

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество  
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»  
Институт Теплоэнергетики и теплотехники  
Кафедра Тепловых энергетических установок

«ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ»  
Зав. кафедрой ТЭУ, профессор,  
\_\_\_\_\_ Кибарин А.А.  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020г.

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Исследование: ПГУ и ГТУ надстройки на примере ТЭЦ-2  
АО «АлЭС»

Специальность: 6M071700 – Теплоэнергетика (специализация Тепловые электрические станции)

Магистрант \_\_\_\_\_ Кенжебаев Азамат Русланович

Научный руководитель \_\_\_\_\_ к.т.н. проф. АУЭС Кибарин А.А.

Рецензент \_\_\_\_\_

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН  
НЕКОММЕРЧЕСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»

Институт Теплоэнергетики и теплотехники

Кафедра Теплоэнергетические установки

Специальность: 6M071700 – Тепловые электрические станции  
(специализация Тепловые электрические станции)

### **ЗАДАНИЕ**

на выполнение магистерской диссертации

**Магистрант:** Кенжебаев Азамат Русланович

**Тема диссертации:**

Исследование ПГУ и ГТУ надстроек на примере ТЭЦ-2 АО «АлЭС»

Утверждена приказом по университету № 122 от « 25 » октября 2018 г.

Срок сдачи законченного проекта «15» июня 2019г.

**Цель исследования:**

Исследование тепловой эффективности ПГУ и ГТУ надстроек при модернизации и расширении ТЭЦ-2 АО «АлЭС для выбора направлений развития станции с учетом существенного снижения вредных выбросов на окружающую среду.

**Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов или краткое содержание магистерской диссертации:**

1. Основные проблемы источников теплоснабжения г.Алматы и выбор направления исследований
2. Выбор тепловых схем ПГУ и ГТУ надстроек для реконструкции ТЭЦ-2
3. Технико-экономический анализ ГТУ надстройки с котлом утилизатором

**ГРАФИК**  
подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
<b>Основные проблемы источников теплоснабжения г.Алматы и выбор направления исследований</b>		
Анализ существующего состояния и режимов работы оборудования ТЭЦ-2	январь 2019	
Особенности теплопотребления г.Алматы, роль и место ТЭЦ-2 в системе теплоснабжения	март 2019	
Повышение эффективности систем теплоснабжения в современных условиях (обзор литературных источников)	ноябрь 2019	
Выбор направления исследования	декабрь 2019	
<b>Выбор тепловых схем ПГУ и ГТУ надстроек для реконструкции ТЭЦ-2</b>		
Существующие и перспективные тепловые нагрузки зоны теплоснабжения АО «АлЭС»	декабрь 2019	
Парогазовые и газотурбинные технологии	февраль 2020	
Анализ применения ПГУ надстройки с использованием существующего оборудования	февраль 2020	
Анализ реконструкции ТЭЦ-2 по схеме ГТУ ТЭЦ (КоГТУ)	февраль 2020	
Оценка наиболее предпочтительной технологии при реконструкции ТЭЦ-2 с учетом выполнения задач по повышению экологической безопасности	март 2020	
<b>Технико-экономический анализ ГТУ надстройки с котлом утилизатором</b>		
Вариантная база оборудования для ГТУ ТЭЦ	март 2020	
Построение расчетной модели ГТУ надстройки с котлом утилизатором	март 2020	
Технико-экономическая оценка вариантов ГТУ ТЭЦ с газовыми турбинами Сименс и GE	апрель 2020	
Заключение и выводы по работе	май 2020	

Дата выдачи задания «10» сентября 2018 г.

Заведующие кафедрой \_\_\_\_\_ Кибарин А.А.

Научный руководитель диссертации \_\_\_\_\_ Кибарин А.А.

Задание принял к исполнению магистрант \_\_\_\_\_ Кенжебаев А.

### *Аннотация*

На основе анализа состояния оборудования ТЭЦ-2 и режимов работы станции, сделаны выводы о необходимости реконструкции для повышения эффективности и надежности теплоснабжения, а также снижения воздействия ТЭЦ-2 на экологию региона. Проведен анализ тепловых схем ПГУ и ГТУ надстроек для реконструкции ТЭЦ-2. Выполнено построение расчетных моделей ПГУ и ГТУ надстройки с котлом утилизатором, проведена термодинамическая и технико-экономическая оценка реконструируемой схемы ТЭЦ-2.

### *Андатпа*

ЖЭО-2 жабдыктарының жай-күйін және станцияның жұмыс режимдерін талдау негізінде жылумен қамтамасыз етудің тиімділігі мен сенімділігін арттыру, сондай-ақ ЖЭО-2-нің аймақтың қоршаған ортаға әсерін азайту үшін қайта құру қажеттілігі туралы қорытынды жасалады. ЖЭО-2 қайта құру үшін БГҚ және ГТҚ қондырмаларының жылу схемаларына талдау. Қалдық жылу қазандығы бар аралас электр станциялары мен газ турбиналық қондырғыларының есептеу үлгілері жасалды, қайта құрылған ЖЭО-2 схемасына термодинамикалық және техникалық-экономикалық баға берілді.

### *Abstract*

Based on the analysis of the state of the equipment of the CHP-2 and the operating modes of the station, conclusions are drawn about the need for reconstruction to increase the efficiency and reliability of heat supply, as well as to reduce the impact of the CHP-2 on the ecology of the region. An analysis of the thermal schemes of CCP and GTU add-ons for the reconstruction of CHP-2. Calculation models of CCP and GTU superstructures with a waste heat boiler were built, thermodynamic and technical and economic assessment of the reconstructed CHP-2 scheme was carried out.

## СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	6
1	Основные проблемы источников теплоснабжения г.Алматы и выбор направления исследований	8
1.1	Анализ существующего состояния и режимов работы оборудования ТЭЦ-2	8
1.2	Особенности теплотребления г.Алматы, роль и место ТЭЦ-2 в системе теплоснабжения	20
1.3	Повышение эффективности систем теплоснабжения в современных условиях (обзор литературных источников)	23
1.4	Выбор направления исследования	27
2	Выбор тепловых схем ПГУ и ГТУ надстроек для реконструкции ТЭЦ-2	28
2.1	Существующие и перспективные тепловые нагрузки зоны теплоснабжения АО «АлЭС»	28
2.2	Парогазовые и газотурбинные технологии	30
2.3	Анализ применения ПГУ надстройки с использованием существующего оборудования	32
2.4	Анализ реконструкции ТЭЦ-2 по схеме ГТУ ТЭЦ (КоГТУ)	35
2.5	Оценка наиболее предпочтительной технологии при реконструкции ТЭЦ-2 с учетом выполнения задач по повышению экологической безопасности	36
3	Технико-экономический анализ ГТУ надстройки с котлом утилизатором	38
3.1	Вариантная база оборудования для ГТУ ТЭЦ	38
3.2	Построение расчетной модели ГТУ надстройки с котлом утилизатором	47
3.3	Технико-экономическая оценка вариантов ГТУ ТЭЦ с газовыми турбинами Сименс и GE	57
	Заключение	68
	Список литературы	70

## **Введение**

Проблема, связанная со снижением негативного воздействия на экологию города Алматы и Алматинского региона является одной из серьезных проблем дальнейшего развития ТЭЦ-2. В последние годы город сильно вырос, и городская застройка значительно приблизилась к территории станции. Снижение вредных веществ от продуктов сгорания твердого топлива требует использования дорогой и сложной в эксплуатации технологии, которую достаточно сложно в полной мере реализовать в условиях существующей компоновки зданий и сооружений ТЭЦ-2. Существующие на ТЭЦ-2 технологии не обеспечивают эффективное улавливание и удаление вредных веществ.

Использование природного газа для производства электрической и тепловой энергии на Алматинской ТЭЦ-2 одно из решений по улучшению экологической ситуации города Алматы и Алматинской области. Однако использование этого ценного энергоносителя в традиционных паротурбинных установках (ПТУ) недостаточно эффективно. При использовании газа в качестве топлива совершенно необходимым и экономически оправданным является внедрение ПГУ и ГТУ надстроек. Поэтому в работе проведено исследование эффективности применения современных технологий с учетом особенностей и режимов работы ТЭЦ-2.

### **Актуальность темы исследования.**

Энергетика Казахстана характеризуется значительной долей выработки электроэнергии и тепла на угольных тепловых электростанциях. Топливо, поступающее на КЭС и ТЭЦ, отличается высокой зольностью, что ухудшает работу оборудования и увеличивает вредные выбросы в окружающую среду. Ситуация усугубляется старением парка силового оборудования, что приводит к увеличению расхода топлива, а уровень очистки продуктов сгорания от вредных веществ достаточно низкий и не обеспечивает перспективных экологических требований. Алматы относится к городам Казахстана с высоким уровнем загрязнения воздуха в течение многих лет [1, 2]. В 2014 году при изменении границ города ТЭЦ-2 перешла в разряд основных стационарных городских источников выбросов - 68% от общих выбросов стационарных источников. При этом ТЭЦ-2 является основным энергоисточником города. Поэтому поиск путей существенного снижения выбросов ТЭЦ-2 является актуальной задачей.

**Цель работы:** Исследование тепловой эффективности ПГУ и ГТУ надстроек при модернизации и расширении ТЭЦ-2 АО «АлЭС для выбора направлений развития станции с учетом существенного снижения вредных выбросов на окружающую среду.

### **Задачи работы:**

- Анализ существующего состояния и режимов работы оборудования ТЭЦ-2 и выбор направлений развития ТЭЦ-2;

- Моделирование и анализ тепловых схем ПГУ и ГТУ надстроек для реконструкции ТЭЦ-2;

- Техничко-экономический анализ предлагаемых технических решений.

**Методы исследования.** Анализ и обобщение литературных источников по повышению эффективности систем теплоснабжения в современных условиях. Моделирование тепловых схем ПГУ и ГТУ надстроек при помощи системы автоматизации расчетов MathCAD, технико-экономическая оценка полученных результатов.

**Полученные результаты, их новизна, практическая значимость**

На основе анализа состояния оборудования ТЭЦ-2 и режимов работы станции, сделаны выводы о необходимости реконструкции для повышения эффективности и надежности теплоснабжения, а также снижения воздействия ТЭЦ-2 на экологию региона. Проведен анализ тепловых схем ПГУ и ГТУ надстроек для реконструкции ТЭЦ-2. Выполнено построение расчетных моделей ПГУ и ГТУ надстройки с котлом утилизатором, проведена термодинамическая и технико-экономическая оценка реконструируемой схемы ТЭЦ-2. Практическая ценность заключается в полученной расчетной оценке эффективности реконструкции АТЭЦ-2, которая может быть использована как на вновь проектируемых теплоэнергетических установках, так и на действующих, в рамках их реконструкции.

**Личное участие автора:** выполнено аналитическое исследование по построению расчетной модели ГТУ надстройки с котлом утилизатором, выполнены расчеты и технико-экономический анализ полученных результатов.

**Апробация работы и публикации по теме диссертации:**

Результаты работы были доложены на научно-практической конференции магистрантов на кафедре ТЭУ АУЭС в 2019 г. По теме диссертации опубликованы две статьи в сборниках международных конференций:

1. Олжабаев М.С., Кенжебаев А.Р., Искаков Д.О. Оптимизация схемы включения насосов пиковых сетевых подогревателей первой очереди ПСВ №1-4 ТЭЦ-2 АО «АлЭС»//Междисциплинарный вектор развития современной науки: теория, методология, практика: сборник статей II Международной научно-практической конференции (3 мая 2020 г.) – Петрозаводск : МЦНП «Новая наука», 2020. –С.98-104

2. Торгаев А.А., Кенжебаев А.Р., Бахтыбаева Г.К., Искаков Д.О. Выбор тепловых схем ГТУ надстроек для реконструкции Алматинской ТЭЦ-2//SCIENCE AND TECHNOLOGY INNOVATIONS: сборник статей III Международной научно-практической конференции (15 мая 2020 г.) – Петрозаводск: МЦНП «Новая наука», 2020. – С. 147-153

**Структура и объем работы:** Диссертация состоит из введения, 3 глав, заключения, списка литературы из 21 наименований, 40 таблиц, 14 рисунков.

## **1. Основные проблемы источников теплоснабжения г.Алматы и выбор направления исследований**

### **1.1 Анализ существующего состояния и режимов работы оборудования ТЭЦ-2**

#### **1.1.1 Анализ состояния оборудования ТЭЦ-2**

Теплоэнергетический комплекс АО «Алматинские электрические станции» (АО «АлЭС») является одним из основных и самых сложных объектов инженерной инфраструктуры города Алматы.

Алматинская ТЭЦ-2, обеспечивает более 45% суммарной тепловой нагрузки в зоне теплофикации АО «АлЭС» и выдает электроэнергию в объединенную энергосистему.

Алматинская ТЭЦ-2 АО "АлЭС" расположена в 6 км от бывшей городской черты, в настоящее время включена в черту города в связи с вводом объектов Универсиады - 2017 и жилищно-общественного комплекса. Общий вид ТЭЦ-2 представлен на фотографии (рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 Общий вид ТЭЦ-2 АО «АлЭС»

Вдоль южной границы площадки проходит магистральный газопровод в Алматы. Вдоль западной стороны площадки под откосом протекает ручей Кокозек. За ручьем на расстоянии 0,5 км от площадки ТЭЦ-2 размещается мазутное хозяйство и золоотвал №1 гидравлического складирования. Площадка золоотвала сухого складирования №2 расположена северо-западнее площадки золоотвала №1 на расстоянии 1,5 км от него.

Тепловые выходы, городской коллектор хозяйственных стоков подходят к площадке с южной стороны. Водоводы питьевой воды подходят к площадке с восточной стороны. Высоковольтные линии 110 кВ отходят от площадки в восточном направлении. Сброс ливневых стоков осуществляется



через северный и южный водовыпуски в золоотвал. Существующая площадка ТЭЦ-2 плотно застроена зданиями и сооружениями I и II очередей строительства.

ТЭЦ-2 построена в две очереди с 1980 по 1989 годы. С I очередью введены в эксплуатацию: паровые котлы: 3хБКЗ-420-140-7С ст. №1,2,3; паровые турбины: 3хПТ-80/100-130/13 ст. №1,2,3.

Со II очередью введены в эксплуатацию: паровые котлы: 4хБКЗ-420-140-7С ст. №4-7; паровые турбины: 1хР-50-130/13 ст. №4 и 2хТ-110/120-130-5 ст. №5,6. В 2016 г. построен и введен в эксплуатацию паровой котел ПК-100 (Е-420-13.8-560 КТ).

Отпуск тепла в горячей воде от 1 и 2 очереди предусмотрен по двум тепломагистралям по однотрубной безвозвратной схеме ТЭЦ-2 - ЗТК. В 2013 году реализованы проекты по строительству соединительной магистрали ТЭЦ-2-ТЭЦ-1 и бойлерной на ТЭЦ-2, а также проведена реконструкция ТЭЦ-1 для приема тепла от ТЭЦ-2. Выполненные проекты позволили увеличить отпуск тепла от ТЭЦ-2 частично ликвидировать разрыв между установленной и располагаемой тепловой мощностью ТЭЦ-2 и снизить отпуск более дорогого тепла от ТЭЦ-1. В 2017 году реализован проект реконструкции тепловых выводов для теплоснабжения Алатауского района.

Наработка основного оборудования Алматинской ТЭЦ-2 представлена на рисунке 1.2.

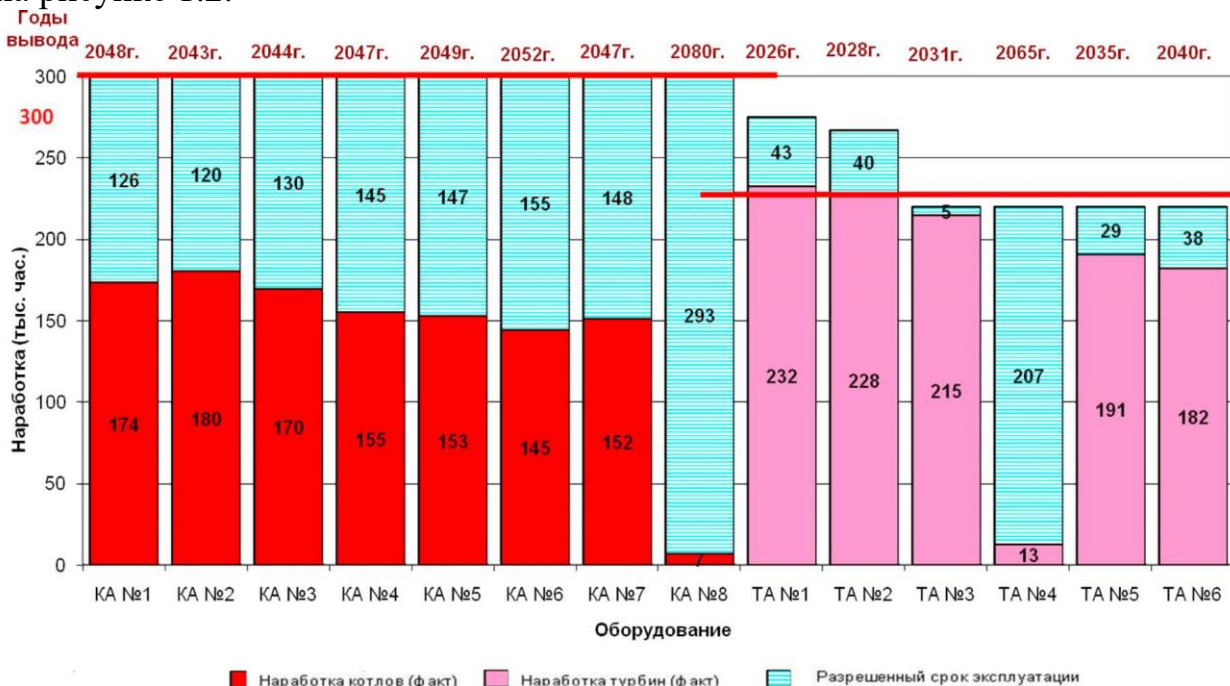


Рисунок 1.2. Нарботка основного оборудования Алматинской ТЭЦ-2

Наработка паркового ресурса турбинами ТЭЦ-2 на 01.01.18 г. составляет 183568-233731 часов (турбина Р-50 имеет наработку 13704 часов). С учетом паркового ресурса турбин 220 тыс. часов физический износ на 01.01.18 составляет 83÷100 %. Нарботка энергетических котлов на 01.01.18 г.

составляет 145810÷181482 часов. С учетом паркового ресурса котлов 300 тыс. часов физический износ на 01.01.18 составляет 48÷60 %.

При ресурсе ответственных деталей и узлов порядка 150000÷300000 часов физический износ котельного оборудования 75-90 %.

Наработка турбоагрегатов 3хПТ-80/100-130/13 ст. №1,2,3 превышает норматив 220 000 часов, что потребует их реконструкцию с заменой отработавших ресурс высокотемпературных элементов.

Установленные на ТЭЦ-2 котлы ст.№1-7 рассчитаны на сжигание Карагандинского промпродукта. В связи с прекращением поставки проектного топлива на котлах длительное время сжигается Экибастузский уголь, при этом, скорость дымовых газов в конвективной шахте превышает допустимую по износу поверхностей нагрева. После реконструкции конвективной шахты с монтажом обводного газохода по проекту РСПП «Казтехэнерго» ограничение паропроизводительности котлов №1-7 по причине сжигания непроектного угля составляет 380 т/ч.

Установленная мощность ТЭЦ-2 на 2018 г. составляет: электрическая - 510 МВт; тепловая - 1411 Гкал/ч, в т.ч. по турбинам – 1042 Гкал/ч.

Располагаемая мощность ТЭЦ-2 на 2018 г. составляет: электрическая: в отопительном режиме 442 МВт, в летнем - 232 МВт; тепловая 1153 Гкал/ч, в т.ч. по турбинам 1042 Гкал/ч.

Характеристики паровых турбин ТЭЦ-2 АО «АлЭС» приведены в таблицах 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1- Характеристика турбоагрегатов ТЭЦ-2

№	Тип	Год ввода	Завод	Мощность МВт		Параметры пара		Расход пара, т/ч	
				ном	макс	Р <sub>о,ата</sub>	Т <sub>о,С</sub>	ном	макс
1	ПТ-80	1980	ЛМЗ	80	100	130	555	470	470
2	ПТ-80	1981	ЛМЗ	80	100	130	555	470	470
3	ПТ-80	1982	ЛМЗ	80	100	130	555	470	470
4	Р-50	1986	ЛМЗ	50	60	130	565	385	430
5	Т-110	1988	УТМЗ	110	120	130	555	480	485
6	Т-110	1989	УТМЗ	110	120	130	555	480	485

Таблица 1.2- Расходные характеристика турбоагрегатов

№	Тип	Год ввода	Завод	Расход пара, т/ч		Отбор Т			Отбор П		
						Д-ние	Пр-ность, Гкал/ч		Д-ние	Пр-ть, т/ч	
				ном	макс	Р <sub>т, ата</sub>	ном	макс	Р <sub>п, ата</sub>	ном	макс
1	ПТ-80	1980	ЛМЗ	470	470	1,2	68	100	13	185	250
2	ПТ-80	1981	ЛМЗ	470	470	1,2	68	100	13	185	250
3	ПТ-80	1982	ЛМЗ	470	470	1,2	68	100	13	185	250
4	Р-50	1986	ЛМЗ	385	430				13	325	365
5	Т-110	1988	УТМЗ	480	485	0,5-	175	180			

						2,5					
6	T-110	1989	УТМЗ	480	485	0,5-2,5	175	180			

Год ввода турбин 1980-1989 гг. Суммарная номинальная электрическая мощность турбоагрегатов составляет 510 МВт. Турбина Р-50-130 из-за отсутствия нагрузки по технологическому пару практически не работает.

