

---

---

УДК 620.4

## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ГТУ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ В КЛИМАТИЧЕСКИХ ЗОНАХ С УМЕРЕННО КОНТИНЕНТАЛЬНЫМ И РЕЗКО КОНТИНЕНТАЛЬНЫМ КЛИМАТОМ С УЧЕТОМ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ЦЕН НА ОТПУСКАЕМУЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ ПРОДУКЦИЮ

© 2021 г. А. М. Клер<sup>1</sup>, Е. Л. Степанова<sup>1</sup>, \*, П. В. Жарков<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

\*e-mail: step@isem.irk.ru

Поступила в редакцию 31.03.2021 г.

После доработки 23.04.2021 г.

Принята к публикации 26.04.2021 г.

Проведена оценка эффективности режимов работы теплофикационной ГТУ при эксплуатации в климатических зонах с умеренно континентальным и резко континентальным климатом с учетом неопределенности цен на отпускаемую ими энергетическую продукцию. Описана методика, позволяющая проводить оптимизационные исследования режимов работы теплофикационной ГТУ с учетом определения зависимости изменения цены одного вида энергии от цены другого вида энергии. Методика позволяет найти диапазон цен, на основе которого строится Парето-оптимальное множество решений. Это поможет определить варианты технических решений, обеспечивающие конкурентоспособность ГТУ с другими тепло- и электрогенерирующими установками и выбрать из этих вариантов наиболее эффективный. Для определения максимальной и минимальной границ диапазона цены на тепловую энергию решаются две оптимизационные задачи: задача минимизации цены энергии для определения максимальной цены тепла и задача минимизации цены эксергии для поиска минимальной границы диапазона цены тепла. Для построения Парето-оптимального множества решений на полученном диапазоне цен решается задача минимизации цены электроэнергии при заданных цене тепла и норме возврата капиталовложений. Полученные данные могут использоваться для выбора оптимальных технических решений при эксплуатации в регионах с различными климатическими характеристиками, подборе оптимального сочетания схемно-параметрических решений, обеспечивающих конкурентоспособность продукции данной теплофикационной ГТУ.

*Ключевые слова:* газотурбинные установки, математическое моделирование теплоэнергетических установок, оптимизационные расчеты режимов работы теплоэнергетических установок, энергетическая и экономическая эффективность, утилизация тепла дымовых газов

DOI: 10.31857/S0002331021030079

### ВВЕДЕНИЕ

Газотурбинные установки (ГТУ) широко применяются в энергетике как в России, так и в других странах. ГТУ имеют свои преимуществами по сравнению с традиционными паротурбинными установками (ПТУ) несмотря на то, что входящая в состав ПТУ паровая турбина имеет более высокую надежность и больший срок службы, чем

газовая турбина, а при изготовлении парового котла и паровой турбины используются менее дефицитные материалы, чем при изготовлении газовой турбины. ГТУ характерны меньшие сроки строительства и ввода в эксплуатацию, компактность, более низкие эксплуатационные затраты и себестоимость продукции, более высокий коэффициент полезного действия, экологичность [1–5]. Кроме того, ГТУ характеризуются гибкостью в выборе режимов работы. Данные установки могут эксплуатироваться в составе тепловых электрических станций или как отдельное энергетическое производство, поставляя вырабатываемую продукцию в общие электрические и тепловые сети. Климатические условия, в которых эксплуатируются ГТУ, зачастую требуют обеспечения потребителей не только электрической, но и тепловой энергией, что обосновывает целесообразность работы данных установок в режиме когенерации [6–8].

### ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

В настоящее время для производителей энергии цены на продажу электроэнергии формируются либо на конкурентной основе механизмами оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) в пределах ценовых зон, что влечет за собой неопределенность в цене электроэнергии, либо в неценовых зонах по регулируемым государством ценам, которые периодически пересматриваются, как правило, в сторону увеличения [9, 10]. Цены на тепловую энергию также имеют некоторую неопределенность в связи с начавшимся процессом перехода сектора теплоснабжения во многих регионах России на рыночные отношения [11, 12], а тепловая нагрузка напрямую зависит от климатических характеристик конкретного региона эксплуатации теплоэнергетических установок (ТЭУ). Во многих других странах формирование цен на энергетическую продукцию осуществляется так же на рыночной основе [13–15]. В сложившихся условиях формирования цен на отпускаемую энергетическую продукцию, производителям электрической и тепловой энергии, в частности, имеющим в своем составе ГТУ, необходимо знать диапазон цен производимой продукции, при которых ее продажа будет выгодна с учетом соблюдения всех правил и ограничений эксплуатации оборудования. Следует также отметить, что для когенерационных установок цены на производимые виды энергии взаимосвязаны и целесообразно определить зависимость изменения цены одного вида энергии от возможного изменения цены другого, с учетом сохранения рентабельности их продажи. Кроме того, многие ГТУ уступают паротурбинным установкам в части обеспечения тепловой нагрузки, что особенно важно в регионах с холодным климатом. В связи с этим поиск технических решений по ГТУ (выбор технологической схемы, оборудования, их конструктивных характеристик и т.д.), которые могут обеспечить их конкурентоспособность по сравнению с ПТУ подобной мощности, несомненно важен. Поэтому схемно-параметрические оптимизационные исследования различных режимов работы теплофикационной ГТУ при ее предполагаемой эксплуатации в двух регионах, один из которых находится в климатической зоне с умеренно континентальным климатом (умеренно-морозная зима и теплое лето), а второй – в зоне с резко континентальным климатом (продолжительная суровая зима и короткий летний период), а так же с учетом неопределенности цен на отпускаемую энергетическую продукцию, являются весьма актуальными. Выполнить такие исследования можно с помощью математического моделирования и оптимизации. В Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН разработан программно-вычислительный комплекс Система машинного построения программ [16]. Использование математических моделей ТЭУ, созданных с его помощью, позволяет выполнять конструкторские и поверочные расчеты, а так же проводить оптимизационные исследования ТЭУ.

