International Conference on Dynamics of Continuous, Discrete and Impulsive Systems (London, ON, 2001). *Dyn. Contin. Discrete Impuls. Syst. Ser. A Math. Anal.* 10 (2003), no. 1-3, pp. 157-167.
- [20] Kong , Ma J., Che Ch. Theoretical and experimental study of volumetric change rate during phase change process. *Energy Research*, 2009, vol. 33, no. 5, pp. 513-525. doi: 10.1002/er.1498
- [21] Zhu Q., Luo X., Zhang B., Chen Y., Mo S. Mathematical modeling, validation, and operation optimization of an industrial complex steam turbine network-methodology and application. *Energy*, 2016, vol. 97, pp. 191-213. doi: 10.1016/j.energy.2015.12.112
- [22] Shchinnikov P.A., Safronov A.V. Enhancing the calculation accuracy of performance characteristics of power-generating units by correcting general measurands based on matching energy balances. *Thermal Engineering*, 2014, no. 61, pp. 898-904. doi: 10.1134/S0040363614110083
- [23] Tveit T.-M., Fogelholm C.-J. Multi-period steam turbine network optimisation. Part I: Simulation based regression models and an evolutionary algorithm for finding D-optimal designs. *Applied Thermal Engineering*, 2006, vol. 26, no. 10, pp. 993-1000. doi: 10.1016/j.applthermaleng.2005.10.025
- [24] Kumar R. Thermodynamic Modeling and Validation of a 210-MW Capacity Coal-Fired Power Plant. *Iranian Journal of Science and Technology - Transactions of Mechanical Engineering*, 2016, vol. 40, pp. 233-242. doi: 10.1007/s40997-016-0025-5
- [25] Tzolakis G., Papanikolaou P., Kolokotronis D., Samaras N., Tourlidakis A., Tomboulides A. Simulation of a coal-fired power plant using mathematical programming algorithms in order to optimize its efficiency. *Applied Thermal Engineering*, 2012, vol. 48, pp. 256-267. doi: 10.1016/j.applthermaleng.2012.04.051
- [26] Wang L., Yang Yo., Dong Ch., Morosuk T., Tsatsaronis G. Parametric optimization of supercritical coal-fired power plants by MINLP and differential evolution. *Energy Conversion and*

Management, 2014, vol. 85, pp. 828-838. doi: 10.1016/j.enconman.2014.01.006

[27] Wolfrum Ph., Kautz M., Schäfer J. Smart Operation of CHP Units. *IFAC Proceedings Volumes*, 2012, vol. 45, iss. 21, pp. 61-66. doi: 10.3182/20120902-4-FR-2032.00013

[28] Choa H., Lucka R., Eksioglub S.D., Chamraa L.M. Cost-optimized real-time operation of CHP systems. *Energy and Buildings*, 2009, vol. 41, iss. 4, pp. 445-451. doi: 10.1016/j.enbuild.2008.11.011.

[29] Carcascia C., Cosib L., Ferrarob R., Pacificic B. Effect of a real steam turbine on thermoeconomic analysis of combined cycle power plants. *Energy*, 2017, vol. 138, pp. 32-47. doi: 10.1016/j.energy.2017.07.048.

[30] Ledukhovskiy G.V., Zhukov V.P., Barochkin E.V., Zimin A.P., Razinkov A.A. Algorithms for striking material and energy balances in calculating

the technical-and-economic indicators of thermal power plant equipment based on the ill-posed problem regularization method. *Thermal Engineering*, 2015, no. 62, pp. 607-614. doi: 10.1134/S0040601515080030

[31] Dubrovskii V.G., Zubov A.P., Koshelev S.A., Babiev A.N., Kremer V.L. Retrofitting Steam Turbines with Expired Service Life. *Thermal Engineering*, 2018, no. 6, pp. 15-20. doi: 10.1134/S0040363618060024 2.

[32] Efros E.I., Tatarinova N.V. Efficiency of obtaining additional condensing power in steam turbines. *Electric stations*, 2006, no. 10, pp.26-32.

[33] Simoyu L.L., Efros E.I., Gutorov V.F., Lagoon V.P. *Teplofikacionnye parovye turbiny: povyshenie ekonomichnosti i nadezhnosti* [Heating steam turbines: increase in economy and reliability]. St. Petersburg: Energotech, 2001. 208 p. (in Russian).

Сведения об авторах.



Татаринова Наталья Владимировна, кандидат технических наук, доцент кафедры теплотехники и гидравлики ВятГУ. Научные интересы - теплофикация, математическое моделирование паротурбинных установок и тепловых электрических станций, энергосбережение.
E-mail: nvt_s@mail.ru



Суворов Дмитрий Михайлович, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой теплотехники и гидравлики ВятГУ. Научные интересы - энергетическая эффективность теплофикации, математическое моделирование паротурбинных установок, энергосбережение.
E-mail: dmilar@mail.ru



Суших Виктор Михайлович, доцент кафедры теплотехники и гидравлики ВятГУ. Научные интересы - теплофикация, математическое моделирование паротурбинных установок.
E-mail: vimis608@gmail.com