Турбина ПТ-80/100-130/13 с двумя регулируемые отборами пара – производственным и 2-х ступенчатым теплофикационным отбором, Номинальная мощность 80 МВт с номинальным расходом свежего пара 470 т/ч имеет теплофикационный отбор 68÷100 Гкал/ч и производственный отбор 185÷250 т/ч. Турбина Т-110/120-130-5 с номинальным расходом свежего пара 480 т/ч имеет номинальный теплофикационный отбор 175 Гкал/ч, максимальный – 180 Гкал/ч. При ступенчатом подогреве сетевой воды паром двух отопительных отборов регулирование поддерживает заданную температуру сетевой воды за верхним сетевым подогревателем.

Встроенные пучки конденсаторов турбин ПТ-80 и Т-110 имеют максимальную тепловую нагрузку до 30 Гкал/час.

Характеристики котельных агрегатов представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Характеристика котельных агрегатов

№	Тип	Год ввода	Завод	Пр-ть	Параметры пара	
				Дк, т/ч	Р <sub>о</sub> , ата	Т <sub>о</sub> , °С
1	БКЗ-420	1980	БКЗ	420	140	560
2	БКЗ-420	1981	БКЗ	420	140	560
3	БКЗ-420	1983	БКЗ	420	140	560
4	БКЗ-420	1984	БКЗ	420	140	560
5	БКЗ-420	1985	БКЗ	420	140	560
6	БКЗ-420	1987	БКЗ	420	140	560
7	БКЗ-420	1988	БКЗ	420	140	560
8	Е-420-13,8-560 КТ	2016	БКЗ	420	140	560

Котел БКЗ-420-140-7С однобарабанный, вертикально-водотрубный с естественной циркуляцией, газоплотный с применением мембранных трубных панелей. Компоновка выполнена по П - образной схеме.

Котлоагрегат типа ПК-100 (Е-420-13,8-560 КТ) барабанный, вертикально-водотрубный с естественной циркуляцией, газоплотный, предназначен для получения перегретого пара при сжигании углей Экибастузского месторождения. На котле реализована тангенциальная двухступенчатая схема сжигания Экибастузского угля. Восемь основных прямоточно-щелевых пылеугольных горелок расположены в 2 яруса на фронтальной, задней и боковых стенах топочной камеры и ориентируются по диаметру условной окружности (кроме двух горелок на 1-м ярусе, направленных на центр топки).

### 1.1.2 Проектная и технологическая мощность оборудования ТЭЦ-2

Особенностью ТЭЦ-2 является отсутствие потребителей промышленного пара при наличии трех турбин ПТ-80 и одной турбины Р-50. В этой связи на ТЭЦ-2 сегодня практически отсутствует возможность работать по проектной схеме. Второй особенностью является работа станции в условиях нехватки потребителей тепловой мощности. В таблице 1.4 представлены данные по числу часов использования установленной мощности (электрической, тепловой) в 2014-2018 годах. В таблице 1.5 представлены сравнительные данные по располагаемой и рабочей мощности. Рабочая мощность планируется на год, но фактические ее значения значительно отличаются, как видно из таблицы 1.6.

Таблица 1.4 Число часов использования установленной мощности

Виды мощности	Показатель	Размерность	Год	Значение
Электрическая мощность турбин	Установленная мощность	МВт	2014	510
			2015	510
			2016	510
			2017	510
			2018	510
	Годовая выработка электроэнергии	МВт*ч	2014	2603154
			2015	2545758
			2016	2632247
			2017	2669807
			2018	2682713
	Число часов использования	час	2014	5104
			2015	4991
			2016	5161
			2017	5235
			2018	5260
Тепловая мощность турбин	Установленная мощность	Гкал/ч	2014	1042
			2015	1042
			2016	1042
			2017	1042
			2018	1042
	Годовая выработка тепла	Гкал	2014	3215565
			2015	3213137
			2016	3220575
			2017	3258847
			2018	3449221
	Число часов	час	2014	3294

Виды мощности	Показатель	Размерность	Год	Значение
	использования		2015	3219
			2016	3247
			2017	3304
			2018	3310

Таблица 1.5 - Установленная, располагаемая и рабочая электрическая мощность

Год	Установленная мощность, МВт		Располагаемая мощность, МВт		Рабочая мощность, МВт			
	на начало года	на конец года	на начало года	на конец года	на начало года		на конец года	
					расчет	факт	расчет	факт
2018	510	510	432	430	422	461	422	369
2017	510	510	445	445	452	427	454	426
2016	510	510	425	425	394	402	394	437
2015	510	510	410	410	380	416	380	403
2014	510	510	409,3	409,3	379	403	379	417

Коэффициент использования установленной электрической мощности составляет порядка 60 %. В последние года наблюдается рост коэффициента использования, причем даже в летнее время удалось значительно его увеличить. Это связано со многими причинами, в том числе выполненной реконструкцией градирен.

Таблица 1.6 Коэффициент использования установленной электрической мощности

Турбины	2014	2015	2016	2017	2018
Т-1	70,82	63,26	62,69	56,87	63,86
Т-2	64,33	48,48	55,58	66,56	62,47
Т-3	52,34	66,66	64,48	71,14	60,22
Т-4	1,66	3,61	4,34	8,57	9,38
Т-5	56,69	59,01	69,99	69,77	62,19
Т-6	76,35	73,80	67,55	61,89	76,28
ИТОГО	58,27	56,98	58,76	59,76	60,05

Наличие ограничений электрической мощности на ТЭЦ-2 сохраняется по причине недостаточного потребления тепла от турбоагрегатов,

работающих в режиме «ухудшенного вакуума», и работы станции на непроектном топливе.

Сохраняются значительные ограничения электрической мощности. И если в зимний период удалось в 2017 г. довести ограничение установленной мощности до 68 МВт, что практически в 2 раза меньше чем в 2012 г., то в летний период ограничения растут, что и отразилось на росте ограничений в среднем за год до 181 МВт. Величина и причины ограничений установленной электрической мощности представлены в таблице 1.7 на примере 2017 года.

Таблица 1.7 - Величина и причины ограничений установленной электрической мощности

Причины ограничений	Расчет (на примере 2017 г.), МВт			
	на конец года	Зима	Лето	Год
Всего, в том числе:	58	68	278	181
Сезонные	58	68	268	176
1. Недостаточное потребление тепла турбин	50	50	50	50
2. Недостаточное потребление тепла	8	18	218	126
Временные ограничения:	0	0	10	5
1. Неудовлетворительное техническое	0	0	10	5

Данные по установленной, располагаемой мощности по отпуску тепла представлены в таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Установленная, располагаемая мощность по отпуску тепла

Год	Установленная мощность, Гкал/ч		Располагаемая мощность, Гкал/ч	
	Всего	в том числе по турбинам	Всего	в том числе по турбинам
2018	1411	1042	1153	1042
2017	1411	1042	1153	1042
2017	1411	1042	1153	1042
2016	1411	1042	1153	1042
2015	1176	1042	841	841
2014	1176	1042	841	841

В таблице 1.9 представлена динамика изменения коэффициента эффективности использования тепловой мощности. Коэффициент использования установленной тепловой мощности паровых турбин составляет 39 %.

Таблица 1.9 Коэффициент использования установленной тепловой мощности

Турбины	2014	2015	2016	2017	2018
Т-1	39,43	43,36	35,37	32,90	35,89
Т-2	33,27	29,48	36,71	44,80	41,16
Т-3	36,40	43,06	36,80	41,98	39,90
Т-4	1,78	4,67	5,87	13,38	11,12
Т-5	53,69	46,91	55,27	49,59	55,18
Т-6	61,84	53,87	52,48	44,40	50,67
ИТОГО	37,61	36,75	36,97	37,72	38,88

Как видно из таблицы в последние годы за счет изменения схемы теплоснабжения и расширения возможностей ТЭЦ-2 по отпуску теплоэнергии удалось существенно – на 10 % (с 27,6 % до 37,72 %) увеличить коэффициент эффективности использования тепловой мощности. В ряде месяцев отопительного периода эта величина достигала 56-58 %, а по отдельным турбоагрегатам 70-80 %. В таблице 1.10 представлены данные по ограничениям установленной тепловой мощности на примере 2017 г.

Таблица 1.10. Величины и причины ограничений установленной тепловой мощности

Показатель	Факт, Гкал/ч
Всего, в том числе:	772
Расход тепла на собственные нужды	28
Потери тепла с отпуском тепла	8
Снижение производительности котлов	156
Отсутствие потребления тепла	580

Ограничение тепловой мощности ТЭЦ-2 вызваны недостатком паровой мощности котлов, ограничением подпитки, сжиганием непроектного топлива ухудшенного качества и отсутствием потребителей тепла.

### 1.1.2 Производство электрической и тепловой энергии ТЭЦ-2 АО «АлЭС»

Производство электрической и тепловой энергии является основным видом деятельности ТЭЦ-2. Потребление электроэнергии в виде собственных нужд является одним из основных отчетных и нормируемых показателей. В таблице 1.11 представлена динамика выработки электроэнергии.

Таблица 1.11 Выработка электрической энергии в 2014-2018 гг., факт, тыс. кВт\*ч

Месяц	2014	2015	2016	2017	2018
Январь	289 296	296 180	290 180	305 324	327150
Февраль	251318	267 855	274 700	284 608	290300
Март	252 042	251 367	259 530	255 328	264761
Апрель	193 178	180 061	188 049	199 786	200161
Май	199 113	171 298	169 777	174 633	193173
Июнь	173 643	162 176	138 587	158 714	155545
Июль	167 752	167 523	148 044	163 515	151719
Август	149 690	158 460	155 786	153 688	148432
Сентябрь	154 602	153 568	160 811	184 450	165348
Октябрь	211 511	195 003	230 642	221 866	224953
Ноябрь	252 398	253 444	297 384	265 781	296802
Декабрь	308 611	288 823	318 757	302 114	264369
Год	2 603 154	2 545 758	2 632 247	2 669 807	2682713

Как видно из представленных данных производство электроэнергии в последние годы стабильно с некоторым ростом в 2017 и 2018 годах. В таблице 1.12 представлены данные по отпуску электроэнергии в 2014-2018 годах.

Таблица 1.12 - Отпуск электрической энергии, тыс. кВт\*ч

Месяц	2014	2015	2016	2017	2018
Январь	248216	254199	249067	262400	281804
Февраль	213980	230150	236137	245375	248765
Март	213748	214214	221311	216244	225239
Апрель	163234	151986	159519	169324	170736
Май	169346	145262	143451	147742	164840
Июнь	147467	137783	115218	133803	131261
Июль	141054	141542	123525	137665	127087
Август	125491	133199	131292	129333	123513
Сентябрь	129825	129656	136382	157279	138789
Октябрь	179935	163988	196531	188421	190718
Ноябрь	215600	216033	256323	227663	254121
Декабрь	266787	247838	274694	259271	223172
Год	2214683	2165850	2243450	2274520	2280045

Как видно из таблицы 1.12 отпуск электроэнергии в последние годы также стабилен. Сравнение таблиц 1.11 и 1.12 показывает, что расход электроэнергии на собственные нужды находится на уровне 14,7-14,9 %.



В таблице 1.13 представлены данные по отпуску тепловой энергии ТЭЦ-2 за период с 2014 по 2018 годы.

Таблица 1.13 - Отпуск тепловой энергии, Гкал

Месяц	2014	2015	2016	2017	2018
Январь	415 994	417 961	408 340	418 087	426573
Февраль	374 165	370 323	415 837	370 640	429689
Март	400 294	384 379	383 214	429 030	433358
Апрель	249 327	222 456	198 115	236 026	234316
Май	155 839	127 436	137 768	148 723	143284
Июнь	134 047	123 215	115 389	116 926	128178
Июль	127 113	128 519	121 648	133 782	141633
Август	129 709	115 536	146 549	120 069	135784
Сентябрь	140 343	133 328	137 888	126 566	142210
Октябрь	320 546	300 758	305 891	342 618	326161
Ноябрь	379 098	421 457	407 822	394 657	455574
Декабрь	389 090	467 769	442 114	421 723	452461
Год	3 215 565	3 213 137	3 220 575	3 258 847	3449221

Динамика отпуска тепла в 2014-2018 годах указывает на некоторый рост потребления в зимние месяцы и в целом за год начиная с 2014 года. Максимум электрической нагрузки приходится на 2014 год и равен 510 МВт, максимум тепловой нагрузки приходится на 2008 год и равен 775 Гкал/час.

На рисунке 1.3 представлена динамика выработки электроэнергии на тепловом потреблении (по теплофикационному циклу).

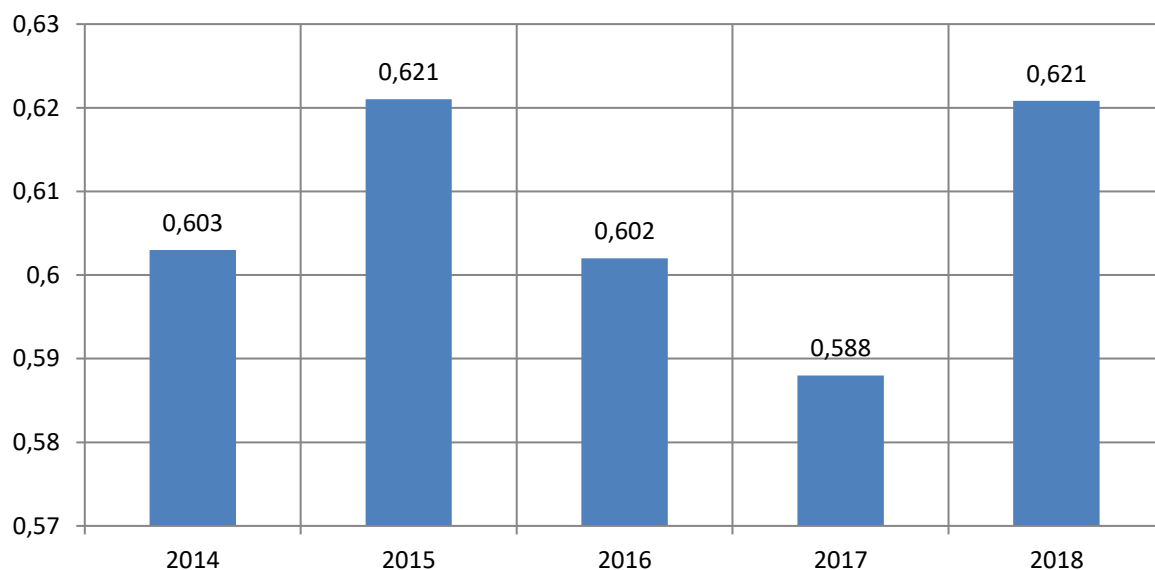


Рисунок 1.3 – Динамика выработки электроэнергии по теплофикационному циклу

Как видно из графика средняя нагрузка ТЭЦ-2 по теплофикационному циклу составляет порядка 60 %. Представленные данные свидетельствуют о достаточно большой выработке электроэнергии по конденсационному циклу и возможностях станции по повышению энергоэффективности.

### 1.1.3 Выполнение основных технико-экономических показателей (ТЭП) по ТЭЦ-2 АО «АлЭС»

Динамика изменения основных технико-экономических показателей ТЭЦ-2 показывает, что в последние годы нагрузка станции по тепловой энергии, которая определяется величиной горячего водоразбора при открытой системе теплоснабжения, имеет тенденцию к постоянному росту. Также наблюдается рост выработки и отпуска электрической энергии. При этом происходит снижение удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии за счет более полной загрузки станции и увеличением КПД котельного оборудования. Показатели энергоэффективности ТЭЦ по итогам 2018 года представлены в таблице 1.14.

Основными показателями энергоэффективности ТЭЦ-2 следует считать показатели, которые присутствуют в основной технической отчетности станции. Это удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии и тепла. Следует сказать, что в последние годы эти показатели достаточно стабильные.

Таблица 1.14 Показатели энергоэффективности ТЭЦ-2 за 2018 год

№	Показатели	Ед.изм.	Обозн.	формула, источник	2018
1	Выработано электроэнергии	тыс.кВт ч	W	6-ТП	2 682 713
2	в т.ч. по теплофикационному циклу	тыс.кВт ч	W <sub>тф</sub>	3-тех	1 665 481
3	Отпуск электроэнергии с шин	тыс.кВт ч	W <sub>о</sub>	6-ТП	2 280 045
4	Выработано тепловой энергии	Гкал	Q	6-ТП	3 571 267
5	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал	Q <sub>от</sub>	6-ТП	3 449 221
6	Расход условного топлива, всего	тонн	B	6-ТП	1 412 917
7	Расход топлива на выработку электроэнергии	тонн	B <sub>э</sub>	kэB	713 882
8	Расход топлива на выработку тепловой энергии	тонн	B <sub>тэ</sub>	(1-kэ)B	699 035
9	Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии	г/кВтч	bэ	Bэ/Wо	313,1
				норма	313,1
10	Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	bтэ	Bтэ/Q	202,7
				норма	202,7

№	Показатели	Ед.изм.	Обозн.	формула, источник	2018
11	Расход топлива на выработку ЭЭ (эксергетический метод)	тонн	Вэ	$kэВ$	965286,05
12	Расход топлива на выработку ТЭ (эксергетический метод)	тонн	Втэ	$(1-kэ)В$	447630,95
13	Удельный расход топлива на отпуск ЭЭ (эксергетический метод)	г/кВтч	бэ	$Вэ/Wо$	423,36
14	Удельный расход топлива на отпуск ТЭ (эксергетический метод)	кг/Гкал	бтэ	$Втэ/Q$	129,78
15	Выработка электроэнергии, приведенная к теплу	Гкал	Wq	$0,86W$	2 307 133
16	Отпуск электроэнергии, приведенной к теплу	Гкал	Woq	$0,86Wo$	1 960 839
17	Общая выработанная энергия	Гкал	Qов	$Q+Wq$	5 878 400
18	Общая отпущенная энергия	Гкал	Qоо	$Qо+Wоq$	5 410 060
19	Удельная выработка ЭЭ на базе теплового потребления	МВтч/Гкал	w	$Wтф/Q$	0,466
20	Доля выработанной электроэнергии от общей	%	$\beta$	$100*Wq/Qо$ в	39,25
21	Расход электроэнергии на собственные нужды	тыс.кВтч	$\Delta W$	$W-Wо$	402 668
22	Относительный расход электроэнергии на СН	%	Wсн	$100*\Delta W/Qо$ о	15,01
23	Расход электроэнергии на СН на выработку электроэнергии	тыс.кВтч	Wснээ	$kэ\Delta W$	203 450
24	Расход электроэнергии на СН на отпуск тепловой энергии	тыс.кВтч	Wснтэ	$(1-kэ)\Delta W$	199 218
25	Удельный расход электроэнергии на СН по отпуску ЭЭ	%	wснэ	$Wснээ/Wо$	7,58
				норма	
26	Удельный расход электроэнергии на СН по отпуску ТЭ	кВтч/Гкал	wснтэ	$Wснтэ/Qо$	57,76
				норма	
27	Коэффициент использования электрической мощности	%	КИУМ э	$100W/Nустр8760$	60,05
28	Коэффициент использования тепловой мощности	%	КИУМ тэ	$100Q/Qустр8760$	39,16
29	Расход натурального угля	тонн	Вн	3-тех	2 377 989
30	теплота сгорания	ккал/кг	Qнр	3-тех	4 132,00
31	зольность рабочая	%	Ар	3-тех	39,2
32	влажность рабочая	%	Wр	3-тех	5

№	Показатели	Ед.изм.	Обозн.	формула, источник	2018
33	Расход мазута	тонн	Вм	3-тех	6 685
34	теплота сгорания мазута	ккал/кг	Q <sub>нр</sub>	3-тех	9 777
35	влажность мазута	%	W <sub>p</sub>	3-тех	3

На рисунке 1.4 представлены удельные расходы условного топлива на отпуск электроэнергии и тепла, рассчитанные по физическому методу.