Для определения зависимости изменения цены электроэнергии от цены тепла целесообразно определить возможный диапазон цены тепловой энергии и далее прове-

сти оптимизационные исследования на данном диапазоне с определенным шагом. Определение цены электроэнергии внутри диапазона осуществляется посредством решения задачи минимизации цены электроэнергии при заданной цене тепла и заданной норме возврата капиталовложений [17, 18]. При этом вводится ограничение на максимальную электрическую мощность ГТУ, а номинальная тепловая нагрузка установки включается в состав оптимизируемых параметров.

Математическая запись решаемой оптимизационной задачи имеет следующий вид.

$$\min_{Q^p, x_k, B_k, \gamma_k, B_i} \left[ (K_{\text{сум}}L + B_{\text{год}}C^{\text{топ}} + K_{\text{сум}}(\alpha_{\text{у.п}} + \alpha_{\text{ам}}) - Q_{\text{год}}C^{\text{теп}}) / \mathcal{E}_{\text{год}} \right] \quad (1)$$

при условиях

$$S_k = f(x_k, B_k, \gamma_k, Q^p), \quad G_k(x_k, B_k, \gamma_k, Q^p) \geq 0, \quad x_k^{\min} \leq x_k \leq x_k^{\max}, \quad (2)$$

$$N_k = f(Q^p, B_k, x_k, \gamma_k), \quad N^{\min} \leq N_k \leq N^{\max}, \quad (3)$$

$$G_i(x_i, B_i, \gamma_i, S_k, Q_i) \geq 0, \quad x_i^{\min} \leq x_i \leq x_i^{\max}, \quad i = 1, \dots, n, \quad (4)$$

$$K_{\text{об}} = \theta(S_k, d_{\text{уд}}), \quad K_{\text{сум}} = K_{\text{об}} + K_{\text{стр}}, \quad (5)$$

$$Q_i = f(Q^p, \gamma_i), \quad N_i = f(Q_i, B_i, x_k, x_i, \gamma_i), \quad (6)$$

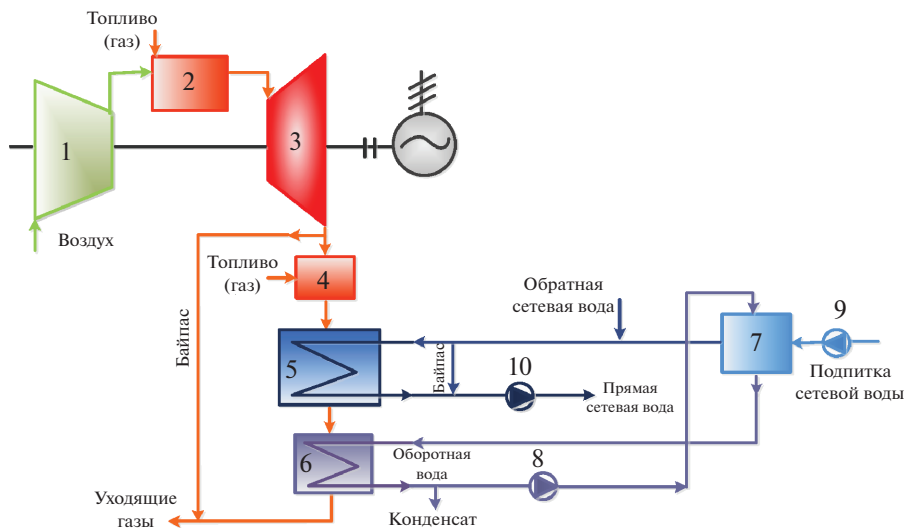
$$Q_{\text{год}} = \sum_{i=1}^n Q_i T_i, \quad \mathcal{E}_{\text{год}} = \sum_{i=1}^n (N_i - N_i^{\text{ч}}) T_i, \quad B_{\text{год}} = \sum_{i=1}^n B_i T_i, \quad (7)$$