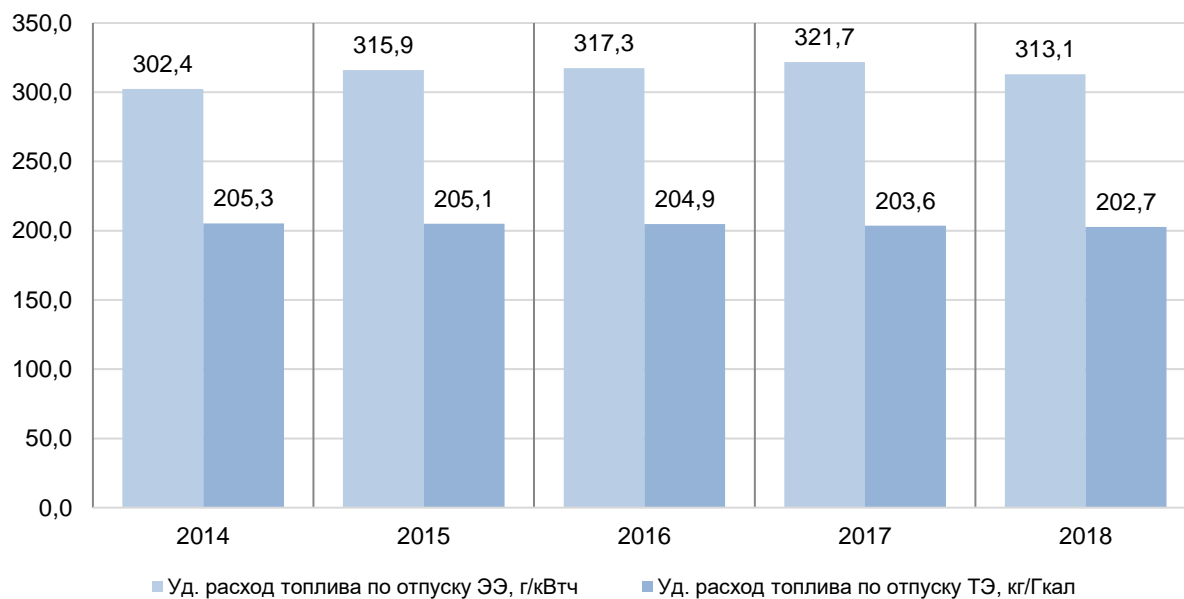


Рисунок 1.4 Основные показатели энергоэффективности ТЭЦ-2 (физический метод)

При разработке НТД по топливоиспользованию, разработке энергетических характеристик оборудования ТЭЦ-2 и АО «АлЭС» использует физический метод разделения расходов топлива при комбинированном производстве электроэнергии и тепла. При утверждении тарифов на тепло и электроэнергию – эксергетический метод. На рисунке 1.5 представлены удельные расходы условного топлива на отпуск электроэнергии и тепла, рассчитанные по эксергетическому методу.



Рисунок 1.5 Основные показатели энергоэффективности ТЭЦ-2 (эксергетический метод)

## 1.2 Особенности теплоснабжения г.Алматы, роль и место ТЭЦ-2 в системе теплоснабжения

Работа ТЭЦ-2 осуществляется по тепловому графику с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла и дополнительной выработкой электроэнергии по электрическому графику с отпуском тепла от ТЭЦ-2 по трем тепломагистралям: ТМ «ТЭЦ-2 -ЗТК», 1 Ду1000+1 Ду800 (ПВ); ТМ «ТЭЦ-2 –ТЭЦ-1», 2 Ду1000; ТМ в Алатауский район, 2 Ду800. Система горячего водоразбора зоны АО «АлЭС»– открытая. Температурный график теплосети 135/70°С.

ТЭЦ-2 работает в базовом режиме совместно с:

- Западным тепловым комплексом (ЗТК), который работает в пиковом режиме. Отпуск тепла от ТЭЦ-2 на ЗТК осуществляется в виде горячей воды по двум подающим трубопроводам Ду800мм + Ду1000мм, работающим по одноструйной безвозвратной схеме;

- ТЭЦ-1 для покрытия части базовой тепловой нагрузки зоны ТЭЦ-1. Отпуск тепла от ТЭЦ-2 на ТЭЦ-1 производится по специальному графику по двухтрубной магистрали. Горячее водоснабжение потребителей зоны ТЭЦ-1 в летнем режиме обеспечивается от ТЭЦ-2 по соединительной магистрали ТЭЦ-2 - ТЭЦ-1.

- Отпуск тепла в Алатауский район отпускается по стандартному температурному графику.

Прогнозируемый рост потребности города в теплоэнергии и электроэнергии за счет массового строительства высокоплотной многоэтажной застройки в зоне теплоснабжения АО «АлЭС» создает

объективные предпосылки для дальнейшего развития сложившейся системы централизованного теплоснабжения (СЦТ) на базе комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на ТЭЦ.

Для обоснования необходимости дальнейшего развития ТЭЦ-2 следует учитывать следующие особенности сложившейся системы централизованного теплоснабжения в зоне теплофикации АО «АлЭС», влияющие на выбор технических решений при внедрении ПГУ и ГТУ надстроек:

- Централизованное теплоснабжение зоны осуществляется от трех теплоисточников, два из которых (ЗТК и ТЭЦ-1) расположены на городской территории, в центре тепловых нагрузок, и не имеют возможности для дальнейшего расширения, как по условиям площадки, так и по требованиям экологии, а один, наиболее крупный (ТЭЦ-2), находится практически за городом.

- Тепловые сети зоны теплофикации представляют собой крупную многокольцевую систему, в которой источники тепла ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и ЗТК работают на общие тепловые сети;

- Тепловые мощности крупнейшего в городе источника тепла – ТЭЦ-2, вырабатывающего энергию на дешевом топливе по самой совершенной технологии, комбинированным способом с одновременным производством тепловой и электрической энергии, оказались не задействованы. Передача основной части тепла от ТЭЦ-2 городским потребителям осуществляется по однотрубной схеме, возможности которой по количеству передаваемого тепла ограничиваются недостаточным водоразбором воды городскими потребителями и сокращением пропускной способности трубопроводов тепломагистралей из-за их физического старения;

- На двух других городских теплоисточниках, расположенных в центре города, тепло производится преимущественно при прямом сжигании дорогого топлива – газа и мазута. Эффективность системы централизованного теплоснабжения в целом значительно снижается.

- Несмотря на прогнозируемый прирост тепловых нагрузок по "зоне теплофикации", в том числе и нагрузок горячего водоснабжения, задействовать всю свободную располагаемую тепловую мощность ТЭЦ-2 через одну тепломагистраль невозможно. Для выдачи располагаемой тепловой мощности ТЭЦ-2, с учетом ее расширения и реконструкции, необходимо сооружение от ТЭЦ-2 в город двухтрубных магистралей.

Новое жилищное строительство в городе планируется вести во всех тепловых районах зоны АО «АлЭС», как на реконструируемых территориях внутри городских районов, так и на свободных территориях.

Прирост тепловых нагрузок города в горячей воде, определенный «Схемой теплоснабжения г. Алматы на 2010г. с перспективой до 2020г.», составляет 3050 Гкал/ч, в том числе, в зоне влияния АО «АлЭС» 1710 Гкал/ч (56%).

Доля ТЭЦ-2 в покрытии электрических нагрузок зоны АО «АлЭС» составляет около 33% от потребности и 47% - от собственных источников АО «АлЭС». Доля ТЭЦ-2 в отпуске тепла в зоне теплофикации составляет около 50%, доля АО «АлЭС» в системе теплоснабжения города составляет около 48%.

При выборе оптимального варианта развития системы теплоснабжения «Схемой теплоснабжения...» предусмотрены следующие решения, влияющие на экономичность системы и экологическую обстановку в городе:

- Теплоснабжение новой застройки Западного района, прилегающего к сложившейся зоне АО «АлЭС», предусматривается от действующей системы АО «АлЭС» с учетом расширения и реконструкции Алматинской ТЭЦ-2;
- Использование ТЭЦ-1 и ЗТК в пиковой части графика отопительной нагрузки при совместной работе с ТЭЦ-2;
- Ограничение мощности ТЭЦ-1 и ЗТК условиями генплана, использованием дорогого газомазутного топлива и экологическими условиями, т.к. они расположены в зонах жилой застройки.

Ожидаемые темпы прироста и уровень тепловых нагрузок на перспективу до 2030 г. являются основным критерием для развития Алматинской ТЭЦ-2 и одним из основных вариантов для решения вопросов энергоснабжения за счет использования существующей инфраструктуры и «запертой» мощности. Эффективность работы ТЭЦ-2 по теплофикационному циклу будет обеспечена готовностью системы к приему тепла в базовой части годового графика тепловой нагрузки зоны теплоснабжения.

Модернизация и расширение Алматинской ТЭЦ-2, обеспечит покрытие прироста тепловых нагрузок в горячей воде зоны теплофикации АО «АлЭС» Западного и частично Восточного районов.

Алматинская ТЭЦ-2 является основным источником тепло- и электроснабжения г. Алматы и системы СЦТ с выработкой электроэнергии на тепловом потреблении.

Необходимость модернизации ТЭЦ-2 вызвана необходимостью повышения ее экономичности и снижения экологического воздействия на атмосферу г. Алматы. И если надежность электроснабжения обеспечивается ТЭЦ-2 совместно с электроэнергией, поступающей по магистрали «Север-Юг», то надежность системы теплоснабжения зависит во многом от надежности и эффективности работы ТЭЦ-2.

Модернизация и расширение Алматинской ТЭЦ-2 на существующей площадке обосновывается следующим:

- необходимостью покрытия прироста тепловых нагрузок от теплоисточника, соответствующего современному уровню техники и эксплуатации, экологическим и санитарным нормам;
- необходимостью обеспечения надежного энергоснабжения, имеющего социальную значимость;
- возможностью расширения теплоисточника окраине города с устройством санитарно-защитной зоны;

- возможностью использования технологии комбинированной выработки тепла и электроэнергии, удовлетворяющей довольно жестким социальным и экологическим требованиям городов, обеспечивая при этом существенную экономию топлива – основную статью себестоимости продукции;

- возможностью использования в городе и регионе конкурентоспособной электроэнергии, при существующем дефиците мощности в энергосистеме, повышения надежности электроснабжения города от собственных энергоисточников;

- необходимостью повышения экологической безопасности, обеспечения жестких экологических требований, влияющих на себестоимость продукции электростанции при превышении нормативных требований по выбросам и сбросам;

- возможностью использования современных технологий сжигания топлива, водоподготовки, управления с использованием АСУ ТП, повышающих эффективность производства, снижающих трудозатраты;

- необходимостью обеспечения требований пожарной и технической безопасности, промышленной санитарии.

Основными направлениями в развитии системы тепловых сетей являются мероприятия, обеспечивающие выдачу и транспортировку тепла от ТЭЦ-2 до городских потребителей, и распределение его по городским тепловым сетям к потребителям.

Выдача тепла от ТЭЦ-2 предусматривается по четырем тепломагистралям:

- существующая однетрубная тепломагистраль ТЭЦ-2-ЗТК - Ду800 + Ду1000мм (рассматривается возможность перевода в трехтрубный режим с реализацией возврата сетевой воды на ТЭЦ-2);

- существующая тепломагистраль ТЭЦ-2 – ТЭЦ-1 – 2Ду1000 мм;

- две новые тепломагистрали по 2Ду1000 мм (к микрорайонам «Сайран» и «Калкаман»).

### **1.3 Повышение эффективности систем теплоснабжения в современных условиях (обзор литературных источников)**

Повышение эффективности систем теплоснабжения возможно при условии совершенствования структуры и технологий работы ТЭЦ, а также городских теплофикационных систем, начиная от теплоисточника и заканчивая теплоэнергетическими установками потребителей.

Укрупненно, процесс теплоснабжения, можно разделить на три технологические стадии: первая – производство тепловой энергии, вторая – транспортировка тепловой энергии и третья – потребление тепловой энергии. Это процесс, как правило, реализуется в теплофикационных системах с традиционной структурой (Рисунок 1.6), которая включает ТЭЦ, источник пиковой тепловой мощности, тепловую сеть и, наконец, потребителя с местными системами отопления, вентиляции и горячего водоснабжения [3].



Чтобы обеспечить бесперебойную подачу тепловой энергии, все указанные элементы должны быть работоспособны и эффективны.

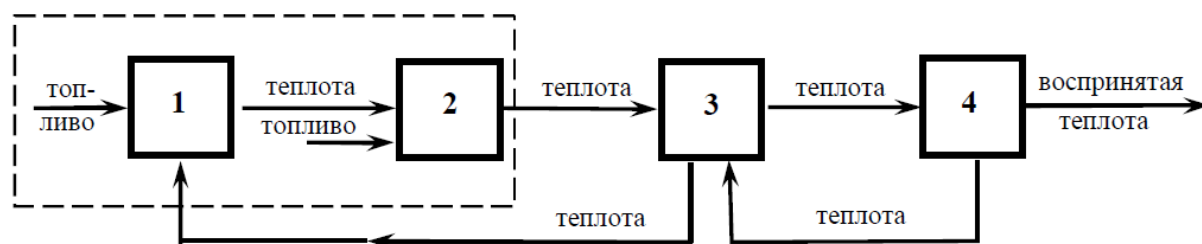


Рисунок 1.6 – Структурная схема городской теплофикационной системы: 1 – основной теплоисточник (ТЭЦ); 2 – пиковый теплоисточник (районная котельная, водогрейная котельная ТЭЦ); 3 – тепловая сеть; 4 – потребитель

Покрытие пика тепловой нагрузки водогрейными котлами освобождает ТЭЦ от необходимости иметь дополнительную паровую мощность, т. е. на ТЭЦ может быть установлено меньшее количество паровых котлов высокого давления, что позволяет существенно снижает капитальные затраты. В настоящее время на ТЭЦ и крупных районных котельных чаще всего применяются пиковые водогрейные котлы ПТВМ-50, ПТВМ-100, КВ-ГМ-100, КВ-ТС-100-150. В [4] отмечается, что наиболее дешевой по капитальным затратам является установка пиковых водогрейных котлов, работающих на жидком и газообразном топливе.

Установленная мощность основного оборудования ТЭЦ (энергетические паровые котлы и теплофикационные турбины) традиционно подбирается из условия покрытия только базовой части тепловой нагрузки с таким расчетом, чтобы длительность использования максимальной производительности оборудования составляла порядка 5000 часов в году [5]. Остальная часть тепловой нагрузки (сверхбазовая или пиковая) отпускается непосредственно от источников пиковой тепловой мощности.

Применяемое на большинстве ТЭЦ Казахстана теплофикационное оборудование разработано несколько десятилетий назад и на сегодняшний день в значительной степени устарело и требует модернизации. Многие заложенные в основу проектов теплоисточников и систем транспорта теплоты концептуальные технические и технологические решения требуют пересмотра или существенной корректировки. Необходимость модернизации ТЭЦ обусловлена как кардинально изменившимися экономическими условиями, так и появившимся опытом ряда зарубежных стран, показавших огромные возможности совершенствования теплофикационных систем [6, 7, 8].

Как показано в ряде научных публикаций экономичность теплофикационных ГТУ по сравнению с паротурбинными ТЭЦ весьма высока, удельный расход условного топлива на отпускаемую электроэнергию на газотурбинных ТЭЦ ниже на 20-25 г/(кВт\*ч) [9], но есть и недостатки, связанные с повышенными затратами на ремонт и техническое обслуживание ГТУ зарубежного производства.

В связи с децентрализацией некоторых производств, в ряде случаев по экономическим причинам становится более выгодным обеспечивать теплоснабжение не от ТЭЦ, а от котельных, превращая их в мини-ТЭЦ с ПТУ, ГТУ или даже ДВС в зависимости от схемы и тепловой нагрузки [10].

В работе [11] предлагается методический подход к оценке эффективности комбинированной и отдельной схем энергоснабжения городов при рассмотрении перспектив развития энергосистем. Рассматриваемый состав обобщенных показателей укрупненно описывает потребление, производство и транспорт тепла и электроэнергии отдельной и комбинированной схем энергоснабжения юрота. Приводятся результаты расчетов и анализ оценки общественной эффективности газотурбинных и парогазовых ТЭЦ для ряда регионов России. Представленные расчеты подтвердили высокую эффективность сооружения некрупных газотурбинных и парогазовых ТЭЦ, в том числе в некрупных городах численностью 100 тысяч человек и нецелесообразность сооружения паротурбинных ТЭЦ. Однако в статье [11] не дается ответ, что делать с уже существующими паротурбинными ТЭЦ. Отмечено также, что проблема оценки эффективности ТЭЦ в новых условиях представляется очень сложной из-за огромного числа влияющих факторов и их взаимосвязанности, из-за отсутствия исходной информации о росте тепло и электропотребления в территориальном разрезе.

Современные системы теплоснабжения представляет собой сложный технологический комплекс, состоящий из разнообразных установок и сооружений со сложной схемой внутренних и внешних связей. В системе могут быть реализованы несколько различных схем распределения теплоты, могут найти применение разнообразные типы энергоустановок и теплообменных аппаратов.

Поэтому выбор оптимальной структуры для любой системы теплоснабжения означает, с одной стороны, максимально возможный учет всех внешних природных, технических и экономических факторов, а с другой стороны, полноту учета внутренних физических, технических и экономических взаимосвязей при многочисленных факторах, действующих в конкретной специфике схемы, и типов энергоустановок.

В работах [7, 8] предлагается существенный комплекс мер по повышению эффективности действующих ТЭЦ:

- переключение на ТЭЦ нагрузки собственных и муниципальных котельных, включая объединение большей части городской нагрузки ГВС перемычками малых диаметров (снижение удельных расходов топлива на теплоту и электроэнергию, повышение коэффициента использования установленной мощности);
- формирование выгодных предложений по стоимости пара и горячей воды для предприятий, имеющих собственные производственные котельные, например, по цене топливной составляющей в производстве теплоты на их собственных котельных;

- привлечение, совместно с местными властями, инвесторов для строительства энергоемких объектов (производства, использующие пар, холодильники с абсорбционными машинами, производства с процессами сушки), в первую очередь, для увеличения потребности в теплоте в летний период;

- перевод ТЭЦ на работу по тепловому графику, вплоть до ликвидации градиен (исключение убыточных режимов работы оборудования);

- снижение температурного графика теплосети, переход на количественное регулирование;

- вывод из эксплуатации или консервация незагруженного оборудования;

- надстройка ТЭЦ газовыми турбинами или ПГУ (снижение удельных расходов топлива, существенное повышение прибыльности летних режимов, дополнительные доходы от продажи электроэнергии и участия в покрытии пиков потребления).

К сожалению, эффективность большинства теплофикационных систем в Казахстане продолжает оставаться на довольно низком уровне, вместе с тем ТЭЦ позволяют в городе производить электроэнергию с удельными затратами топлива, недостижимыми вне теплофикационных циклов, и в количестве, необходимом для обеспечения всех городских нужд. Необходимо только выработать комплекс мер по модернизации теплофикационных систем и правильно подобрать их структуру, состав оборудования ТЭЦ, соответствующий тепловым и электрическим нагрузкам.

Проведенный анализ состояния теплофикационных систем, технологий повышения эффективности существующих ТЭЦ позволяют сформулировать основные положения повышения их эффективности за счет структурно-технологической модернизации [8, 9]:

1. Изменение структуры покрытия пиковых тепловых нагрузок и повышение надежности ТС путем комбинированного использования централизованных и децентрализованных теплоисточников.

3. Переход к низкотемпературному теплоснабжению с количественными способами регулирования нагрузки.

4. Повышение энергетической и экономической эффективности теплоисточников, в том числе источников пиковой тепловой мощности.

5. Снижение затрат на собственные нужды теплоисточников.

6. Повышение надежности ТС путем совершенствования технологий противокоррозионной и противонакипной обработки теплоносителя.

Повышение энергетической и экономической эффективности ТЭЦ возможно за счет внедрения энергогенерирующего оборудования, обладающего более высоким КПД по сравнению с оборудованием предыдущего поколения, обеспечивающего соответственно более низкую себестоимость выпускаемой продукции. Используя такое оборудование можно получать более высокую прибыль. К такому оборудованию относится

газотурбинные и парогазовые установки, которые обладают более высоким коэффициентом использования топлива, что при постоянно дорожающих энергоносителях важно, обладают меньшей металлоемкостью, меньшими размерами по сравнению с оборудованием ПСУ, что в свою очередь, сокращает сроки установки.

В целом внедрение парогазовых и газотурбинных установок для модернизации теплоэнергетики Казахстана является шагом вперед в развитии энергетической отрасли.

#### **1.4 Выбор направления исследования**

В Алматы высокий уровень загрязнения атмосферного воздуха, что обусловлено как природными и климатическими особенностями местности, так и антропогенным воздействием на окружающую среду. Кроме того, как показали исследования, многоэтажная застройка верхней части города привела к тому, что воздушные холодные массы с гор не поступают в город, в результате чего замедляется циркуляция воздуха [1, 2]. Доля энергетического комплекса в объеме газообразных выбросов около 37 %, в том числе ТЭЦ-2 порядка 11 % (в 2014 году при изменении границ города ТЭЦ-2 перешла в разряд основных стационарных городских источников выбросов). ТЭЦ-2 является наиболее крупным энергоисточником города и работает на угле (основным топливом для ТЭЦ-2 является Экибастузский уголь).

АО «АлЭС», понимая свое доминирующее положение в регионе, ставит стратегические цели и задачи связанные с: увеличением объемов производства электрической и тепловой энергии за счет снижения разрывов между установленной и располагаемой мощностью и ввода новых мощностей; повышением производительности труда за счет увеличения объемов производства, инновационного развития; проведения политики энергосбережения и энергоэффективности [12, 13], снижения экологического воздействия на окружающую среду за счет модернизации существующего оборудования, внедрения более эффективных технологий производства энергии и методов очистки дымовых газов; обеспечения безопасных условий труда персонала, внедрения современных информационных технологий и программных комплексов.

Вопросы стратегического развития ТЭЦ-2 обсуждаются уже несколько лет. Однако окончательного решения до сих пор не принято и этому есть несколько причин. ТЭЦ-2 работает на твердом, дешевом топливе, что делает привлекательным производство тепла и электроэнергии, однако при существующей технологии не обеспечивает перспективных требований по защите окружающей среды. Оборудование ТЭЦ-2 имеет значительный физический износ и требует либо замены, либо модернизации. Для существенного снижения влияния ТЭЦ-2 на экологию города Алматы необходимо либо коренным образом изменить технологию улавливания и обезвреживания вредных веществ, либо перевести частично или полностью

ТЭЦ-2 на газ [1, 14, 15]. Вторым путем в настоящее время для ТЭЦ-2 не реализуем из-за конструктивных особенностей главного корпуса (заглубленный вариант). Нужна полная реконструкция котельного оборудования с размещением горелочных узлов выше отметки ноль. В этой связи достаточно привлекательным направлением развития энергокомплекса ТЭЦ-2, при наличии стабильных поставок газа, является строительство ГТУ или ПГУ надстройки, работающей на газе. Причем установленная мощность надстройки должна выбираться исходя из возможности ее работы в течение всего года. Таким образом, тепловая мощность надстройки должна находиться на уровне 300 Гкал/час (перспективная нагрузка горячего водоснабжения). На эту же величину будет снижена тепловая нагрузка существующей части ТЭЦ-2 в зимний период. Кроме того, следует сказать, что с вводом ГТУ надстройки ТЭЦ-2 можно перевести на тепловой график производства электроэнергии, а на летний период останавливать. Такой режим позволит сократить выбросы на 40 %, а в перспективе вывести станцию из работы при строительстве дополнительных ГТУ или ПГУ блоков. Кроме того, при выбытии мощностей первой очереди ТЭЦ-2, до принятия решения по модернизации или замене турбин ПТ-80-130, электрическая мощность ТЭЦ с учетом дополнительных вводимых мощностей в зимних условиях позволит надежно обеспечить потребителей как электрической, так и тепловой энергией (существующая нагрузка ГВС по ТЭЦ-2 находится на уровне 200-220 Гкал/час).

## **2. Выбор тепловых схем ПГУ и ГТУ надстроек для реконструкции ТЭЦ-2**

### **2.1. Существующие и перспективные тепловые нагрузки зоны теплоснабжения АО «АлЭС»**

Выбор тепловых схем при реконструкции ТЭЦ-2 должен базироваться на существующих и перспективных тепловых нагрузках. Оценка существующих тепловых нагрузок зоны АО «АлЭС» выполнена на основании анализа базы данных ТОО «АлТС» по тепловым нагрузкам в горячей воде присоединенных потребителей. В анализе учитывались следующие группы потребителей: юридические лица, промышленные предприятия, многоквартирные жилые дома (МЖД), частные жилые дома.

Кроме того учтено, что с 2018 г. введены в действие СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология», в которых расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления для г. Алматы принимаются как температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки минус 20,1°С. Тепловая нагрузка отопления и вентиляции в базе данных ТОО «АлТС» приведена при расчетной температуре наружного воздуха минус 25°С, поэтому выполнен пересчет тепловой нагрузки отопления и вентиляции на расчетную температуру наружного воздуха минус 20,1°С. Температура воздуха внутри помещений принята +20°С в соответствии с СН

РК 2-04-21-2004 «Энергопотребление и тепловая защита гражданских зданий».

Средне-часовая нагрузки горячего водоснабжения определена по расходам подпиточной воды. В таблице 2.1 представлен перерасчет по нагрузкам зоны АО «АлЭС»

Таблица 2.1 Договорные тепловые нагрузки потребителей зоны АО «АлЭС». Существующее состояние

Группа потребителей	Подключенная нагрузка, Гкал/ч		
	Отопление + вентиляция	Горячее водоснабжение	Всего
Договорная тепловая нагрузка при $t_{p.o} = -25^{\circ}\text{C}$ , всего	2228	422(16%)	2650
в том числе			
• Юридические лица	1068	197	1265
• Пром. предприятия	62	3	65
• Многоэтажные жилые дома (МЖД)	1083	221	1304
• Частные жилые дома	15	1	16
Пересчитанная тепловая нагрузка при $t_{p.o} = -20,1^{\circ}\text{C}$ , всего	1984	211 (10%)	2195
в том числе			
• Юридические лица	952	98	1050
• Пром. предприятия	55	2	57
• Многоэтажные жилые дома (МЖД)	964	110	1074
• Частные жилые дома	13	1	14

Как видно из представленных данных существующие тепловые нагрузки потребителей зоны АО «АлЭС» с учетом тепловых потерь составят 2 310 Гкал/ч, из них порядка 211 Гкал/час нагрузка горячего водоснабжения.

Перспективные тепловые нагрузки зоны АО «АлЭС» определены на основании анализа базы данных ТОО «АлТС» по перечню выданных техусловий на подключение новых потребителей. По состоянию на 01.06.2019 г. ТОО «АлТС» выдано техусловий на подключение новых потребителей зоны АО «АлЭС» на 370 Гкал/ч. Также учтены нагрузки Алатауского района – 170 Гкал/ч.

Перспективные тепловые нагрузки в горячей воде зоны теплоснабжения АО «АлЭС» с учетом тепловых потерь составят 2 880 Гкал/ч. При этом тепловые нагрузки ТЭЦ-2 АО «АлЭС» при расчетной температуре для отопления минус 20,1 $^{\circ}\text{C}$  составят: отопление и вентиляция -

853 Гкал/ч; горячее водоснабжение (средне-часовое) - 300 Гкал/ч; потери в тепловых сетях - 61 Гкал/ч. Всего тепловая нагрузка составит 1224 Гкал/ч.

Выдача тепла от ТЭЦ-2 в перспективе возможна по трем тепломагистралям:

- ТМ ТЭЦ-2- ЗТК (трехтрубная, в случае выполнения реконструкции ПВ 2Ду1000 мм, ОВ 1Ду1000 мм) – 754 Гкал/ч;
- ТМ ТЭЦ-2-ТЭЦ-1 (2Ду1000 мм) – 300 Гкал/ч;
- ТМ ТЭЦ-2-Алатауский район (2Ду800 мм) – 170 Гкал/ч.

## 2.2 Парогазовые и газотурбинные технологии

Наиболее эффективной и широко используемой в мире технологией при сжигании газа является парогазовая технология, обеспечивающая эффективность использования природных ресурсов, как при выработке электроэнергии, так и в комбинированном режиме с отпуском тепла, экологическую и техническую безопасность.

Коэффициент полезного действия современных парогазовых установок составляет 50-55 %, а в классе газовых турбин более 200 МВт достигает 57-62 %. Такой высокий положительный эффект обусловлен высокими начальными параметрами газов в газовой турбине и утилизацией теплоты выхлопных газов в котле – утилизаторе. Кроме высокой экономичности, парогазовая установка отвечает жестким экологическим требованиям по уровню выбросов оксидов азота и углерода.

Газотурбинные и парогазовые технологии для модернизации ТЭЦ-2 и тепловые потоки, влияющие на эффективность тепловых схем, представлены на рисунках 2.1-2.5 на примере ГТУ средней мощности

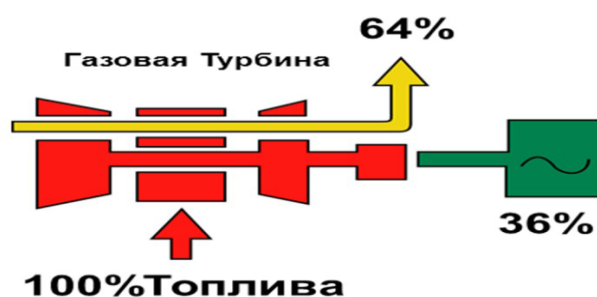


Рисунок 2.1 Открытый цикл ГТУ с КПД 36-39% в зависимости от параметров работы конкретной модели и характеристик топлива

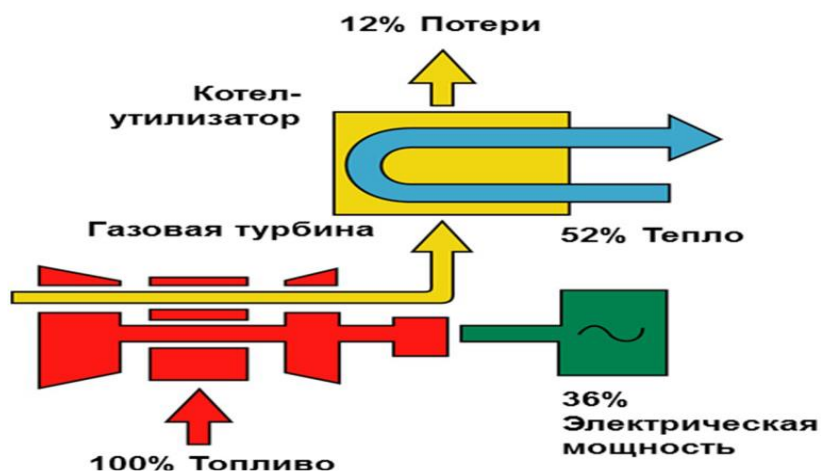


Рисунок 2.2 Когенерационная схема с установкой ГТУ с паровым котлом-утилизатором в схеме надстройки для подачи пара в существующий коллектор острого пара 13,8 МПа, 560°С ТЭЦ-2

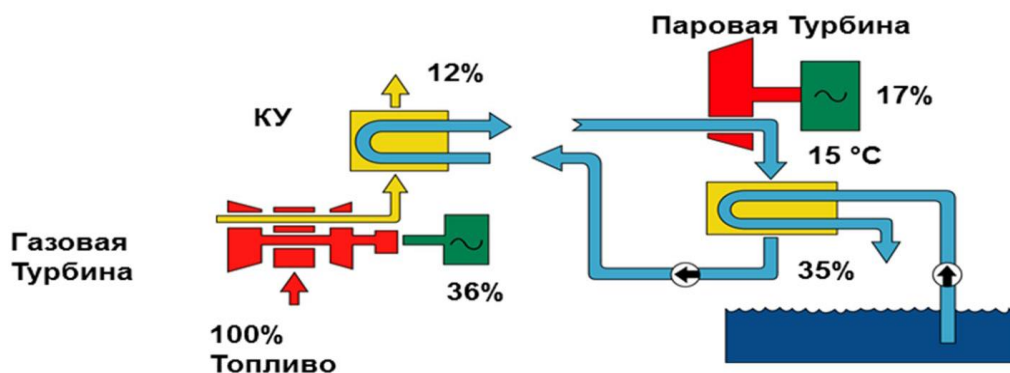


Рисунок 2.3 Комбинированный цикл с установкой парового котла-утилизатора и паровой турбины в конденсационном режиме

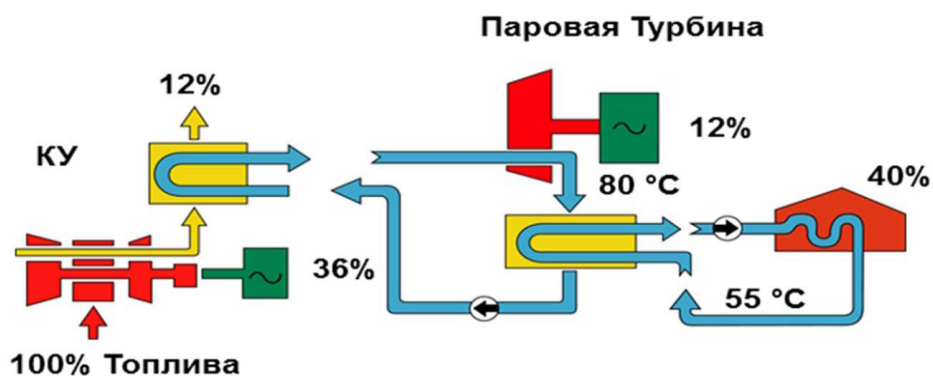


Рисунок 2.4 Комбинированный цикл с установкой парового котла-утилизатора и паровой турбины с отпуском тепла из отборов паровой турбины



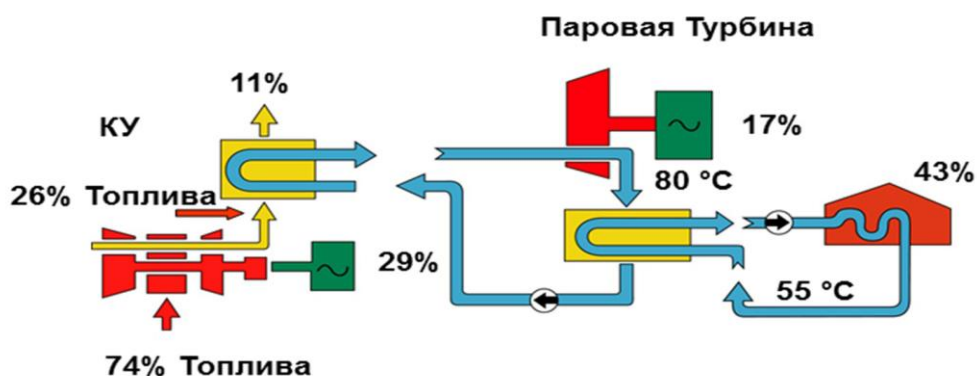


Рисунок 2.5 Комбинированный цикл с установкой парового котла-утилизатора с дожиганием газа и паровой турбины

Для поддержания параметров свежего пара в схеме надстройки, а также для увеличения подачи пара на паровую турбину может использоваться дожигание газа в котле – утилизаторе с использованием избытков кислорода в дымовых газах, автономная работа котла-утилизатора может быть обеспечена за счет установки дополнительных дутьевых вентиляторов, однако это существенно усложнит тепловую схему.

Дожигание обеспечивает использование топлива по паросиловому циклу и не повышает эффективность использования топлива, но позволяет более гибко регулировать покрытие тепловых нагрузок.

Работа ГТУ в открытом цикле с использованием байпасной дымовой трубы с более низким КПД (35-39 %) не целесообразна и может использоваться в аварийных случаях для энергосистем со слабыми связями с национальной энергосистемой или при ремонте паровой турбины в составе ПГУ (для Алматинского региона имеются связи с энергосистемой по линиям 220 и 500 кВ).

Вариант надстройки газотурбинной установки с котлом-утилизатором с возможным дожиганием (для поддержания параметров пара) с подачей пара к существующим турбинам ТЭЦ-2, целесообразен для загрузки паровой турбины Р-50-130. При аварийном отключении газовой турбины дополнительно будет снижаться мощность ТЭЦ-2, соответственно будет снижаться надежность работы ТЭЦ-2 в период реконструкции.

Использование надстройки по парогазовой технологии или ГТУ ТЭЦ обеспечивает:

- Высокий КПД в комбинированном (более 80 %) и конденсационном режиме для ПГУ (более 50-52 %);
- Низкие выбросы вредных веществ ( $\text{NO}_x < 25 \text{ ppm}$ ) без применения дополнительных мероприятий при сжигании газа;
- Высокая эксплуатационная гибкость, быстрый пуск и быстрая реакция на изменение нагрузки;
- Высокий уровень автоматизации процессов пуска и останова ГТУ;

- Сокращение стоимости и сроков строительства и пуска в эксплуатацию за счет высокой заводской комплектации поставляемого оборудования, что сокращает трудоемкость и время монтажа.

Представленный краткий анализ, подтверждает целесообразность использования парогазовой технологии по утилизационной схеме или схемы ГТУ с водогрейными котлами утилизаторами для покрытия электрических и тепловых нагрузок.

Однако следует сказать, что использование парогазовой надстройки по схеме 2ГТУ+2КУ+ПТ или 3ГТУ+3КУ+ПТ при заданной тепловой нагрузке существенно увеличит электрическую мощность ТЭЦ-2.

### **2.3 Анализ применения ПГУ надстройки с использованием существующего оборудования**

Одним из вариантов надстройки, позволяющим использовать имеющееся оборудование ТЭЦ-2 и позволяющее обеспечить нагрузку ГВС, является ГТУ надстройка с котлами-утилизаторами, работающими на параметры пара ТЭЦ-2 [16, 17, 18, 19].

Для реализации такой схемы необходимо выполнение связи с главным корпусом по коллекторам пара и сетевой воды. Одним из вариантов является схема ГТУ+КУ на два параметра  $P_{вд}=13$  МПа,  $P_{нд}=1,3$  МПа, при этом температура первичного пара должна соответствовать параметрам существующей части  $t_{вд} = 555$  °С, температура пара контура низкого давления должна быть на уровне  $t_{нд}=290 - 315$  °С.

Для получения пара таких параметров необходимо к установке принимать газовые турбины с температурой газов после газовой турбины на уровне 580-620 °С [16, 20, 21]. Суммарная производительность котлов утилизаторов по пару контура высокого давления должна быть более 300 т/ч. Такой расход пара позволит обеспечить загрузку паровой турбины Р-50-130 до мощности 40 МВт и обеспечить тепловую нагрузку в паре  $P_{нд}=1,3$  МПа (с учетом вырабатываемого КУ пара низких параметров) на уровне 200 Гкал/час. Кроме того такая схема исключает необходимость установки паровой турбины и всего вспомогательного оборудования к ней, в том числе градирни.

В зимний период надежность такой схемы не вызывает сомнений, так как при останове одной газовой турбины недостаток пара будет покрываться за счет догрузки паровых котлов существующей части станции. В летний период, когда в работе будет находиться только ПГУ, расход пара от одного котла утилизатора, в случае останова одной газовой турбины, должен обеспечить минимальную загрузку турбины Р-50-130. Поэтому к рассмотрению можно принять две основные схемы:

- первая 2\*ГТУ+2\*КУ, с газовыми турбинами мощностью 100-130 МВт и котлами утилизаторами  $D_1/D_2 = 150/30$  т/ч,  $P_1/P_2= 13,0/1,3$  МПа,  $t_1/t_2=555/300$  °С. При этом один котел утилизатор обеспечит нагрузку турбины Р-50-130 на уровне 15-17 МВт. Некоторая сложность для данного

решения состоит в том, что большинство газовых турбин на мощность 100-130 МВт выпускается с температурой на выхлопе до 550-560 °С, то есть потребуется специальный заказ или организация дожигания, исключение турбина Н-100 с температурой на выхлопе 586 °С.

- вторая 3\*ГТУ+3\*КУ, с газовыми турбинами мощностью 70-80 МВт и котлами утилизаторами  $D_1/D_2 = 115/15$  т/ч,  $P_1/P_2 = 13,0/1,3$  МПа,  $t_1/t_2 = 555/300$  °С. При этом два котла утилизатора обеспечат нагрузку турбины Р-50-130 на уровне 25-27 МВт. Вторая схема обеспечит порядка 170 Гкал/час тепловой нагрузки даже с учетом аварийной остановки одной газовой турбины. Для первой схемы максимальная тепловая нагрузка с учетом аварийной остановки одной газовой турбины составит порядка 110-120 Гкал/час. Техничко-экономические показатели ПГУ представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 Результаты расчета технико-экономических показателей ПГУ ТЭЦ с использованием турбины Р-50-130

Газовая турбина	6F.03 (6FA) GE	V64.3A Ansaldo Energia	Н-100 HITACHI
Мощность ГТ (МВт)	88,0	79	116,4
КПД брутто (%)	36,8	36,5	38,3
Температура выхлопа (°С)	613	579	586
Удельный расход теплоты, брутто (кДж/кВт*ч)	9788	9874	9400
Расход топлива, кг/с	4,79	4,34	6,09
Подведенное тепло в ГТ	205,89	186,35	261,67
Расход выхлопных газов, кг/с	213	216	296
Котел утилизатор	Паровой двухконтурный		
Тепло отданное в паровой цикл от котла утилизатора, МВт	320,00	305,00	285,00
Расход пара ВД, т/ч	345,6	261,0	295,2
Расход пара НД, т/ч	38,3	55,0	32,8
КПД котла утилизатора	76,00	73,00	73,00
Мощность ПТ Р-50, МВт	45,9	31,8	37,5
Мощность ГТУ ТЭЦ, МВт	310	269	270
Тепловая нагрузка, Гкал	230	190	200
Доля теплоты, отнесенная на внешнего потребителя	0,372	0,340	0,382

Газовая турбина	6F.03 (6FA) GE	V64.3A Ansaldo Energia	H-100 HITACHI
Доля топлива, отнесенная на производство тепловой энергии	0,463	0,451	0,462
Доля топлива, отнесенная на производство электрической энергии	0,537	0,549	0,538
Коэффициент снижения электрической мощности ГТУ за счет установки КУ	0,989	0,989	0,989
КПД ГТУ – ТЭЦ по производству электроэнергии	0,795	0,745	0,779
Доля расхода электроэнергии на собственные нужды	5,000	5,000	5,000
КПД ГТУ – ТЭЦ по производству электроэнергии	0,755	0,708	0,740
Удельный расход топлива на производство электроэнергии, г у.т./кВт*ч	162,86	173,78	166,12
Удельный расход топлива на производство тепла, кг у.т./Гкал	187,1	199,6	182,0
Отпуск тепла, Гкал/час	218,5	180,5	190,0
Коэффициент использования теплоты топлива, %	80,38	75,33	82,63

Как видно из расчетных данных наилучшие показатели экономичности имеют варианты с газовыми турбинами 6F.03 (6FA) GE и H-100 Hitachi. При этом вариант с установкой двух модулей с газовыми турбинами H-100 Hitachi не обеспечивает надежности по снабжению горячей водой потребителей в летнем режиме, когда основная часть ТЭЦ-2 будет остановлена. Кроме того реализация данной схемы сильно привязана к паротурбинной части ТЭЦ-2 и в случае останова паровой турбины будет необходимо задействовать РОУ или запускать паровую турбину Т-100-130, что потребует разворота дополнительных вспомогательных систем и значительного времени. Таким образом, в условиях останова ТЭЦ-2 в летнее время использование ПГУ

надстройки с использованием турбины P-50-130 связано со значительными рисками.