где  $L = \sum_{i=0}^{N_{\text{стр}}-1} \frac{1}{(1+IRR)^i} / N_{\text{стр}} \sum_{j=N_{\text{стр}}}^{i=N_{\text{стр}}+N_{\text{экс}}} \frac{1}{(1+IRR)^j}$ ;  $N_{\text{стр}}$  – продолжительность строительства в годах;  $N_{\text{экс}}$  – продолжительность эксплуатации в годах;  $IRR$  – внутренняя норма возврата капиталовложений;  $K_{\text{сум}}$  – суммарные капиталовложения;  $x_k$  – вектор оптимизируемых параметров, определяющих конструктивные характеристики установки (параметры цикла, конструктивные параметры элементов и режимные параметры в номинальном режиме);  $x_i$  – вектор оптимизируемых режимных параметров в  $i$ -м режиме (индексом  $i$  обозначаются параметры, относящиеся к характерным режимам, в которых проводятся поверочные расчеты);  $B_k$  – часовой расход топлива в номинальном режиме;  $B_i$  – расход топлива в  $i$ -м режиме;  $B_{\text{год}}$  – годовой расход топлива;  $C^{\text{топ}}$  – стоимость топлива;  $K_{\text{стр}}$  – капиталовложения, учитывающие непредвиденные затраты и затраты на строительство;  $\alpha_{\text{у.п.}}$ ,  $\alpha_{\text{ам}}$  – доли условно-постоянных издержек и амортизационных отчислений соответственно;  $Q^p$  – расчетная тепловая нагрузка;  $Q_{\text{год}}$  – годовой отпуск тепловой энергии;  $C^{\text{теп}}$  – цена тепловой энергии;  $\mathcal{E}_{\text{год}}$  – годовой полезный отпуск электроэнергии;  $S_k$  – вектор конструктивных характеристик установки;  $\gamma_k$  – вектор исходных данных, определяющих внешние условия работы установки в номинальном режиме;  $G_k - l_k$ -мерная векторная функция ограничений-неравенств в номинальном режиме;  $N_k$  – полная электрическая мощность в номинальном режиме;  $N^{\min}$ ,  $N^{\max}$  – минимальное и максимальное значение электрической мощности в номинальном режиме;  $G_i - l_p$ -мерная векторная функция ограничений-неравенств в  $i$ -м режиме;  $\gamma_i$  – вектор исходных данных, определяющих внешние условия работы в  $i$ -м режиме;  $K_{\text{об}}$  – капиталовложения в оборудование;  $d_{\text{уд}}$  – вектор удельных стоимостей элементов оборудования;  $T_i$  – продолжительность  $i$ -го режима;  $Q_i$  – отпуск тепловой энергии в  $i$ -м режиме;  $N_i$  – полная электрическая мощность в  $i$ -м режиме;  $N_i^{\text{ч}}$  – рас-

ход электроэнергии на собственные нужды в  $i$ -м характерном режиме;  $x_k^{\min}$ ,  $x_k^{\max}$ ,  $x_i^{\min}$ ,  $x_i^{\max}$  – векторы минимальных и максимальных значений  $x_k$  и  $x_i$  соответственно;  $n$  – число режимов, в которых проводятся поверочные расчеты. Задача состоит в подборе такого сочетания схемно-параметрических решений по ТЭУ, которое обеспечило бы конкурентоспособность продукции когенерационной установки как по отношению к однопродуктовым электрогенерирующим установкам, так и по отношению к однопродуктовым теплогенерирующим установкам, которые могут использоваться в соответствующих системах электро- и теплоснабжения. Для поиска такого сочетания решений, в соответствии с предлагаемой в настоящей работе методикой, проводится серия оптимизационных расчетов по критерию минимума цены электроэнергии при различных заданных значениях цены тепла. При этом цена тепла варьируется в определенном диапазоне. Следует отметить, что полученное в результате серии оптимизационных расчетов множество решений является Парето-оптимальным множеством. Для любого решения данного множества не существует другого решения, которое бы имело меньшую цену тепла и небольшую цену электроэнергии при заданном значении внутренней нормы возврата капиталовложения или меньшую цену электроэнергии и небольшую цену тепла. При использовании данного подхода возникает проблема выбора границ диапазона, в котором должна изменяться цена тепла. В статье [19] в качестве верхней границы диапазона применяется цена тепла альтернативной котельной. Значение нижней границы диапазона задается экспертно, как доля от его верхней границы. При определении этой цены тепла должен соблюдаться ряд условий: цена тепла альтернативной котельной определяется при том же значении внутренней нормы возврата капиталовложений, что и цена электроэнергии ТЭУ; цена на аналогичные элементы оборудования, строительные и монтажные работы в расчетах ТЭУ и котельной должны быть одинаковы; если ТЭУ и котельная используют один вид топлива, цена для них должна быть одинаковой; при расчетах ТЭУ и котельной должны использоваться одинаковые климатические характеристики (расчетная температура наружного воздуха, графики продолжительности стояние температур наружного воздуха и др.); должна проводиться оптимизация конструктивных и режимных параметров котельной с учетом переменного характера тепловых нагрузок. Соблюдение данных условий трудно обеспечить, особенно если использовать цену тепла альтернативной котельной или ее отдельные характеристики (удельные капиталовложения, удельный расход топлива на единицу отпущенного тепла, расход электроэнергии на собственные нужды и др.), полученные другими авторами. С учетом этого цену тепла на границах диапазона в настоящей работе предлагается определять в результате решения двух оптимизационных задач, основанных на расчетах только исследуемой ТЭУ. Максимальная цена тепла определяется при оптимизации ТЭУ по критерию минимума цены отпускаемой энергии. При этом годовой отпуск энергии получается суммированием годового отпуска электроэнергии и годового отпуска тепла, приведенных к одной системе единиц (МВт ч). В результате цена единицы тепловой энергии оказывается равной цене единицы электроэнергии. Поскольку затраты на производство единицы электроэнергии намного превышают затраты на производство единицы тепловой энергии, цена тепла, получающаяся в результате решения указанной задачи, как показываю расчеты, будет выше цены тепла любой однопродуктовой теплогенерирующей установки. Математическая постановка задачи минимизации цены энергии (Задача II) имеет следующий вид

$$\min_{Q^p, x_k, B_k, x_i, B_i} \left[ (K_{\text{СУМ}}L + B_{\text{ГОД}}C^{\text{ТОП}} + K_{\text{СУМ}}(\alpha_{\text{У.П}} + \alpha_{\text{АМ}}) - Q_{\text{ГОД}}C^{\text{ТЕП}}) / (Q_{\text{ГОД}} + Q_{\text{ГОД}}) \right], \quad (8)$$

при условиях (2)–(7).



**Рис. 1.** Принципиальная технологическая схема теплофикационной ГТУ: 1 – воздушный компрессор; 2 – 1-я камера сгорания топлива; 3 – газовая турбина; 4 – 2-я камера сгорания топлива; 5 – котел-утилизатор; 6 – контактный теплообменник; 7 – водоводяной подогреватель; 8–10 – насосы.

Минимальная граница диапазона цены тепла определяется при оптимизации ТЭУ по критерию минимума цены отпускаемой эксергии. При этом годовой отпуск эксергии получается суммированием эксергии, содержащейся в годовом отпуске электроэнергии, и эксергии, содержащейся в годовом отпуске тепла. В единице электрической энергии содержится единица эксергии. Цена единицы тепла при решении указанной оптимизационной задачи будет в несколько раз меньше цены электроэнергии и, как показывают расчеты, будет существенно ниже цены любой однопродуктовой теплогенерирующей установки. Математическая постановка задачи минимизации цены эксергии (Задача III) приведена ниже.

$$\min_{Q^p, X_k, B_k, X_i, B_i} \left[ (K_{\text{сум}} L + B_{\text{год}} C^{\text{топ}} + K_{\text{сум}} (\alpha_{\text{у.п}} + \alpha_{\text{ам}})) / (\mathcal{E}_{\text{год}} + E_{\text{год}}^{\text{теп}}) \right], \quad (9)$$

при условиях (2)–(7), где  $E_{\text{год}}^{\text{теп}}$  – эксергия, содержащаяся в годовом отпуске тепла.

Полученный в результате решения двух указанных задач оптимизации диапазон цен тепла будет охватывать цены тепла всех конкурентоспособных однопродуктовых теплогенерирующих установок. Построенное на основе данного диапазона Парето-оптимальное множество решений позволит определить, имеются ли варианты технических решений, обеспечивающие конкурентоспособность ТЭУ с возможными для использования однопродуктовыми тепло- и электрогенерирующими установками и выбрать из этих вариантов наиболее эффективный.

Теплофикационная ГТУ, рассматриваемая в данной работе, включает в себя воздушный компрессор, две камеры сгорания топлива, газовую турбину, котел-утилизатор, контактный теплообменник, водоводяной подогреватель и насосные установки (рис. 1). Применение контактного теплообменника, обеспечивающего подогрев подпитки сетевой воды, позволяет утилизировать тепло уходящих газов. Схема не имеет пикового источника тепла, тепловая нагрузка ГТУ регулируется за счет байпасирования некоторой части расхода уходящих газов помимо котла-утилизатора и контактно-

**Таблица 1.** Основные климатические характеристики регионов и исследуемых режимов работы ГТУ

Основные параметры	Регион 1 (климатическая зона с умеренно континентальным климатом)	Регион 2 (климатическая зона с резко континентальным климатом)
Расчетная температура наружного воздуха, °С	–25	–55
Температурный график тепловой сети, °С	120/70	150/70
Продолжительности периодов, ч.		
– номинальный режим работы ГТУ	106	380
– 1-й характерный режим работы ГТУ	310	1260
– 2-й характерный режим работы ГТУ	1084	1720
– 3-й характерный режим работы ГТУ	2650	1730
– 4-й характерный режим работы ГТУ	2850	1910
Средняя за период температура наружного воздуха, °С:		
– 1-й характерный режим работы ГТУ	–20	–40
– 2-й характерный режим работы ГТУ	–10	–20
– 3-й характерный режим работы ГТУ	+1	+1
– 4-й характерный режим работы ГТУ	+18	+18

го теплообменника. В схеме предусматривается дожигание некоторого количества топлива в среде уходящих газов ГТУ во второй камере сгорания, что позволяет повысить тепловую мощность ГТУ и стабилизировать параметры сетевой воды, подогреваемой в котле-утилизаторе. Исследования эффективности применения дожигания топлива во второй камере сгорания отражены в работе [19], где показано, что применение данной технологии является достаточно эффективным в энергетическом и экономическом плане мероприятием. Тепловая энергия отпускается исследуемой энергоустановкой потребителям в виде горячей воды для нужд отопления и горячего водоснабжения (ГВС).

Конструкторско-поверочная математическая модель теплофикационной ГТУ, разработанная в рамках проводимых исследований, состоит из моделей элементов оборудования ГТУ двух типов: моделей, основанных на конструкторском и поверочном расчетах. Конструкторские модели элементов оборудования ГТУ – определение геометрических размеров теплообменников и номинальных расходов, давлений газа на входе и выходе из газовой турбины. Поверочные модели – расчеты проводятся при заданных конструктивных характеристиках, полученных в результате расчетов конструкторской модели, с определением параметров теплоносителей, таких как газ, воздух и вода. Конструкторско-поверочная математическая модель ГТУ позволяет осуществлять один конструкторский и несколько поверочных расчетов в режимах с различными температурами наружного воздуха. Конструкторский расчет выполняется в режиме максимальных тепловых нагрузок (номинальный режим).