## 2.4 Анализ реконструкции ТЭЦ-2 по схеме ГТУ ТЭЦ (КоГТУ)

Основной целью настоящей работы является определение варианта модернизации ТЭЦ-2 с применением ГТУ для снижения выбросов вредных веществ в атмосферу, без снижения надежности и эффективности энергоснабжения. При этом стратегией модернизации ТЭЦ-2 должно быть сохранение уровня тепловой и электрической мощности ТЭЦ-2 со сложившейся развитой инфраструктурой системы теплоснабжения.

Схема ГТУ ТЭЦ с водогрейным котлом утилизатором или комбинированным котлом утилизатором с паровым контуром низкого давления проще в конструкции, дешевле, в отличие от ПГУ не требует установки паровой турбины со сложной обвязкой, не требует конденсационной установки, градирен и т.д. И поскольку работа ГТУ круглогодичная с постоянной нагрузкой ГВС, то и экономичность будет достаточно высокой. При установке ГТУ с водогрейными котлами утилизаторами для обеспечения покрытия нагрузки ГВС в летний период, когда ТЭЦ-2, работающая на угле будет остановлена, необходимо обеспечить резерв по тепловой мощности на случай выхода из работы одного из блоков ГТУ+КУВ.

Для покрытия существующей нагрузки ГВС 211 Гкал/ч могут быть рассмотрены схемы от двух до четырех блоков. Результаты расчета технико-экономических показателей ГТУ ТЭЦ с водогрейными котлами утилизаторами для трех вариантов состава оборудования представлены в таблице 2.3

Таблица 2.3 Результаты расчета технико-экономических показателей ГТУ ТЭЦ с водогрейными котлами утилизаторами

Газовая турбина	SGT-800, Siemens	6F.03 (6FA) GE	H-100 HITACHI
Мощность по ISO (МВт)	50,5	88,0	116
Мощность ГТУ ТЭЦ (надстройки) (МВт)	202	264,0	232
Удельный расход теплоты, брутто (кДж/кВт*ч)	9407	9788	9400
КПД брутто (%)	38,30%	36,80%	38,30%
Температура выхлопа (°С)	553	613	586
Расход топлива, кг/с	2,64	4,79	6,07
Подведенное тепло в ГТ	113,53	205,89	260,77
Расход выхлопных газов, кг/с	134,2	213	296
Котел утилизатор	водогрейный		
Расчетная тепловая нагрузка,	208,9	281,6	247,2

Газовая турбина	SGT-800, Siemens	6F.03 (6FA) GE	H-100 HITACHI
Гкал/час			
Доля теплоты, отнесенная на внешнего потребителя	0,460	0,456	0,474
Доля топлива, отнесенная на производство тепловой энергии	0,546	0,554	0,553
Доля топлива, отнесенная на производство электрической энергии	0,454	0,446	0,447
Коэффициент снижения электрической мощности ГТУ за счет установки котла утилизатора	0,989	0,989	0,989
КПД ГТУ – ТЭЦ по производству электроэнергии	0,834	0,816	0,848
Доля расхода электроэнергии на собственные нужды	2,500	2,500	2,500
КПД ГТУ – ТЭЦ по производству электроэнергии	0,814	0,795	0,827
Удельный расход топлива на производство электроэнергии, г у.т./кВт*ч	151,19	154,69	148,74
Удельный расход топлива на производство тепла, кг у.т./Гкал	178,5	182,6	175,6
Отпуск тепла, Гкал/час	198,5	267,6	234,8
Коэффициент использования теплоты топлива, %	0,84	0,82	0,85

Поскольку перспективная нагрузка ГВС составляет порядка 300 Гкал/час, то установленная мощность котлов утилизаторов должна быть на уровне 350-400 Гкал/час в зависимости от тепловой производительности котла-утилизатора. Соответственно для реализации надстройки по схеме ГТУ ТЭЦ должны использоваться газовые турбины мощностью более 50 МВт (при использовании газовой турбины SGT-800, Siemens стандартной схемы потребуется к установке порядка 7 блоков).

## **2.5 Оценка наиболее предпочтительной технологии при реконструкции ТЭЦ-2 с учетом выполнения задач по повышению экологической безопасности**

При использовании природного газа на ТЭЦ-2 выбросы вредных веществ значительно сократятся, за счет существенного снижения

образования оксидов азота  $\text{NO}_x$ , отсутствия выбросов оксидов серы  $\text{SO}_x$  и выходов золошлаковых отходов, которые образуются при сжигании угля.

Высокая стоимость природного газа, которая постоянно повышается, сокращение экспорта газа за счет использования газа на внутреннем рынке при ограниченных объемах добычи газа, потребует значительного повышения тарифов на социально значимую продукцию – тепловую и электрическую энергию и необходимость компенсации стоимости газа из бюджета государства для снижения социальной напряженности.

Для оптимизации стоимости продукции ТЭЦ-2 при сжигании дорогого газа при снижении выбросов вредных веществ в атмосферу, наиболее целесообразно рассматривать вариант использования газа в течение года для покрытия нагрузки горячего водоснабжения зоны АО «АлЭС». Это позволит в летний период не использовать уголь, так как ТЭЦ-2 уже в настоящее время покрывает летнюю нагрузку горячего водоснабжения зоны АО «АлЭС» с полным остановом ТЭЦ-1 и ЗТК, снизить выбросы вредных веществ и выходов золошлаковых отходов в отопительном режиме, в том числе, за счет модернизации существующих пылеугольных котлов для снижения выбросов  $\text{NO}_x$  за счет топочных мероприятий, замене существующих батарейных эмульгаторов на современные газоочистные установки для снижения выбросов золы  $\leq 20 \text{ мг/нм}^3$  и оксидов серы  $\leq 200 \text{ мг/нм}^3$ .

Использование газотурбинной или парогазовой технологии позволит снизить выбросы  $\text{NO}_x \leq 30-50 \text{ мг/нм}^3$ , в то время как при сжигании газа в котлах паросиловой установки нормативные выбросы составляют  $\leq 125 \text{ мг/нм}^3$ .

В качестве основного и единственного топлива для газотурбинных установок используется природный газ. Резервирование энергоснабжения обеспечивается существующими модернизируемыми установками на угле, что позволяет не предусматривать строительство второго газопровода к ТЭЦ-2 от второго магистрального газопровода, что требуется в соответствии с нормами технологического проектирования ТЭС при использовании газа в качестве единственного топлива.

Этот вариант может рассматриваться также для замещения отработавших ресурс паровых турбин ПТ-80/100-130/13 ст.№1-3 суммарной тепловой мощностью около 500 Гкал/ч, электрической мощностью 240 МВт. Это позволит как вывести турбины для реконструкции без снижения надежности энергоснабжения, так и полностью заместить без восстановления. При этом, пар к пиковым подогревателям будет подаваться от существующей турбины Р-50-130/13 ст.№4 и РОУ.

Таким образом, учитывая проблемы в области промышленной безопасности при переводе существующих котлов на сжигание газа (необходима полная реконструкция котельного цеха), высокую стоимость газа, повышенные требования к надежности газоснабжения для источника теплоснабжения, рассматривается комбинированный вариант модернизации ТЭЦ с использованием экологически чистой газотурбинной технологии.

Мощность газотурбинных установок следует определять с учетом покрытия тепловой нагрузки на горячее водоснабжения зоны АО «АлЭС» в летнем режиме (более 300 Гкал/ч) и использования этих установок в отопительном режиме. При этом сохраняется необходимость модернизации существующих котлов с переводом их на сжигание фактически используемого топлива - Экибастузского угля с повышением производительности до номинальной, обеспечение принятых требований по выбросам вредных веществ с заменой существующих батарейных эмульгаторов на современные газоочистные установки. Также необходимо учитывать замещение отработавших ресурс паровых турбин ПТ-80/100-130/13 ст.№1-3 суммарной тепловой мощностью около 500 Гкал/ч, электрической мощностью 240 МВт или их реконструкцию.

Учитывая, проведенный в главе 2 анализ газотурбинных и парогазовых технологий наиболее целесообразной следует считать ГТУ надстройку по схеме ГТУ ТЭЦ, как обеспечивающую наилучшую экономичность, надежность и более низкую стоимость по сравнению с ПГУ модулями.

### **3. Технико-экономический анализ ГТУ надстройки с котлом утилизатором**

#### **3.1 Вариантная база оборудования для ГТУ ТЭЦ**

Для технологии ГТУ-ТЭЦ основным показателем, определяющим соотношение электрической и тепловой мощности блока, является электрический КПД газовой турбины. Из представленных в настоящей работе и в [2, 16, 20] типов ГТУ высоким КПД и необходимой электрической мощностью более 50 МВт обладают турбины производства «General Electric», «Siemens» и Mitsubishi Hitachi Power Systems (MHPS).

##### **3.1.1 Газотурбинные установки «General Electric»**

General Electric является одним из лидирующих мировых поставщиков технологий по выработке электроэнергии, а также предлагает широкий спектр мощных газовых турбин. Турбины GE, используемые мировыми электроэнергетическими компаниями, независимыми производителями электроэнергии, муниципальными образованияами и промышленными фирмами, надежно и эффективно служат в различных сферах применения от чистой выработки электроэнергии до комбинированного производства энергии в промышленных целях и централизованного теплоснабжения.

**Газотурбинная установка 6F.03 мощностью 81-88 МВт.** Первая газотурбинная установка 6F.03 представлена в 1996 году. Установлено более 100 ГТУ. С энергетической газовой турбиной 6F.03, электростанция способна достигнуть параметров надежности, гибкости и эффективности, обычно доступных только на больших ГРЭС. При своих малых размерах ГТУ 6F способна выдавать сравнительно большую мощность, и при этом ее удачная конструкция дает высокую маневренность для работы в самых



сложных операционных условиях. Эта ГТУ имеет оптимальное соотношение КПД к энергии выхлопа для применения как в конденсационных ПГУ, так и в когенерации. Благодаря высокой энергии выхлопа газовая турбина 6F.03 является оптимальной для электростанций комбинированного цикла средней мощности, комбинированного производства энергии в промышленных целях, централизованного теплоснабжения.

**Газовые турбины LMS100-PA+/PB (энергетические газовые турбины авиационного типа)** представлены мощностями от 101 до 116 МВт с влажной (SAC) или сухой (DLE) камерой сгорания для контроля выбросов NO<sub>x</sub>. Турбины набирают полную мощность в течении 10 минут, работая в простом цикле с КПД до 44% даже в условиях жаркого климата, следуя за профилем нагрузки потребителя. На сегодняшний день по всему миру установлена 51 установка LMS100. Они достигли показателей надежности и готовности в 99,6% и 98% соответственно.

**Газовые турбины серии 9E.** Газовая турбина 9E.03 мощностью 134 МВт находит применение как в условиях засушливого климата и тропиков, так и в условиях арктического холода, обеспечивая электроэнергией и теплом потребителей. Она способна работать на более чем 52 видах топлива. Газовая турбина 9E.04 мощностью 146 МВт обладает повышенной мощностью и производительностью, сохраняя при этом простоту и операционную гибкость ГТ 9E.03. Оба эти решения демонстрируют высокие показатели готовности, надежности и долговечности, обеспечивая при этом низкую стоимость установленного кВт мощности. Характеристики газовых турбин GE представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 Характеристики газовых турбин GE

Параметры	6F.03 (6FA)	LMS100- PA	LMS100- PB	9E.03	9E.04
Частота сети (Гц)	50	50	50	50	50
Мощность по ISO (МВт)	88,0	115,0	102,0	134	146
Удельный расход теплоты, брутто, (кДж/кВт*ч)	9,788	8,340	8,215	10,297	9,631
КПД брутто, (%)	36,8	43,2%	43,8%	35,0%	37,4%
Температура выхлопа (°C)	613	421	409	543	537
Энергия выхлопа (10 <sup>6</sup> кДж/ч)	502	380	344	879	861
Минимальная нагрузка ГТ, (%)	52	25	50	35	35
Скорость набора нагрузки ГТ, (МВт/мин)	7	50	50	50	16
NO <sub>x</sub> , (ppm) (15% O <sub>2</sub> )	15	25	25	5	5
CO, (ppm) (15% O <sub>2</sub> )	9	113/125	113/125	25	25

Параметры	6F.03 (6FA)	LMS100- PA	LMS100- PB	9E.03	9E.04
Время выхода на полную мощность, (мин)	29	10	10	10	22

### 3.1.2 Газотурбинные установки «Siemens»

Газовые турбины «Сименс» имеют мощность от 4 до 450 МВт и полностью отвечают высоким требованиям самых различных областей применения в плане эффективности, надежности, гибкости и экологической безопасности, обеспечивая низкие затраты полного срока эксплуатации и высокую отдачу от инвестиций.

**Газотурбинные установки SGT-800 мощностью 50-57 МВт.** Газотурбинные генераторные установки SGT-800 разработаны с целью удовлетворения потребностей Заказчика в высоконадежном, эффективном и экологически чистом оборудовании для производства электроэнергии. При этом учтены также такие требования как низкая стоимость жизненного цикла и компактность установки. Установки SGT-800 являются промышленными газовыми турбинами, объединяющими в себе такие преимущества как компактность и малый вес с прочностью, надежностью, гибкостью режимов работы и большим ресурсом.

ГТУ SGT-800 имеет блочную конструкцию, выполненную по одновальной схеме. Генератор установлен с холодной стороны ГТУ, что позволяет упростить и оптимизировать компоновку основного тракта. Модульная конструкция, минимизация количество частей, продолжительный срок службы компонентов простота доступа гарантирует длительный межремонтный ресурс и низкие затраты на техническое обслуживание. В камере сгорания установлено 30 низко эмиссионных горелок DLE третьего поколения 15 ppm на газе без впрыска воды и пара. Характеристики газовой турбины стандартной модификации представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 Характеристики газовой турбины SGT-800

Мощность	ISO 50,5 МВт (эл.)
Топливо	Природный газ и другие газы, согласно техническим условиям / дизель № 2
Частота	50
Электрический КПД	38,3 %
Тепловыделение	9407 кДж/кВт ч
Обороты турбины	6608 об/мин
Степень сжатия компрессора	21,1:1
Расход выхлопных газов	134,2 кг/с

Температура выхлопных газов	553 °С
Выбросы NO <sub>x</sub> (с технологией DLE, содержание сухого O <sub>2</sub> с поправкой на 15%)	≤ 15 млн долей (по объему)

Недавно компания Siemens представила на рынок новые модификации газовой турбины SGT-800 номинальной мощностью 57 и 62 МВт. Использование данной турбины в проекте модернизации Алматинской ТЭЦ-2 позволит еще более увеличить выработку электрической и тепловой энергии с увеличением электрического КПД.

Для сравнения в таблице 3.3 представлены характеристики модификаций SGT-800 номинальной мощностью 57 и 62 МВт в условиях ISO.

Таблица 3.3 Сравнительная характеристика модификаций SGT-800

Характеристики в условиях ISO	SGT-800 57 МВт	SGT-800 62 МВт
Мощность ГТУ на клеммах генератора, МВт	57	62,5
Электрический КПД, %	40,1%	41,1%
Температура выхлопных газов, °С	565°С	596°С
Расход выхлопных газов ГТУ, кг/с	136,6	135,5

### 3.1.3 Газотурбинные установки «Ansaldo Energia»

Газовые турбины «Ansaldo Energia», изготовленные на базе наиболее передовых объединенных технологий, которые сочетают в себе надежность стандартной конструкции и возможность изменения конструкции и параметров без ухудшения качества и надежности. Из продуктовой линейки турбин, выпускаемых Ansaldo Energia, интерес представляют турбины серии V64.3 (ранее выпускалась Siemens).

Конструкция турбины V64.3А с одним валом позволяет газовой турбине с помощью редуктора осуществлять непосредственный привод воздушного компрессора и отдельного электрического генератора. Сжигание газового или жидкого топлива происходит в многогорелочной кольцевой камере сгорания, оборудованной 24 горелками. Окружающий воздух поступает в компрессор через воздухозаборный канал, где установлены фильтры и глушитель; компрессор поднимает его давление приблизительно до 16 бар. Затем сжатый воздух направляется к горелкам, расположенным в камере сгорания. Горячий газ горения проходит через турбину, где его энтальпия превращается в механическую энергию. Электрический генератор подсоединяется к ротору газовой турбины со стороны компрессора через промежуточный вал и редуктор, которая понижает скорость вращения ротора газовой турбины (5400 оборотов в минуту) до скорости генератора (3000 оборотов/мин или 3600 оборотов/мин). В модифицированной газовой

турбине АЕ64.3А удалось достичь увеличения мощности при сохранении остальных технических параметров (таблица 3.4).

Таблица 3.4 Рабочие характеристики газовой турбины АЕ64.3А

Рабочие параметры	Значение
Выходная мощность газовой турбины, МВт	79
КПД, %	36,5
Выбросы оксидов азота, мг/нм <sup>3</sup>	30
Расход топлива (газа), нм <sup>3</sup> /с	6,2
Температура выхлопа турбины, °С	579
Массовый поток выхлопных газов, кг/с	216

### 3.1.4 Газотурбинные установки «МНPS»

В зависимости от модели и вида топлива КПД турбин НІТАСНІ составляет 33,6-34,8%. Новый двухвальный газотурбинный двигатель Н-80 предназначен для модернизации существующих электростанций комбинированного цикла, с тем чтобы снизить расход топлива и сократить эмиссию CO<sub>2</sub> путем повышения общего КПД станций.

Газовая турбина Н-80 создана на основе отработанного и проверенного в эксплуатации двигателя Н-25 мощностью 30 МВт. С целью обеспечения высоких экологических показателей Н-80 оснащена сухой низкоэмиссионной камерой сгорания (dry low-NO<sub>x</sub>). В настоящее время мощность ГТУ Н-80 в простом цикле составляет 97,7 МВт, КПД – 36,5 % (50 Гц). Газотурбинная установка Н-80 является оптимальной для модернизации существующих и строительства новых электростанций комбинированного цикла. ГТУ Н-100 была специально разработана для теплоэлектроцентралей больших размеров. Подходит для многочисленных приложений, в том числе простых циклов, смешанных циклов и ТЭЦ. Турбина Н-100 включает в себя эффективность, надежность и гибкость, наряду с низкими расходами цикла эксплуатации. Двухвальный дизайн турбины Н-100 также идеально подходит для механического привода. Технические данные газовой турбины Н-100 представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 Технические данные газовой турбины Н-100

Топливо	Природный газ
Частота тока	50 Гц
Общая электрическая мощность	116,4 МВт
Общая электрическая эффективность	38,3%
Общая тепловая мощность	9400 кДж / кВтч
Скорость вращения турбины	3000 об/мин
Коэффициент давления компрессора	17:1
Поток выхлопных газов	296 кг/с
Температура выхлопных газов	586 °С

Выделение NOx ( O2=15%,сухой выброс)	≤ 15 ppm (объемных частей на миллион)
--------------------------------------	---------------------------------------

Газотурбинная Установка SWIFTRAC® предлагается в вариантах мощности 30 или 60 MW. Используя проверенную технологию FT8®, полученную от модифицированного газогенератора JT8D™ производства фирмы Пратт энд Уитни®, установка SWIFTRAC® сконструирована для быстрого и надежного энергоснабжения (таблица 3.6).

Таблица 3.6 Технические данные газовой турбины FT-8 SWIFTRAC

Топливо	Природный газ
Частота тока	50 Гц
Общая электрическая мощность	61,19 МВт
Общая электрическая эффективность	37,0%
Общая тепловая мощность	9,776 кДж / кВтч
Скорость вращения турбины	5040 об/мин
Коэффициент давления компрессора	17:1
Поток выхлопных газов	182 кг/с
Температура выхлопных газов	480 °С
Выделение NOx ( O2=15%,сухой выброс)	≤ 25 ppm

### 3.1.5 Котлы-утилизаторы для ГТУ

Для вариантов ГТУ+КУВ ОАО ТКЗ «Красный котельщик» предлагает водогрейные котлы-утилизаторы: КУВ-117-185, 100 Гкал/ч (с системой дожигания до 117 Гкал/ч); КУВ-65,6-185, 56 Гкал/ч; КУВ-244-185, 210 Гкал/ч.

Котел-утилизатор водогрейный КУВ-117-185 горизонтальной компоновки с принудительной циркуляцией, предназначен для работы в основном режиме в комплекте с дымовой трубой и со вспомогательным оборудованием. КУВ предназначен для нагрева сетевой воды за счет утилизации тепла выхлопных газов газотурбинной установки (далее ГТУ) мощностью 80-100 МВт.

КУВ работает по температурному графику 136/70°С, в основном режиме, параллельно с существующей частью Алматинской ТЦ-2: давление воды на выходе (абс.) - 2,5 МПа; температура воды на входе - 100 °С; температура воды на выходе - 185 °С.

КУВ отвечает современным нормативно-техническим требованиям, предъявляемым к конструкции, монтажу и эксплуатации, технико-экономическим и экологическим показателям, а также показателям маневренности и надежности. Компоновка котла – горизонтальная, принудительная циркуляция, без системы дожигания. Работа ГТУ с отключенным КУ не допускается. Дымовая труба – высотой 60м.

Основные расчетные характеристики КУВ ТКЗ при работе на природном газе при нормативных условиях приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 Характеристики котла утилизатора КУВ-117-185

Наименование показателя	Размерность	Значения
Нагрузка ГТУ	%	100
Температура наружного воздуха	°С	15
Тепловая мощность КУВ	МВт (Гкал/ч)	117(100)
Давление воды на выходе из КУВ (абс)	МПа	2,5
Температура воды на входе в КУВ	°С	100
Температура воды на выходе из КУВ	°С	185
Расход воды	т/ч	1152
Температура уходящих газов из КУВ	°С	123
Аэродинамическое сопротивление газового тракта КУВ в границах поставки	Па	2763
Расход выхлопных газов ГТУ	кг/с	210,25
Температура выхлопных газов ГТУ	°С	623,4

Тепловая мощность КУВ-117-185 ТКЗ для Алматинской ТЭЦ-2 с ГТУ 6F.03 (6FA) мощностью 88 МВт составляет 100 Гкал/ч.