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для исследуемой в данной работе теплофикационной ГТУ рассматривались два предполагаемых региона эксплуатации, имеющие разные климатические характеристики. Оптимизационные расчеты режимов работы ГТУ каждого региона были выполнены для: одного номинального режима (при расчетной температуре наружного воздуха) и четырех характерных режимов при различных тепловых нагрузках, каждому из которых соответствовали свои средняя температура наружного воздуха и продолжительность. Основные климатические характеристики регионов и исследуемых режимов работы ГТУ приведены в табл. 1.

**Таблица 2.** Таблица основных показателей расчета режимов работы ГТУ для региона 1 (климатическая зона с умеренно континентальным климатом)

Основные показатели	Цена тепла, долл./Гкал								
	9	11	13	15	17	19	21	23	25
Цена электроэнергии, цент./кВт	4.72	4.52	4.31	4.10	3.80	3.54	3.24	2.84	2.22
Тепловая нагрузка ГТУ в расчетном режиме, Гкал/ч	125.4	129.8	136.2	156.3	175.3	179.6	212.7	261.1	277.6
Полезная электрическая мощность ГТУ в расчетном режиме, МВт	59.7	59.6	59.6	59.3	58.9	58.8	58.5	57.5	55.2
Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал	415.0	429.4	450.7	517.2	579.9	594.1	703.6	863.7	918.5
Годовой отпуск электроэнергии, тыс. МВт ч	392.0	391.5	391.1	389.6	387.9	386.3	385.0	373.7	362.7
Годовой расход топлива, тыс. т у.т. год	135.9	136.0	138.7	147.7	156.0	159.9	174.3	196.7	202.1
Удельные капиталовложения, долл./кВт	558.0	558.8	563.4	577.5	581.1	585.3	629.1	711.3	745.8
Коэффициент использования теплоты топлива	0.78	0.80	0.81	0.82	0.83	0.83	0.84	0.86	0.87
Площадь теплообменной поверхности котла-утилизатора, м <sup>2</sup>	2789	2892	2902	3044	3305	3354	3749	4284	4740
Площадь теплообменной поверхности подогревателя подпитки сетевой воды, м <sup>2</sup>	602	609	676	762	769	774	817	1024	1173

Диапазон изменения электрических мощностей ГТУ в исследуемых режимах принят равным 50–60 МВт. Внутренние относительные КПД воздушного компрессора и газовой турбины были заданы 0.85 и 0.89 соответственно. Предельно допустимое значение температуры газа перед газовой турбиной принято равным 1500°С. При расчете капиталовложений ГТУ была использована исходная экономическая информация [19–22]. Поскольку регион 2 предполагаемой эксплуатации ГТУ имеет значительно более холодный климат, то при расчетах учитывался коэффициент удорожания строительства, равный 1.52 [23]. Исследования проводились при цене топлива равной 100 долл./т у.т.

В результате решения задач определения минимальной и максимальной границы цены тепла (Задача II и Задача III) были определены следующие границы диапазонов изменения цены тепла для ГТУ каждого предполагаемого региона эксплуатации. Для ГТУ 1-го региона 9 долл./Гкал и 25 долл./Гкал, для ГТУ 2-го региона 12 долл./Гкал и 28 долл./Гкал. Оптимизационные расчеты выполнены с шагом в две единицы (Задача I). Некоторые из основных показателей режимов работы теплофикационной ГТУ для предполагаемых регионов эксплуатации, полученные при различной цене тепла, представлены в табл. 2, 3 и рис. 2–4.

Анализ данных, полученных в результате оптимизационных исследований режимов работы теплофикационной ГТУ при ее предполагаемой эксплуатации в двух регионах, один из которых находится в климатической зоне с умеренно континентальным климатом, а второй в зоне с резко континентальным климатом, позволяет сделать следующие выводы:

- Изменение цены электроэнергии для ГТУ региона 1 лежит в диапазоне от 4.72 цент./кВт до 2.22 цент./кВт (при диапазоне цены тепла от 9 долл./Гкал до 25 долл./Гкал), для ГТУ региона 2 от 5.13 цент./кВт до 1.64 цент./кВт (при диапазоне цены тепла от 12 долл./Гкал до 28 долл./Гкал).

- Годовой отпуск тепловой энергии на протяжении диапазона изменения цен энергетической продукции данной установки увеличивается для ГТУ обоих регионов, а годовой отпуск электроэнергии напротив уменьшается. Для ГТУ региона 1 годовой

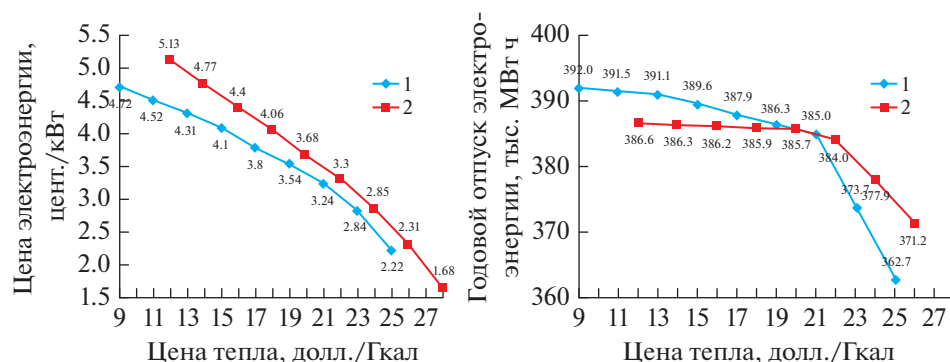


Рис. 2. График зависимости изменения цены электроэнергии и годового отпуска электроэнергии ГТУ от изменения цены тепла.

отпуск тепловой энергии находится в диапазоне 415.0–918.5 тыс. Гкал, годовой отпуск электроэнергии 392.0–362.7 тыс. МВт ч; для ГТУ региона 2 годовой отпуск тепловой энергии находится в диапазоне 610.0–1352.4 тыс. Гкал, годовой отпуск электроэнергии 386.6–363.6 тыс. МВт ч. Годовой расход топлива для ГТУ региона 1 при изменении цен тепла имеет диапазон 135.9–202.1 тыс. т у.т. год., для ГТУ региона 2 – 155.9–266.0 тыс. т у.т. год.

• Результаты оптимизационных исследований показывают, что применение в схеме ГТУ дожигания некоторого количества топлива в среде уходящих газов во второй камере сгорания позволяет повысить тепловую мощность данной энергоустановки,

Таблица 3. Таблица основных показателей расчета режимов работы ГТУ для региона 2 (климатическая зона с резко континентальным климатом)

Основные показатели	Цена тепла, долл./Гкал								
	12	14	16	18	20	22	24	26	28
Цена электроэнергии, цент./кВт	5.13	4.77	4.40	4.06	3.68	3.3	2.85	2.31	1.64
Тепловая нагрузка ГТУ в расчетном режиме, Гкал/ч	170.9	188.0	192.2	202.0	216.2	280.2	306.8	326.7	379.0
Полезная электрическая мощность ГТУ в расчетном режиме, МВт	59.9	59.7	59.6	59.5	59.5	59.4	59.3	59.1	59.0
Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал	610.0	671.0	686.1	721.0	771.6	1000.1	1095.3	1166.3	1352.4
Годовой отпуск электроэнергии, тыс. МВт ч	386.6	386.3	386.2	385.9	385.7	384.0	377.9	371.2	363.6
Годовой расход топлива, тыс. т у.т.год	155.9	162.2	166.3	170.8	182.2	210.9	227.5	245.8	266.0
Удельные капиталовложения, долл./кВт	731.9	732.0	735.0	745.0	756.0	850.0	893.0	953.0	994.0
Коэффициент использования теплоты топлива	0.86	0.87	0.87	0.88	0.88	0.89	0.89	0.89	0.89
Площадь теплообменной поверхности котла-утилизатора, м <sup>2</sup>	2901	2929	2947	3076	3090	3513	4159	4623	5432
Площадь теплообменной поверхности подогревателя подпитки сетевой воды, м <sup>2</sup>	616	624	702	798	867	900	987	1120	1270



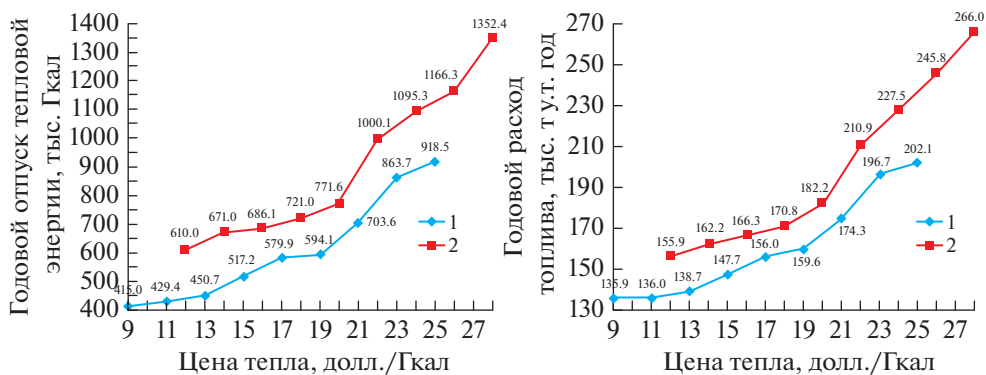


Рис. 3. График изменения годовых отпуска тепловой энергии и расхода топлива ГТУ от изменения цены тепла.

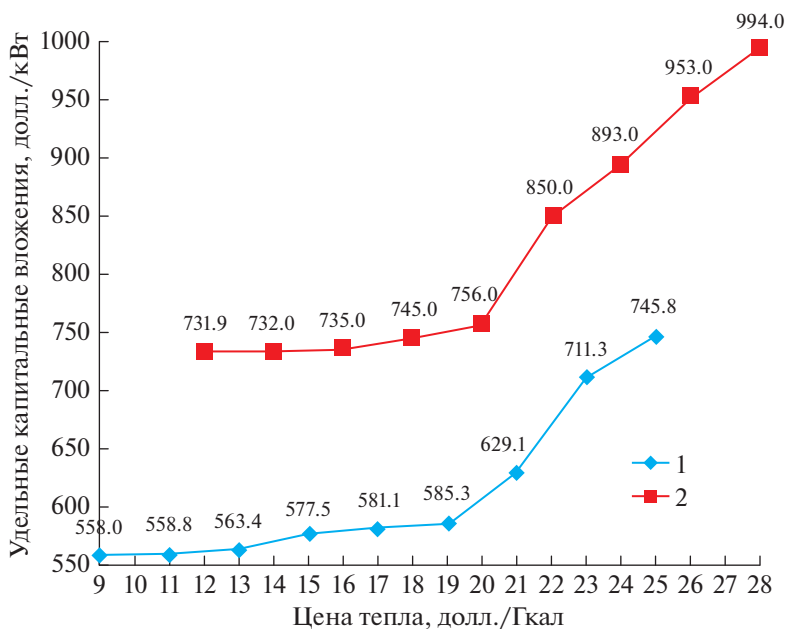


Рис. 4. График изменения удельных капиталовложений ГТУ от изменения цены тепла.