Водогрейный котел-утилизатор КУВ-65,6-185 ТКЗ предназначен для нагрева сетевой воды за счет утилизации тепла выхлопных газов газотурбинной установки мощностью 50-60 МВт. Котел-утилизатор водогрейный (КУВ) горизонтальной компоновки с принудительной циркуляцией, предназначен для работы в основном режиме в комплекте с дымовой трубой и со вспомогательным оборудованием.

Основные расчетные характеристики КУВ при работе на природном газе представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 Характеристики котла утилизатора КУВ-65,6-185

Наименование показателя	Размерность	Значения
Нагрузка ГТУ	%	100
Температура наружного воздуха	°С	15
Тепловая мощность КУВ	МВт (Гкал/ч)	65,5(56)
Давление воды на выходе из КУВ (абс)	МПа	2,5
Температура воды на входе в КУВ	°С	100
Температура воды на выходе из КУВ	°С	185
Расход воды	кг/с	179 (645т/ч)
Температура уходящих газов из КУВ	°С	112
Аэродинамическое сопротивление газового тракта КУВ в границах поставки	Па	≤3000
Расход выхлопных газов ГТУ	кг/с	129,9
Температура выхлопных газов ГТУ	°С	568,4

Тепловая мощность КУВ-65-185 ТКЗ для Алматинской ТЭЦ-2 с ГТУ SGT-800 Siemens мощностью 62 МВт составляет 56 Гкал/ч.

ПАО «Машиностроительный Завод «ЗИО-Подольск» предлагает КУВ: КУВ-117-140/250; КУВ-71-250.

Котел-утилизатор водогрейный (КУВ) КУВ-117-140/250 горизонтального профиля с принудительной циркуляцией в контуре газового подогревателя сетевой воды с отдельной дымовой трубой, с запорно-регулирующим газовым клапаном установленным после диффузора газовой турбины и байпасным газоходом. КУВ предназначен для нагрева сетевой воды по температурному графику 150/70 °С за счет утилизации тепла выхлопных газов от ГТУ. Давление по сетевой воде должно быть рассчитано на 2,5 МПа (давление на входе КУВ 1,4 МПа). Основные расчетные характеристики КУВ-117-140/250 ПАО «ЗИО-Подольск» при работе на природном газе при нормативных условиях приведены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 Характеристики котла утилизатора КУВ-117-140/250

Наименование показателя	Размерность	Значения
Нагрузка ГТУ	%	100
Температура наружного воздуха	°С	15
Тепловая мощность КУВ	МВт(Гкал/ч)	117(100)
Давление воды на выходе из КУВ (абс)	МПа	2,5
Температура воды на входе в КУВ	°С	70
Температура воды на выходе из КУВ	°С	150
Расход сетевой воды	т/ч	1285
Температура уходящих газов из КУВ	°С	90
Аэродинамическое сопротивление газового тракта КУВ	Па	2121
Расход выхлопных газов ГТУ	кг/с	214,6
Температура выхлопных газов ГТУ	°С	605,2

Водогрейный котел-утилизатор (КУВ) КУВ-71-250 тепловой мощностью 61 Гкал/ч (71 МВт) вертикального профиля с принудительной циркуляцией в контуре газового подогревателя воды с двухконтурной схемой подогрева сетевой воды и промежуточным водоводяным теплообменником (ВВТО). КУВ предназначен для нагрева сетевой воды по температурному графику 104/70 °С за счет утилизации тепла выхлопных газов от газовой турбины. Основные расчетные характеристики КУВ-71-250 при работе на природном газе при нормативных условиях представлены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 Характеристики котла утилизатора КУВ-71-250

Наименование показателя	Размерность	Значения
Нагрузка ГТУ	%	100
Температура наружного воздуха	°С	-31
Тепловая мощность КУВ	МВт (Гкал/ч)	71(61)

Давление воды на выходе из КУВ (абс)	МПа	2,5
Температура воды на входе в КУВ	°С	70
Температура воды на выходе из КУВ	°С	104
Расход сетевой воды	т/ч	1424,45
Расход воды через ГПСВ	т/ч	846
Расход воды через байпас ГПСВ	т/ч	197,4
Температура воды на выходе из ГПСВ	°С	145
Аэродинамическое сопротивление газового тракта КУВ	Па	1500
Расход выхлопных газов ГТУ	кг/с	129,9
Температура выхлопных газов ГТУ	°С	549,7

Состав и мощность установок принимается с учетом тепловой нагрузки на горячее водоснабжение зоны АО «АлЭС» в летнем режиме, составляющей 300 Гкал/ч без собственных нужд энергоисточника.

В таблице 3.11 представлен состав оборудования ГТУ ТЭЦ с учетом возможности обеспечения заданной тепловой нагрузки. При анализе рассматривались газовые турбины разной мощности, различных производителей. Газовые турбины LMS100-PA и LMS100-PB при очень высоком КПД имеют достаточно низкую тепловую мощность выхлопа и для обеспечения расчетной тепловой нагрузки электрическая мощность ГТУ ТЭЦ составит порядка 600 МВт. Газовые турбины 9E.03 и 9E.04 имеющие электрическую мощность 130-140 МВт обеспечивают расчетную тепловую нагрузку при установке двух блоков, однако при останове одного блока оставшийся в работе не обеспечит расчетную нагрузку. При установке трех блоков установленная тепловая мощность превышает 500 Гкал/ч, что значительно превышает заданные нагрузки и приведет к необходимости снижения мощности газовых турбин со снижением общей экономичности. Из представленного перечня оборудования наиболее подходящими, с учетом установленной тепловой и электрической мощности являются варианты с газовыми турбинами 6F.03 (6FA) (электрическая мощность 352 МВт, тепловая мощность 402 Гкал/ч) и SGT-800 (электрическая мощность 372 МВт, тепловая мощность 377 Гкал/ч).



Таблица 3.11 Основные показатели по тепловой и электрической мощности ГТУ ТЭЦ с разным составом оборудования (расчетная нагрузка ГВС 300 Гкал/ч)

Показатель	6F.03 (6FA)	LMS100 -PA	LMS100 -PB	9E.03	9E.04	SGT-800		AE64.3 A	H-100
Мощность ГТ (МВт)	88	115	102	134	146	57	62	79	116
Температура выхлопа (°С)	613	421	409	543	537	565	596	579	586
Энергия выхлопа (10 <sup>6</sup> кДж/ч)	502	380	344	879	861	297	311	481	668
Расход выхлопных газов, кг/с	213	236	219	419	416	136,6	135,5	216	296
Расчетная тепловая нагрузка КУВ, Гкал/ч	100,5	69,6	62,2	170,6	167,1	58,4	61,8	95,1	132,3
Количество блоков ГТУ+КУВ	4	5	6	3	3	6	6	4	3
Суммарная тепловая нагрузка ГТУ ТЭЦ, Гкал/ч	401,8	348,2	373,3	511,9	501,4	350,4	370,7	380,5	396,8
Тепловая нагрузка ГТУ ТЭЦ при останове одного блока, Гкал/ч	301,4	278,6	311,1	341,3	334,3	292,0	308,9	285,4	264,5
Электрическая мощность ГТУ ТЭЦ, МВт	352	575	612	402	438	342	372	316	348

### 3.2 Построение расчетной модели ГТУ надстройки с котлом утилизатором

Исходя из предварительного анализа, для дальнейшей технико-экономической оценки были приняты варианты с газовыми турбинами 6F.03 (6FA) и SGT-800.

В процессе эксплуатации ГТУ надстройки должны обеспечить покрытие нагрузки ГВС при любых температурных условиях и при возможных снижениях нагрузки газовых турбин, при которых существенно снижается тепловая мощность утилизируемая котлом-утилизатором. Вот почему при выборе оборудования важно, чтобы режимы работы газовых турбин были достаточно близки к номинальным.

Важно, чтобы конструкция газотурбинной установки позволяла максимально сохранять характеристики выхлопа при изменении температуры наружного воздуха, используя характеристики направляющих аппаратов компрессора. Однако в реальных условиях не удастся получить характеристику с постоянным расходом.

Изменение характеристик газовой турбины 6F.03 (модификация  $N_3=77$  МВт) представлено в таблице 3.12.

Таблица 3.12 Изменение характеристик ГТУ в зависимости от температуры наружного воздуха на примере газовой турбины 6F.03

Температура окружающей среды	°C	-25	-15	0	15	25	35
Мощность на клеммах генератора	МВт	88,510	86,410	82,390	77,060	71,740	65,470
КПД на клеммах генератора	%	36,5	36,4	36,2	35,5	34,7	33,6
Удельное теплотребление	кДж/(кВт ч)	9875	9880	9955	10140	10360	10700
Расход газового топлива	кг/с	4,9	4,7	4,6	4,3	4,1	3,9
Расход дымовых газов	кг/с	239,89	233,61	223,28	211,56	202,22	191,14
Температура газов за ГТ	°C	551,70	562,20	578,90	598,30	607,80	620,00

Как видно из представленных в таблице данных при изменении температуры наружного воздуха с  $-25$  °C до  $35$  °C электрическая мощность газовой турбины снижается на 26 %, но при этом энергия выхлопа снижается всего на 9 % за счет существенного роста температуры газов за газовой турбиной.

Изменение мощности (нагрузки) газовой турбины более существенно влияет на основные характеристики как самой турбины, так и на характеристики котла утилизатора.

На рисунке 3.1 представлены зависимости мощности газовой турбины от температуры наружного воздуха в зависимости от ее нагрузки, а на рисунке 3.2 зависимости изменения температуры газов за газовой турбиной также в зависимости от нагрузки.

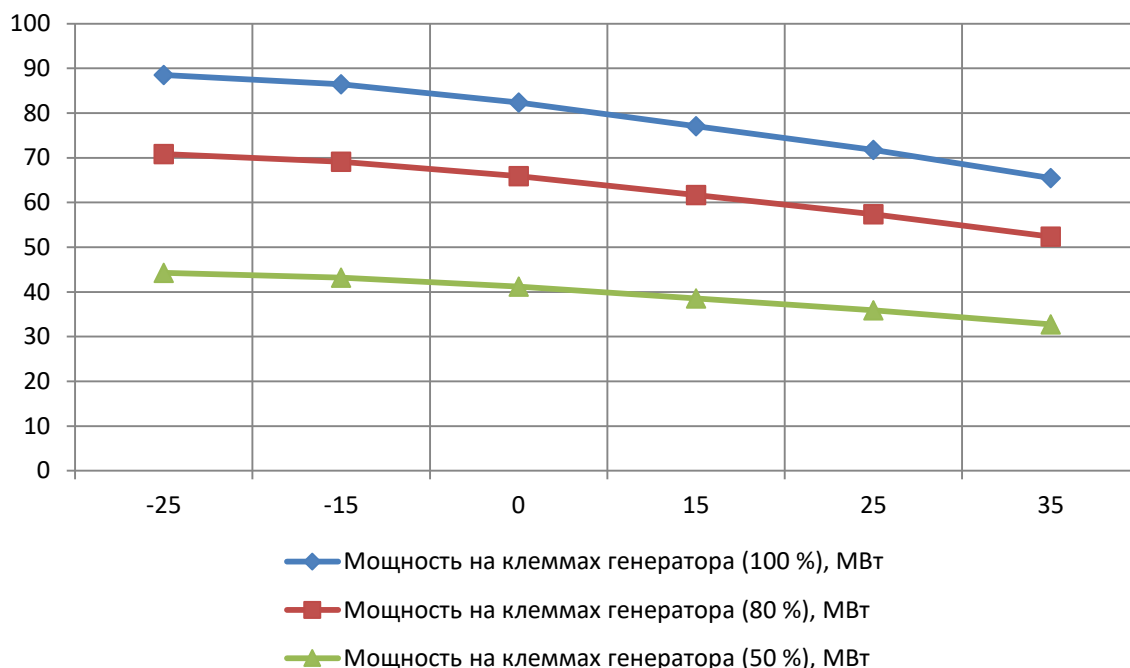


Рисунок 3.1 Зависимость мощности газовой турбины 6F.03 от температуры наружного воздуха

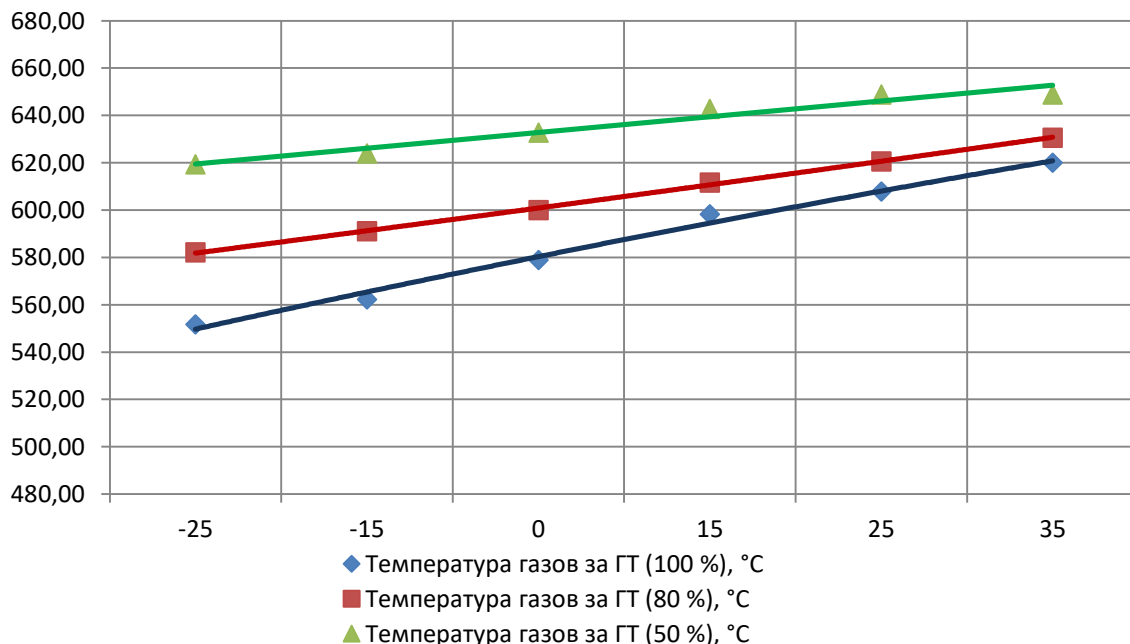


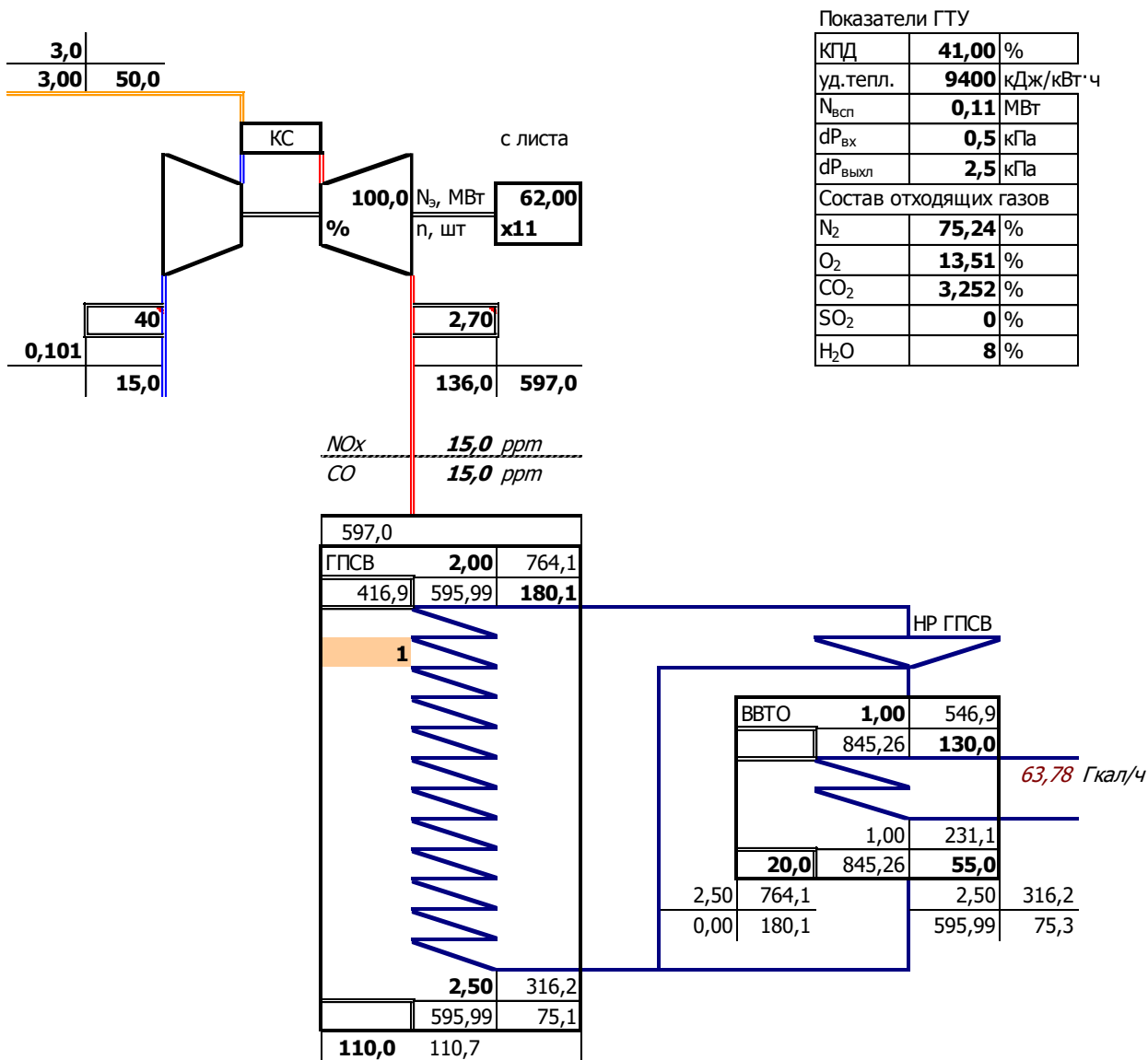
Рисунок 3.2 Зависимость температуры газов за газовой турбиной 6F.03 от температуры наружного воздуха

При снижении нагрузки газовой турбины не только ухудшаются ее технико-экономические показатели (существенно снижается КПД), но и существенно снижается энергия выхлопа, и несмотря на рост температуры

газов перед котлом утилизатором его тепловая нагрузка существенно снижается. Например, при снижении нагрузки газовой турбины 6F.03 до уровня 50 % при температуре наружного воздуха 15 °С тепловая мощность котла утилизатора согласно проведенных расчетов снизится на 27 % (с 93 Гкал/час до 68 Гкал/час).

Для оценки основных характеристик ГТУ надстроек (ГТУ ТЭЦ) были рассмотрены упрощенные модели с выбранными ранее газовыми турбинами. В расчетных моделях для повышения надежности работы КУВ принята его работа на теплообменник. Это позволит существенно повысить качество воды контура котла-утилизатора и исключить ухудшение качества воды (при работе напрямую на сеть возможны значительные изменения качества сетевой воды, особенно при развороте сетей при пуске системы отопления).

На рисунке 3.3 представлены результаты расчета характеристик ГТУ+КУ с газовой турбиной SGT-800 (мощность 62 МВт) при температуре наружного воздуха 15 °С.



**Рисунок 3.3 Расчетная схема ГТУ SGT-800 (мощность 62 МВт) с котлом утилизатором и ВВТО**

Как видно из представленных расчетных данных и схемных решений один модуль ГТУ+КУВ позволит получить порядка 64 Гкал/час тепла при обеспечении температурного графика в широком диапазоне. В расчетных схемах принята температура воды на выходе из котла утилизатора 180 °С при давлении 2,0 МПа.

Характеристика газовой турбины SGT-800 (базовая мощность 51 МВт) в стационарных условиях в когенерационном цикле использования (без дожигания в котлах-утилизаторах) приведена в таблице 3.13.

Таблица 3.13 Характеристика газовой турбины SGT-800 (базовая мощность 51 МВт)

Температура воздуха, °С	-20°С	-0°С	+15°С	+25°С
Нагрузка ГТУ, %	100	100	100	100
Электрическая мощность ГТУ, МВт	58,93	54,37	51,05	47,67
Тепловая мощность, Гкал/ч	54,5	53,1	52,1	51,2
КПД ГТУ, %	40	39,9	39,6	39
Полный КПД электростанции, %	83,1	85,1	86,7	87,8
Удельный расход тепла ГТУ, кДж/кВт	8996	9032	9086	9221
Расход выхлопных газов ГТУ, кг/с	136,8	129,2	123,9	118,2
Температура выхлопных газов ГТУ, °С	557	564	569	576
Температура на выходе из КУВ, °С	139	134	130	126

Как видно из данных, представленных в таблице 3.13 система управления потоками воздуха в газовой турбине SGT-800 позволяет поддерживать достаточно стабильную тепловую мощность выхлопа в широком диапазоне температур наружного воздуха. ГТУ SGT-800 имеет блочную конструкцию, выполненную по одновальной схеме.

На рисунке 3.4 представлены результаты расчета характеристик ГТУ+КУ с газовой турбиной 6F.03 (мощность 88 МВт) при температуре наружного воздуха 15 °С.

Газовая турбина комбинированного цикла 6F.03 среднего класса обеспечивает высокий уровень эффективности, готовности, управляемости и надежности. Благодаря высокой энергии выхлопа газовая турбина 6F.03 является оптимальной для электростанций комбинированного цикла средней мощности, комбинированного производства энергии в промышленных целях, централизованного теплоснабжения. Диапазон изменения нагрузок турбины до 52% с системой сжигания топлива DLN 2.6 приводит к меньшему числу запусков и сокращению расходов на топливо.

Один модуль ГТУ+КУВ на базе газовой турбины 6F.03 позволит получить порядка 103,9 Гкал/час тепла при обеспечении температурного графика в широком диапазоне. В расчетных схемах принята температура воды на выходе из котла утилизатора 180 °С при давлении 2,0 МПа.

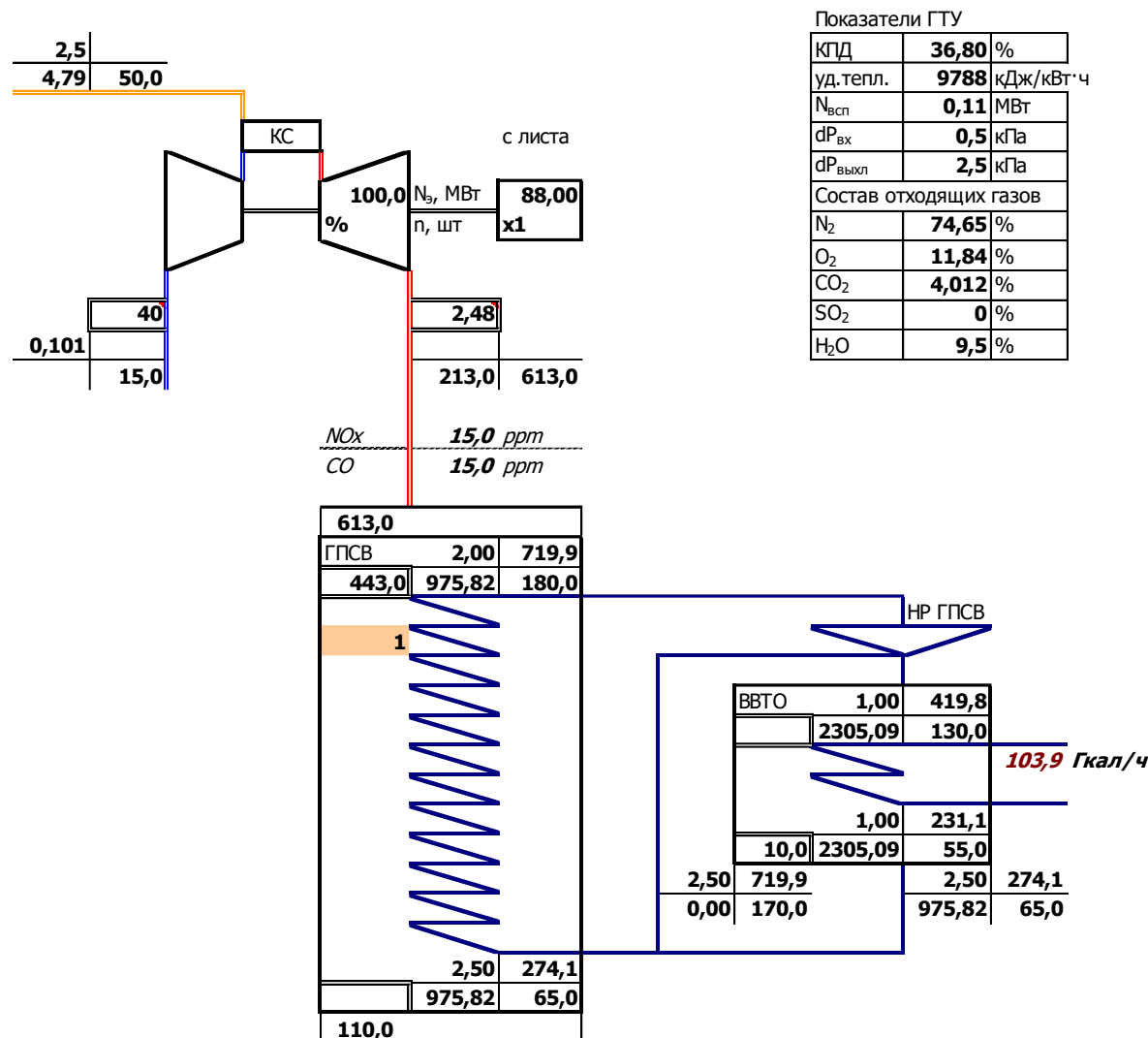


Рисунок 3.4 Расчетная схема ГТУ 6F.03 (мощность 88 МВт) с котлом утилизатором и ВВТО

Основные расчетные характеристики 6FA.03 GE базовой мощности 79 МВт представлены в таблице 3.14.

Таблица 3.14 Характеристика газовой турбины 6FA.03 GE (базовая мощность 79 МВт)

Температура воздуха	°С	-20,1°С	0,4 °С	+15 °С	+23,8 °С
Относительная влажность	%	75	62	60	36
Тип топлива		Газ	Газ	Газ	Газ
НТС топлива	кДж/кг	47,713	47,713	47,713	47,713

Температура воздуха	°С	-20,1°С	0,4 °С	+15 °С	+23,8 °С
Расход топлива	т/ч	17,5	16,8	16,2	16,2
Температура топлива	°С	185	185	185	185
Потери на входе ГТУ	мм Н <sub>2</sub> О	78,32	76,68	74,84	73,42
Потери на выходе	мм Н <sub>2</sub> О	324,97	299,07	280,02	267,19
<i>Мощность</i>	МВт	86,036	82,665	78,987	75,503
Удельный расход тепла (НТС)	кДж/кВт ч	9,704	9,695	9,78	9,866
Электрический КПД	%	37,1	37,1	36,8	36,5
Удельный расход теплоты (НТС)	МВт	834,9	801,5	772,5	745
Расход выхлопных газов	т/ч	777,3	739,9	712,2	694,8
Температура выхлопа	°С	590,1	610,4	624	627,7
Энергия выхлопных газов	кВт	520,7	498,6	482,3	467
NO <sub>x</sub> ppm 15% O <sub>2</sub>	ppm	≤25	≤25	≤25	≤25

Представленный уровень NO<sub>x</sub> будет контролироваться алгоритмами прописанными в системе регулирования.

Как видно из представленных расчетов и анализа газовые турбины 6FA.03 GE более чувствительны к изменениям параметров атмосферного воздуха. При этом следует сказать, что 6FA.03 GE (мощность 88 МВт) и SGT-800 (мощность 62 МВт) сопоставимы по эффективности и позволяют наиболее оптимально обеспечить тепловую нагрузку ГВС.

Для детальной оценки параметров газовой турбины и оценки ее технико-экономических показателей при изменении условий окружающей среды были выполнены расчеты в среде MathCAD. Расчеты выполнены при условии постоянства расхода воздуха на входе в газовую турбину, ввиду отсутствия заводских данных о законах регулирования для принятых модификаций газовых турбин. Расчеты представлены в таблицах 3.15 и 3.16.

Как видно из представленных в таблице 3.15 расчетов газовая турбина Сименс SGT-800 (мощность 62 МВт) последней модификации позволяет иметь КПД в простом цикле при среднегодовой температуре наружного воздуха 8,9 °С порядка 41 %, что является очень высоким показателем для энергетических установок и делает их привлекательными для реализации схемы ГТУ ТЭЦ. Шесть модулей ГТУ+КУВ обеспечат круглогодичную нагрузку ГВС на уровне 300 Гкал/час (в отопительном сезоне нагрузка может быть повышена до 370 Гкал/час, в летнем режиме один модуль будет находиться в резерве или ремонте).

Как видно из представленных в таблице 3.16 расчетов газовая турбина 6FA.03 GE (мощность 88 МВт) последней модификации позволяет иметь КПД в простом цикле при среднегодовой температуре наружного воздуха 8,9 °С порядка 38 %, что является очень хорошим показателем для энергетических установок и делает их также привлекательными для

реализации схемы ГТУ ТЭЦ. Четыре модуля ГТУ+КУВ обеспечат круглогодичную нагрузку ГВС на уровне 300 Гкал/час (в отопительном сезоне нагрузка может быть повышена до 350-400 Гкал/час, в летнем режиме один модуль будет находиться в резерве или ремонте).

С точки зрения технических возможностей газовые турбины Сименс и GE имеют примерно одинаковые характеристики, турбины GE имеют большую удельную тепловую мощность выхлопа, а турбины Сименс более стабильную тепловую характеристику при переменных внешних условиях. Турбины Сименс имеют более высокий КПД, но предлагаемая мощность для реализации ГТУ ТЭЦ несколько мала, что приводит к увеличению количества модулей.



Таблица 3.15 Расчетные характеристики блока ГТУ+КУВ с газовой турбиной Сименс SGT-800 (мощность 62 МВт)

Параметр	Ед.изм.	Температура входящего воздуха				
		30	15	8,9	-1,6	-21
Относительная влажность входящего воздуха	%	40	40	40	40	40
Давление входящего воздуха	МПа	0,1013	0,1013	0,1013	0,1013	0,1013
Внутренний относительный КПД компрессора	%	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2
Внутренний относительный КПД газовой турбины	%	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2
Повышение давления в компрессоре		23	23	23	23	23
Температура на входе в газовую турбину	°С	1330	1330	1330	1330	1330
Давление воздуха за компрессором	МПа	2,33	2,33	2,33	2,33	2,33
Температура воздуха за компрессором при изоэнтропном сжатии	°С	451	419	405	382	337
Энтальпия воздуха за компрессором при изоэнтропном сжатии	кДж/кг	747	707	692	666	619
Теплоперепад в компрессоре при изоэнтропном сжатии	кДж/кг	440	418	409	394	366
Теплоперепад в компрессоре при реальном сжатии	кДж/кг	494	469	459	442	410
Энтальпия воздуха за компрессором при реальном сжатии	кДж/кг	800	758	742	714	663
Температура воздуха за компрессором при реальном сжатии	°С	500	465	451	426	379
Давление перед ГТ	МПа	2,272	2,272	2,272	2,272	2,272
Давление газов за турбиной	МПа	0,1059	0,1059	0,1059	0,1059	0,1059

Параметр	Ед.изм.	Температура входящего воздуха				
		30	15	8,9	-1,6	-21
Температура рабочего тела за турбиной при изоэнтропном расширении	°С	503	502	502	502	503
Энтальпия рабочего тела за турбиной при изоэнтропном расширении	кДж/кг	836	832	832	832	834
Температурный перепад в турбине при изоэнтропном расширении	кДж/кг	1000	1000	1000	1000	1000
Температурный перепад в турбине при реальном расширении	кДж/кг	923	920	919	919	920
Энтальпия рабочего тела за турбиной при реальном расширении	кДж/кг	948	944	943	943	945
Температура рабочего тела за турбиной при реальном расширении	°С	598	597	597	598	598
Расход газа через ГТ	кг/с	135,905	136	136,038	136,113	136,258
Расход топлива	кг/с	2,90451	3,0	3,03782	3,11282	3,25798
Теплота, подведенная в ГТУ	МВт	146,974	149,53	150,788	153,129	157,786
Мощность компрессора	МВт	65,722	62,374	61,046	58,785	54,638
Мощность ТК	МВт	0,896	0,924	0,937	0,96	1,005
Мощность ГТ	МВт	125,327	124,961	124,927	124,957	125,178
Мощность электрогенератора ГТУ	МВт	58,65	61,6	62,18	65,146	69,465
Электрический КПД ГТУ	%	39,905	41,2	41,701	42,544	44,025
Энтальпия уходящих газов за КУ	кДж/кг	417,04	415,45	415,17	414,99	415,19
Температура уходящих газов	°С	125,53	125,6	125,6	125,57	125,48
Тепло, полученное в КУ водой от газов ГТУ	МВт	72,171	71,8	71,8	71,873	72,191

Параметр	Ед.изм.	Температура входящего воздуха				
		30	15	8,9	-1,6	-21
КПД КУ	%	83,99	81,91	81,11	79,77	77,46
Тепловая нагрузка модуля ГТУ+КУВ	Гкал/ч	62,1	61,7	61,7	61,8	62,1
Тепловая нагрузка ГТУ ТЭЦ (6 модулей)	Гкал/ч	372,3	370,4	370,4	370,7	372,4

Представлен расчет КУ с расчетной температурой за котлом утилизатором 125 °С

Таблица 3.16 Расчетные характеристики блока ГТУ+КУВ с газовой турбиной 6FA.03 GE (мощность 88 МВт)

Параметр	Ед.изм.	Температура входящего воздуха				
		30	15	8,9	-1,6	-21
Относительная влажность входящего воздуха	%	40	40	40	40	40
Давление входящего воздуха	МПа	0,1013	0,1013	0,1013	0,1013	0,1013
Внутренний относительный КПД компрессора	%	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2
Внутренний относительный КПД газовой турбины	%	88	88	88	88	88
Повышение давления в компрессоре		16,4	16,4	16,4	16,4	16,4
Температура на входе в газовую турбину	°С	1250	1250	1250	1250	1250
Давление воздуха за компрессором	МПа	1,661	1,661	1,661	1,661	1,661
Температура воздуха за компрессором при изоэнтропном сжатии	°С	389	358	346	324	283
Энтальпия воздуха за компрессором при изоэнтропном сжатии	кДж/кг	679	643	629	605	562
Теплоперепад в компрессоре при изоэнтропном сжатии	кДж/кг	373	354	346	333	309

Параметр	Ед.изм.	Температура входящего воздуха				
		30	15	8,9	-1,6	-21
Теплоперепад в компрессоре при реальном сжатии	кДж/кг	418	396	388	373	347
Энтальпия воздуха за компрессором при реальном сжатии	кДж/кг	724	686	671	646	599
Температура воздуха за компрессором при реальном сжатии	°С	430	399	385	362	319
Давление перед ГТ	МПа	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62
Давление газов за турбиной	МПа	0,1059	0,1059	0,1059	0,1059	0,1059
Температура рабочего тела за турбиной при изоэнтропном расширении	°С	524	523	523	523	524
Энтальпия рабочего тела за турбиной при изоэнтропном расширении	кДж/кг	860	855	855	855	856
Теплоперепад в турбине при изоэнтропном расширении	кДж/кг	904	900	900	900	900
Теплоперепад в турбине при реальном расширении	кДж/кг	795	792	792	792	792
Энтальпия рабочего тела за турбиной при реальном расширении	кДж/кг	968	964	963	963	964
Температура рабочего тела за турбиной при реальном расширении	°С	616	615	615	616	616
Расход газа через ГТ	кг/с	213,425	213,554	213,613	213,719	213,924
Расход топлива	кг/с	4,42475	4,55404	4,61277	4,71882	4,92416
Теплота, подведенная в ГТУ	МВт	223,999	227,273	228,921	232,009	238,191
Мощность компрессора	МВт	87,404	82,918	81,142	78,118	72,581

Параметр	Ед.изм.	Температура входящего воздуха				
		30	15	8,9	-1,6	-21
Мощность ТК	МВт	1,093	1,125	1,14	1,166	1,217
Мощность ГТ	МВт	169,56	169,047	168,989	169,006	169,254
Мощность электрогенератора ГТУ	МВт	80,981	85,36	86,619	89,631	95,36
Электрический КПД ГТУ	%	36,152	37,364	37,838	38,633	40,035
Энтальпия уходящих газов за КУ	кДж/кг	414,64	413,01	412,72	412,51	412,67
Температура уходящих газов	°С	123,65	123,73	123,73	123,71	123,64
Тепло, полученное в КУ водой от газов ГТУ	МВт	118,161	117,566	117,52	117,597	118,021
КПД КУ	%	84,82	82,78	82	80,69	78,4
Тепловая нагрузка модуля ГТУ+КУВ	Гкал/ч	101,6	101,1	101,0	101,1	101,5
Тепловая нагрузка ГТУ ТЭЦ (6 модулей)	Гкал/ч	406,4	404,4	404,2	404,5	405,9

Представлен расчет КУ с расчетной температурой за котлом утилизатором 125 °С

### 3.3 Технико-экономическая оценка вариантов ГТУ ТЭЦ с газовыми турбинами Сименс и GE

Расчетные характеристики ГТУ ТЭЦ с турбинами SGT-800 Siemens и 6F.03 (6FA) GE при полной загрузке котлов утилизаторов (максимальные нагрузки) представлены в таблице 3.17.

Таблица 3.17 Расчетные характеристики ГТУ ТЭЦ с турбинами SGT-800 Siemens и 6F.03 (6FA) GE

Газовая турбина	SGT-800, Siemens	6F.03 (6FA) GE
Мощность по ISO (МВт)	62	88,0
Мощность ГТУ ТЭЦ (надстройки) (МВт)	372	352,0
Удельный расход теплоты, брутто (кДж/кВт*ч)	9407	9788
КПД брутто (%)	41,10%	36,80%
Температура выхлопа (°С)	596	613
Расход топлива, кг/с	3,02	4,79
Теплота сгорания топливного газа, ккал/кг	11933,00	11933,00
Подведенное тепло в ГТ	129,88	205,89
Расход выхлопных газов, кг/с	135,5	213
Котел утилизатор	водогрейный	
Максимальная тепловая нагрузка, Гкал/час	374,2	405,6
Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/час	300,0	300,0
Расчетное число часов работы	7000,0	7000,0
Доля теплоты, отнесенная на внешнего потребителя	0,480	0,492
Доля топлива, отнесенная на производство тепловой энергии по «физическому» методу	0,484	0,498
Доля топлива, отнесенная на производство электрической энергии по «физическому» методу	0,516	0,502
Коэффициент снижения электрической мощности ГТУ за счет установки котла утилизатора	0,989	0,989
КПД ГТУ – ТЭЦ по производству электроэнергии	0,788	0,725
Доля расхода электроэнергии на собственные нужды	2,500	2,500
КПД ГТУ – ТЭЦ по производству электроэнергии	0,768	0,707
Удельный расход топлива на производство электроэнергии, г у.т./кВт*ч	160,2	174,1

Газовая турбина	SGT-800, Siemens	6F.03 (6FA) GE
Удельный расход топлива на производство тепла, кг у.т./Гкал	151,6	152,0
Выработка электроэнергии, тыс.кВтч	2575356,0	2436896,0
Отпуск электроэнергии, тыс.кВтч	2510972,1	2375973,6
Отпуск тепла, Гкал	2488319,3	2697061,4
Расход топлива (газа) на производство электроэнергии, тут	402135,3	413603,9
Расход топлива (газа) на производство тепла, тут	377164,0	409961,3
Всего расход топлива, тут	779299,3	823565,2
Коэффициент использования теплоты топлива, %	0,89	0,86

Фактическая нагрузка значительно меньше установленной с учетом резерва, поэтому возможны два режима работы ГТУ надстройки с постоянной выработкой электроэнергии и байпасом части дымовых газов помимо котла-утилизатора, что должно быть предусмотрено в конструкции котла, например КУВ ПАО «МЗ» «ЗИО-Подольск», либо со снижением выработки электроэнергии в соответствии с тепловым потреблением. В таблице 3.18 представлена оценка эффективности работы ГТУ надстройки с учетом покрытия постоянной тепловой нагрузки 300 Гкал/час и максимальной выработки электроэнергии.

Таблица 3.18 Расчетные характеристики ГТУ ТЭЦ с турбинами SGT-800 Siemens и 6F.03 (6FA) GE (расчетная тепловая нагрузка)

Газовая турбина	SGT-800, Siemens	6F.03 (6FA) GE
Мощность по ISO (МВт)	62	88,0
Мощность ГТУ ТЭЦ (надстройки) (МВт)	372	352,0
Удельный расход теплоты, брутто (кДж/кВт*ч)	9407	9788
КПД брутто (%)	41,10%	36,80%
Температура выхлопа (°С)	596	613
Расход топлива, кг/с	3,02	4,79
Теплота сгорания топливного газа, ккал/кг	11933,00	11933,00
Подведенное тепло в ГТ	129,88	205,89
Расход выхлопных газов, кг/с	135,5	213
Котел утилизатор	водогрейный	
Максимальная тепловая нагрузка, Гкал/час	374,2	405,6
Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/час	300,0	300,0

Газовая турбина	SGT-800, Siemens	6F.03 (6FA) GE
Расчетное число часов работы	7000,0	7000,0
Доля теплоты, отнесенная на внешнего потребителя	0,385	0,364
Доля топлива, отнесенная на производство тепловой энергии по «физическому» методу	0,484	0,498
Доля топлива, отнесенная на производство электрической энергии по «физическому» методу	0,516	0,502
Коэффициент снижения электрической мощности ГТУ за счет установки котла утилизатора	0,989	0,989
КПД ГТУ – ТЭЦ по производству электроэнергии	0,788	0,725
Доля расхода электроэнергии на собственные нужды	2,500	2,500
КПД ГТУ – ТЭЦ по производству электроэнергии	0,768	0,707
Удельный расход топлива на производство электроэнергии, г у.т./кВт*ч	160,15	174,08
Удельный расход топлива на производство тепла, кг у.т./Гкал	189,1	205,5
Выработка электроэнергии, тыс.кВтч	2575356	2436896
Отпуск электроэнергии, тыс.кВтч	2510972	2375974
Отпуск тепла, Гкал	1995000,0	1995000,0
Расход топлива (газа) на производство электроэнергии, тут	402135	413604
Расход топлива (газа) на производство тепла, тут	377164,0	409961,3
Всего расход топлива, тут	779299	823565
Коэффициент использования теплоты топлива, %	0,79	0,73

Как видно из таблицы суммарный расход топлива не поменялся, также как и отпуск электроэнергии, но при этом сократился отпуск тепла до 1995 тыс.Гкал или на 20 % для варианта с турбинами SGT-800 Siemens и 26 % с турбинами GE. Представленные в таблицах расчеты свидетельствуют о высокой эффективности ГТУ ТЭЦ. Для варианта с газовыми турбинами SGT-800 Siemens коэффициент использования топлива находится на уровне 0,79, а удельный расход топлива по отпуску электроэнергии составляет 160 г у.т./кВт\*ч. Следует сказать, что даже без котла утилизатора (в конденсационном режиме) газовые турбины Сименс обеспечат отпуск



электроэнергии с удельным расходом не более 310 г у.т./кВт\*ч, что значительно лучше, чем показатели ТЭЦ-2 на уровне 2019 года.