увеличивая ее вдвое для ГТУ каждого региона. Кроме того, использование технологии утилизации тепла дымовых газов, которая реализована для исследуемой ГТУ по средствам установки контактного теплообменника по ходу газа после котла-утилизатора, участвующего в процессе подогрева подпиточной сетевой воды, дает от 10% до 20% дополнительного тепла от тепловой нагрузки ГТУ в зависимости от режима работы энергоустановки.

- Исследуя возможные диапазоны формирования цен на энергетическую продукцию для ГТУ обоих регионов видно, что чем выше цена электроэнергии, тем выгоднее электроэнергию производить и отпускать, при этом тепловая нагрузка остается на уровне, необходимом для обеспечения нужд потребителей. С увеличением цены тепла тепловая нагрузка ГТУ растет, при этом, как показывают оптимизационные исследования, выгодно снизить до некоторого допустимого значения выработку и отпуск электрической энергии.

- Удельные капиталовложения на единицу полезной электрической мощности увеличиваются: для ГТУ 1-го региона это диапазон равный 558.0–745.8 долл./кВт, для ГТУ региона 2 – 731.9–994.9 долл./кВт. Рост удельных капиталовложений по мере увеличения цены тепла происходит из-за увеличения теплообменной поверхности котла-утилизатора и подогревателя подпитки сетевой воды, площадь которых определяется при конструкторском расчете ГТУ.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе оценивается эффективность режимов работы теплофикационной ГТУ при эксплуатации в климатических зонах с умеренно континентальным и резко континентальным климатом с учетом неопределенности цен на отпускаемую энергетическую продукцию. Представлена методика определения зависимости изменения цены электроэнергии от изменения цены тепла. Методика позволяет найти диапазон цен, на основе которого проводятся оптимизационные исследования и строится Парето-оптимальное множество решений. Данное множество решений помогает определить, имеются ли варианты технических и экономических решений, обеспечивающие конкурентоспособность исследуемой энергоустановки. Для ГТУ обоих регионов эксплуатации определены диапазоны цен тепла (регион 1 – 9–25 долл./Гкал, регион 2 – 12–28 долл./Гкал). На данных диапазонах с шагом в две единицы проведены оптимизационные расчеты режимов работы ГТУ. Определены соответствующие конкретной точке диапазона цены тепла следующие основные параметры: цена электроэнергии, расчетная тепловая и электрическая нагрузки, годовые отпуска тепловой и электрической энергии, годовой расход топлива, удельные капиталовложения на единицу полезной электрической мощности, коэффициент использования теплоты топлива, конструктивные характеристики оборудования ГТУ. Для исследуемой ГТУ используется технология утилизации тепла дымовых газов, реализованная по средствам установки контактного теплообменника по ходу газа после котла-утилизатора, который участвует в процессе подогрева подпиточной сетевой воды. Применение данной технологии позволяет получать от 10% до 20% дополнительного тепла от общей тепловой нагрузки ГТУ, в зависимости от режима работы энергоустановки. Полученные данные могут использоваться при выборе оптимальных технических решений, подборе оптимального сочетания схемно-параметрических решений, обеспечивающих конкурентоспособность продукции теплофикационной ГТУ с возможными для использования однопродуктовыми тепло- и электрогенерирующими установками с учетом климатических характеристик регионов эксплуатации энергоустановок.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0005, рег. № АААА-А21-121012190004-5) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Лощаков И.И., Недотко В.В., Ромахова Г.А., Сергеев А.Ю.* Эффективность использования газотурбинных установок средней мощности на тепловых электростанциях // *Известия РАН. Энергетика.* 2009. № 3. С. 103–112.
2. *Цанев С.В., Буров В.Д., Ремизов А.Н.* Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. М.: Издательский дом МЭИ, 2006. 584 с.

3. *Ольховский Г.Г.* Газотурбинные и парогазовые установки сегодня // Электрические станции, 2015. № 1. С. 73–78.
4. *Najjar Y.S.H.* Gas turbine cogeneration systems: a review of some novel cycles // Applied Thermal Engineering, 2000. P. 179–197.  
[https://doi.org/10.1016/S1359-4311\(99\)00019-8](https://doi.org/10.1016/S1359-4311(99)00019-8)
5. *Bade M., Bandyopadhyay S.* Analysis of gas turbine integrated cogeneration plant: process integration approach // Applied Thermal Engineering, 2015. P. 118–128.  
<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.12.024>
6. *Yang X., Li H., Svendsen S.* Evaluations of different domestic hot water preparing methods with ultra-low-temperature district heating. Energy, 2016. P. 248–259.  
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.04.109>
7. *Liu X., Wu J., Jenkins N., Bagdanavicius A.* Combined analysis of electricity and heat networks // Appl Energy. 2016. P. 1238–1250.  
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.01.102>
8. *Leitner B., Widl E., Gawlik W., Hofmann R.* A method for technical assessment of power-to-heat use cases to couple local district heating and electrical distribution grids // Energy. 182. 2019. P. 729–738.  
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.016>
9. Электронный портал “НП Совет рынка”. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.np-sr.ru/ru/market/wholesale/index.htm> (Дата обращения: 19.08.2020).
10. *Демченко К.В.* Основные принципы организации оптового рынка электроэнергии и мощности Российской Федерации // Главный энергетик. 2019. № 12. С. 23–27.
11. *Пеньковский А.В., Стенников В.А.* Математическое моделирование рынка тепловой энергии в формате единой теплоснабжающей организации // Теплоэнергетика. 2018. № 7. С. 42–53.  
<https://doi.org/10.1134/S004036361807007X>
12. *Стенников В.А., Паламарчук С.И., Головицков В.О.* Создание эффективных розничных рынков электрической и тепловой энергии – важная задача отечественной электроэнергетики // Энергетик. 2018. № 2. С. 3–6.
13. *Woo C.K., Milstein I., Tishler A., Zarnikau J.* A wholesale electricity market design sans missing money and price manipulation // Energy Policy. 2019. P. 19–401.  
<https://doi.org/10.2139/ssrn.3377032>
14. *Zarnikau J., Tsai C.H., Woo C.K.* Determinants of the wholesale prices of energy and ancillary services in the U.S. Midcontinent electricity market // Energy. 195. 2020.  
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117051>
15. *Нугматулин Б.И.* Методология сравнения цен товаров и услуг в разных странах на примере стоимости электроэнергии для конечных потребителей в России и США // Известия РАН. Энергетика. 2020. № 1. С. 50–71.  
<https://doi.org/10.31857/S0002331020010082>
16. *Клер А.М., Тюрина Э.А. и др.* Оптимизационные исследования энергетических установок и комплексов. Новосибирск: Академическое издательство “Гео”, 2016. 298 с.
17. *Клер А.М., Степанова Е.Л., Максимов А.С.* Исследование эффективности теплофикационного энергоблока с противодавленческой паровой турбиной и утилизацией тепла уходящих газов // Теплофизика и аэромеханика. 2018. Т. 25. № 6. С. 963–973. DOI 10.1134/S0869864318060136
18. *Клер А.М., Маринченко А.Ю., Потанина Ю.М.* Схемно-параметрическая оптимизация установок на древесной биомассе, реализующих различные варианты цикла Ренкина // Известия РАН. Энергетика, 2020. № 2. С. 141–154.
19. *Степанова Е.Л., Жарков П.В.* Исследование эффективности дожигания топлива в дополнительной камере сгорания ГТУ, имеющей контактный теплообменник для подогрева подпиточной сетевой воды // Известия РАН. Энергетика. 2020. № 2. С. 133–140.
20. *Клер А.М., Потанина Ю.М., Максимов А.С.* Учет переменного характера тепловых нагрузок при оптимизации теплофикационных энергетических установок // Теплоэнергетика. 2012. № 7. С. 63–69.
21. *Клер А.М., Потанина Ю.М., Епишкин Н.О.* Влияние котельных сталей на показатели угольного энергоблока. Известия РАН. Энергетика. 2015. № 5. С.106–111.
22. *Kler A.M., Zharkov P.V., Epishkin N.O.* Parametric optimization of supercritical power plants using gradient methods // Energy, 2019. V. 189.  
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116230>
23. ГСН 81-05-02-2007 Сборник сметных норм дополнительных затрат при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время.

---

**Estimation of the Efficiency of Operating Modes of a Cogeneration GTU Operating in Climatic Zones with Temperate Continental Climate and Sharply Continental Climate with Uncertainty of Prices for Energy Products**

**A. M. Kler<sup>a</sup>, E. L. Stepanova<sup>a, \*</sup>, and P. V. Zharkov<sup>a</sup>**

<sup>a</sup>*Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia*

*\*e-mail: step@isem.irk.ru*

The authors assessed the efficiency of the operation modes of a cogeneration gas turbine unit during operation in climatic zones with temperate continental climate and sharply continental climate with an uncertainty in prices for energy products. The authors' methodology makes it possible to carry out optimization studies of the operating modes of a cogeneration gas turbine unit, taking into account the determination of the dependence of changes in the prices of electric and thermal energy. The technique allows you to find a price range, on the basis of which a Pareto-optimal set of decisions is built. This will help determine the options for technical solutions and ensure the competitiveness of the gas turbine unit with other heat and power generating plants and choose the most efficient of these options. This helps to determine the options for technical solutions and to ensure the competitiveness of the gas turbine unit with other heat and power generating units and to choose the most efficient of these options. To determine the maximum and minimum boundaries of the heat price range, two optimization problems are solved: the problem of minimizing the energy price to determine the maximum heat price and the problem of minimizing the exergy price to find the minimum boundary of the heat price range. The problem of minimizing the price of electricity is solved for a given heat price and rate of return on investment for constructing a Pareto-optimal set of solutions for the obtained price range. The data obtained can be used to select the optimal technical solutions for operation in regions with different climatic characteristics, to select the optimal combination of circuit-parametric solutions that ensure the competitiveness of the products of this cogeneration gas turbine unit.

*Keywords:* gas turbine units, mathematical modeling of thermal power plants, optimization calculations of operating modes of thermal power plants, energy and economic efficiency, utilization of flue gas heat