В случае применения котлов утилизаторов без байпаса регулирование тепловой нагрузки возможно изменением теплопроизводительности газовой турбины, что будет связано со снижением мощности. При снижении нагрузки эффективность газовых турбин падает, причем при снижении более чем на 30 % значительно. На рисунке 3.5 в качестве примера представлены расчетные характеристики КПД базовых моделей SGT-800 Siemens (мощность 47 МВт) и 6F.03 (мощность 77 МВт)

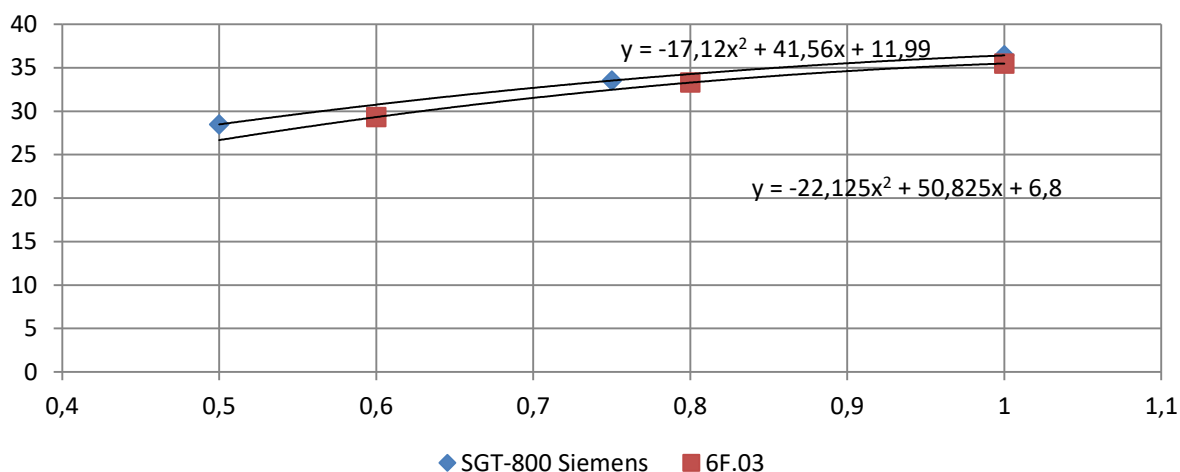


Рисунок 3.5 Зависимость КПД ГТ от нагрузки (по заводским характеристикам)

Как видно из графических зависимостей уравнение изменения КПД от нагрузки хорошо описывается полиномом второго порядка. В области нагрузок до 70 % от номинала характеристики двух турбин идут практически эквидистантно, но при более низких нагрузках снижение эффективности у турбин 6F.03 становится более заметно.

### 3.3.1 Экономические аспекты строительства ПГУ и ГТУ надстроек

Для выбора вариантов технического перевооружения ТЭЦ-2 ПГУ или ГТУ надстройками проведен экономический анализ, с учетом технических характеристик и надежности предлагаемых решений. Анализ проектов с ПГУ и ГТУ надстроек для действующих ТЭЦ, а также нового строительства ПГУ показывает, что существует разброс в предлагаемых ценах на оборудование. Анализ реализованных проектов с использованием оборудования российских заводов (данные интернет ресурсов) представлен в таблице 3.19.

Таблица 3.19 Удельная стоимость Российских ПГУ и ГТУ-ТЭЦ на газе, долл./кВт (данные 2012-2017 г.г.)

Оборудование надстройки	ПГУ 500 МВт		ГТУ ТЭЦ ед.мощность блока 30-50 МВт	
	стоимость	доля, %	стоимость	доля, %
Газотурбинная	117	20	165	39,3

Оборудование надстройки	ПГУ 500 МВт		ГТУ ТЭЦ ед.мощность блока 30-50 МВт	
установка				
Паровая турбина	63	10,8		
Котел	99	17	100	23,8
Электрооборудование	49	8,4	40	9,5
КИП и автоматика	45	7,7	25	5,95
Пароводяной тракт	47	8		
Проект	54	9,2	35	8,34
Строительство	45	7,7	35	8,34
Фин.обеспечение	65	11,2	20	4,77
	584	100	420	100

Например, в проекте «Строительство парогазовой установки мощностью 250 МВт на площадке ТОО «МАЭК-Казатомпром» удельная стоимость оборудования составила 500 долл./кВт, а в проекте «Реконструкция Ижевской ТЭЦ-1 с применением ПГУ» (проект «Циркон») – 600 долл./кВт. В случае использования оборудования GE или Сименс стоимость может увеличиться на 40-50 %. В ряде проектов с турбинами 6F.03 GE мощностью 79 МВт удельная стоимость турбины составляет 334 долл./кВт. Стоимость турбин Сименс SGT-800 Siemens (мощность 51 МВт) несколько дороже 344 долл./кВт, но они имеют более высокий уровень КПД.

Анализ проектов реконструкции, а также строительства новых ТЭЦ на основе парогазовых циклов (ПГУ) мощностью 500 МВт и выше, так и более мелких (разработанных на региональных уровнях), показывает, что капиталовложения на единицу мощности снижаются, с увеличением мощности самой установки. Так для ПГУ мощностью до 190 МВт удельные капиталовложения составляют от 1100 до 2700 долл./кВт (таблица 3.20).

Таблица 3.20 - Обзор выполненных проектов ТЭС с блоками ПГУ мощностью до 190 МВт (интернет источники, данные заводов-изготовителей)

Наименование	Предполагаемое оборудование	Удельные капвложения, долл./кВт
Игумновская ТЭЦ (Нижегородская область)	3хПГУ-25	1600
Омская ТЭЦ-3	2хПГУ-60	2100
Астраханская ГРЭС (Астрахань)	2хПГУ-70 или 1хПГУ- 110	1276,4
Губкинская ТЭЦ (Белгородская область)	ПГУ-70	2400
Елабужская ТЭЦ (Татарстан)	2хПГУ-95	2700
Кандыгашская ГТЭС	ПГУ-120	1700

(Казахстан)		
Котельная г. Курска	ПГУ-123,6	1200
Центральная ТЭЦ (Санкт-Петербург)	ПГУ-180	1600
ГТЭС Щербинка (Москва)	2хПГУ-185	1100
Дягилевская ТЭЦ (Рязань)	ПГУ-190	1400

Разброс в ценах объясняется различной стоимостью установок у производителей, а так же набором оборудования в зависимости от предназначения станции. Кроме того, в некоторых проектах учтена стоимость теплопроводов, линий электропередач и подстанций. Так, например, удельные капиталовложения по Елабужской ТЭЦ, приведены с учетом теплопровода Ø 1020 мм протяженностью 10,5 км и 4 линий электропередач ВЛ-110 кВ.

Анализ составляющих затрат в новое строительство ГТУ или ПГУ ТЭЦ показывает, что доля оборудования составляет порядка 40-60 %, доля СМР – 20-55 % и прочие затраты – 5-20 %. Привязка к местности предполагает увеличение капиталовложений от 20 до 40 %.

Для анализа эффективности решений по модернизации ТЭЦ-2 были приняты удельные капитальные вложения 1500 долл./кВт.

Одним из наиболее привлекательных способов финансирования строительства и модернизации объектов энергетической отрасли является проектное финансирование, получившее широкое распространение в США, Европе, Юго-Восточной Азии и на Ближнем Востоке. По указанной схеме в этих странах построено большинство электростанций. Под проектным финансированием понимается финансирование инвестиционного проекта, при котором инвестор ориентируется преимущественно на финансовый поток, генерируемый проектом, как источник возврата предоставленных ресурсов. При этом поступления денежных средств от реализации проекта должны обеспечить своевременно и в полном объеме покрытие всех производственных расходов и долговых обязательств. Следует отметить основные преимущества и недостатки такого вида финансирования. Привлекательность заключается в том, что от заемщика не требуется предоставлять кредиторам обеспечения исполнения обязательств, за исключением залога активов и доходов, создаваемых самим проектом. Основной недостаток такой схемы заключается в несовершенстве правового поля и неготовности субъектов к заключению долгосрочных договоров поставки сырья и покупки / продажи электроэнергии.

В виду социальной значимости проекта модернизации ТЭЦ-2 посредством установки ПГУ важнейшим источником средств на финансирование капиталовложений может выступать государственное финансирование.

### **3.3.2 Финансово экономический анализ строительства ГТУ надстройки по варианту ГТУ ТЭЦ**

Исходные данные для выполнения анализа срока окупаемости строительства ГТУ ТЭЦ с турбинами SGT-800 Siemens и 6F.03 (6FA) GE представлены в таблице 3.21.

Таблица 3.21 – Исходные данные для проведения анализа срока окупаемости строительства ГТУ ТЭЦ с турбинами SGT-800 Siemens и 6F.03 (6FA) GE

	SGT-800, Siemens	6F.03 (6FA) GE
Удельный расход топлива на производство электроэнергии, г у.т./кВт*ч	160,15	174,08
Удельный расход топлива на производство тепла, кг у.т./Гкал	189,10	205,50
Выработка электроэнергии, тыс.кВтч	2 575 356,00	2 436 896,00
Отпуск электроэнергии, тыс.кВтч	2 510 972,00	2 375 974,00
Отпуск тепла, Гкал	1 995 000,00	1 995 000,00
Расчетное число часов работы	7 000,00	7 000,00
Расход топлива (газа) на производство электроэнергии, тут	402 135	413 604
Расход топлива (газа) на производство тепла, тут	377 164	409 961,3
Всего расход топлива, тут	779 299	823 565
Стоимость топлива Цт, тенге/м3	27,7	27,7
Мощность ГТУ ТЭЦ (надстройки) (МВт)	372	352

На основе исходных данных, представленных в таблице 3.21 были определены составляющие затрат на производство тепловой и электрической энергии, которые представлены в таблице 3.22.

Таблица 3.22 – Определение составляющих затрат на производство тепловой и электрической энергии

Расчет	SGT-800, Siemens	6F.03 (6FA) GE [7]
Расход натурального топлива, тнт	677 990 130,00	716 501 550,00
Затраты на топливо, млн.тенге	18 780,33	19 847,09
Затраты на воду, млн. тенге	1 030,14	974,76
Затраты на заработную плату, млн.тенге	681,22	644,59
Численность персонала, чел.	186,00	176,00
Суммарный фонд заработной платы	681,22	644,59

Капитальные вложения на строительство, К, млн.тенге	178 778,74	169 166,98
Удельные капитальные вложения на строительство, К <sub>уд</sub> , \$/кВт	1 200,00	1 200,00
Курс доллара на 12.06.2020	400,49	400,49
Удельные капитальные вложения на строительство, К <sub>уд</sub> , тенге/кВт	480 588,00	480 588,00
Амортизационные отчисления, млн. тенге	8 938,94	8 458,35
Затраты на проведение текущего ремонта, млн.тенге	1 340,84	1 268,75
Расчет платы за выбросы, млн.тенге	54,24	57,32
Расчет общестанционных расходов	6 154,29	6 238,71

В расчетной таблице 3.22 принято:

1. В расчетах принимаю величину К<sub>уд</sub> для ПГУ мощностью 372 и 352 МВт в размере 1200 \$/кВт. Стоимость доллара США принимаю из расчета нынешнего курса (12.06.2020) – 400,49 тенге;

2. Для проведения укрупненных расчетов, норму амортизационных отчислений принимаю в размере 5% от величины К в расчете на эксплуатацию вводимого оборудования сроком на 25 лет с момента подключения к централизованной системе теплоснабжения;

3. В составляющую затрат на проведение текущего ремонта, кроме затрат на проведение текущего ремонта производственного оборудования входят и затраты на технический осмотр и содержание оборудования в рабочем состоянии (обтирочные и смазочные материалы) и определяются в размере 15% от амортизационных отчислений;

### Расчет себестоимости отпуска энергии

При выполнении работы было использовано разнесение затрат на выработку электрической и тепловой энергии в соответствии с требованиями АО «АлЭС». Затраты были разнесены согласно полученному коэффициенту по видам отпускаемой энергии, результаты расчетов представлены в таблице 3.23.

Таблица 3.23 – Определение составляющих затрат на производство тепловой и электрической энергии

Составляющие затрат	Итого (SGT-800, Siemens)	Иэ/э		Ит/э		
		Иэ/э	Ит/э	Иэ/э	Ит/э	
Топливо, Ит	18 780,33	13 315,25	5465,075	19 847,09	14 071,59	5775,504

Вода, Ив	1 030,14	730,37	299,7714	974,76	691,10	283,6547
ФЗП, Изп	681,22	482,98	198,2346	644,59	457,02	187,5768
Амортизация, Иао	8 938,94	6 337,71	2601,231	8 458,35	5 996,97	2461,38
Ремонт, Ир	1 340,84	950,66	390,1846	1 268,75	899,55	369,2069
Общестанционные, Иоб	6 154,29	4 363,39	1790,899	6 238,71	4 423,24	1815,464
Плата за выбросы, Ивыб	54,24	38,46	15,78361	57,32	40,64	16,68016
Итого затрат $\Sigma$ И	36 980,00	26 218,82	10761,18	37 489,58	26 580,11	10909,47

В результате расчетов была определена себестоимость отпуска электрической и тепловой энергии (таблица 3.24).

Таблица 3.24 – Определение себестоимости отпуска тепловой и электрической энергии

Расчет себестоимости отпуска энергии	SGT-800, Siemens	6F.03 (6FA) GE
Себестоимость отпуска электрической энергии, тенге/кВт	10,44	11,19
Себестоимость отпуска тепловой энергии, тенге/Гкал	5 394,07	5 468,40

Учитывая полученные данные, была проведена экономическая оценка строительства и эксплуатации ГТУ ТЭЦ, результаты расчетов представлены в таблице 3.25.

Таблица 3.25 – Экономическая оценка строительства и эксплуатации ГТУ ТЭЦ

Экономическая оценка строительства и эксплуатации	SGT-800, Siemens	6F.03 (6FA) GE
Первоначальные инвестиции, Ю, млн.тенге	28 971,87	24 782,34
Рентабельность	1,09	1,09
Тариф на отпуск электрической энергии, тенге/кВт·ч	11,38	12,19
Тариф на отпуск тепловой энергии, тенге/ Гкал	5 879,54	5 960,56
Доход от реализации электрической и тепловой энергии, млн.тенге	44 074,66	43 877,33
Суммарные затраты,З, млн.тенге	36 980,00	37 489,58
Прибыль,ПР, млн.тенге	7 094,66	6 387,76

Чистая прибыль, млн.тенге	5 675,73	5 110,20
CF, млн.тенге	5 675,73	5 110,20

В расчетах, долевое распределение капитала (К) на строительство ГТУ следующее: 90% вкладывает государство и 10% обеспечивает АО «АлЭС». Эти денежные средства идут только на строительство станции. Суммарные эксплуатационные расходы заложены в себестоимости электрической и тепловой энергии, а значит и в тарифе на них, и для начала работы необходимы и оборотные средства. Здесь 70% эксплуатационных затрат оплачивает государство, а остальные 30% - АО «АлЭС».

Таким образом, объем инвестиций  $I_0$ , которые АО «АлЭС» берет в банке под льготный кредит (10%) будет составлять 10% от суммарных капвложений в строительство ТЭЦ и 30% от суммарных эксплуатационных расходов.

Известно, что при оценке инвестиционного проекта используются всего четыре показателя:

$I_0$  – первоначальные инвестиции;

CF – денежный поток, направляемый на возврат кредита;

$r$  – процентная ставка банка по кредиту (10%);

$n$  – календарный год кредита.

При разработке и анализе инвестиционных проектов наиболее сложным является расчет прибыли и денежного потока CF, направляемого на возврат кредита. В таблице 3.26 представлен расчет чистой текущей стоимости и внутренней нормы прибыли ГТУ ТЭЦ (на базе SGT-800, Siemens)

Таблица 3.26 – Расчет чистой текущей стоимости и внутренней нормы прибыли ГТУ ТЭЦ (SGT-800, Siemens)

Год	CF, млн.тенге	R10	PV10	R20	PV20
0	-28 801,02	1	-28 801,02	1	-28 801,02
1	5 675,73	0,909	5159,75	0,833	4729,774
2	5 675,73	0,826	4690,68	0,694	3941,478
3	5 675,73	0,751	4264,25	0,578	3284,565
4	5 675,73	0,683	3876,59	0,482	2737,138
5	5 675,73	0,620	3524,18	0,401	2280,948
6	5 675,73	0,564	3203,80	0,334	1900,790
7	5 675,73	0,513	2912,54	0,279	1583,991
8	5 675,73	0,466	2647,76	0,232	1319,993
9	5 675,73	0,424	2407,06	0,193	1099,994
10	5 675,73	0,385	2188,23	0,161	916,662
11	5 675,73	0,350	1989,30	0,134	763,885
12	5 675,73	0,318	1808,46	0,112	636,570
13	5 675,73	0,289	1644,05	0,093	530,475
14	5 675,73	0,263	1494,59	0,077	442,063

15	5 675,73	0,239	1358,72	0,064	368,385
16	5 675,73	0,217	1235,20	0,054	306,988
17	5 675,73	0,197	1122,91	0,045	255,823
18	5 675,73	0,179	1020,82	0,037	213,186
19	5 675,73	0,163	928,02	0,031	177,655
20	5 675,73	0,148	843,66	0,026	148,046

Как видно из представленных расчетов NPV станет положительным на 8 год при процентной ставке 10 %. При процентной ставке 20% окупаемость проекта займет более 20 лет, что является экономически нецелесообразным при указанном уровне расходов.

В таблице 3.27 представлен расчет чистой текущей стоимости и внутренней нормы прибыли ГТУ ТЭЦ (6F.03 (6FA) GE)

Таблица 3.27 – Расчет чистой текущей стоимости и внутренней нормы прибыли ГТУ ТЭЦ (6F.03 (6FA) GE)

Год	CF, млн.тенге	R10	PV10	R20	PV20
0	-24 782,34	1,00	-24 782,34	1,00	-24 782,34
1	5 110,20	0,91	4 645,64	0,83	4 258,50
2	5 110,20	0,83	4 223,31	0,69	3 548,75
3	5 110,20	0,75	3 839,37	0,58	2 957,29
4	5 110,20	0,68	3 490,34	0,48	2 464,41
5	5 110,20	0,62	3 173,03	0,40	2 053,68
6	5 110,20	0,56	2 884,58	0,33	1 711,40
7	5 110,20	0,51	2 622,34	0,28	1 426,16
8	5 110,20	0,47	2 383,95	0,23	1 188,47
9	5 110,20	0,42	2 167,23	0,19	990,39
10	5 110,20	0,39	1 970,20	0,16	825,33
11	5 110,20	0,35	1 791,10	0,13	687,77
12	5 110,20	0,32	1 628,27	0,11	573,14
13	5 110,20	0,29	1 480,24	0,09	477,62
14	5 110,20	0,26	1 345,68	0,08	398,02
15	5 110,20	0,24	1 223,34	0,06	331,68
16	5 110,20	0,22	1 112,13	0,05	276,40
17	5 110,20	0,20	1 011,03	0,05	230,33
18	5 110,20	0,18	919,12	0,04	191,94
19	5 110,20	0,16	835,56	0,03	159,95
20	5 110,20	0,15	759,60	0,03	133,29

Согласно анализу инвестиций, проведенному по расчету чистой текущей стоимости и внутренней нормы прибыли ГТУ ТЭЦ (6F.03 (6FA) GE), можно увидеть что NPV станет положительным на 7 год при процентной ставке 10%. При процентной ставке 20% окупаемость проекта займет более 20



лет, что является экономически нецелесообразным при указанном уровне расходов.

Из расчета можно сделать вывод, что при долевом распределении капитала (К) на строительство ГТУ, где: 90% вкладывает государство и 10% обеспечивает АО «АлЭС», а также 30% эксплуатационных затрат, при допустимом уровне затрат (рентабельности) 9%, сроки окупаемости составят 8 лет для ГТУ ТЭЦ (SGT-800, Siemens) и 7 лет для ГТУ ТЭЦ (6F.03 (6FA) GE), что для инвестиционных проектов отрасли является высоким показателем эффективности вложений. На рисунке 3.6 представлен сравнительный анализ рентабельности инвестиций рассматриваемых вариантов ГТУ.

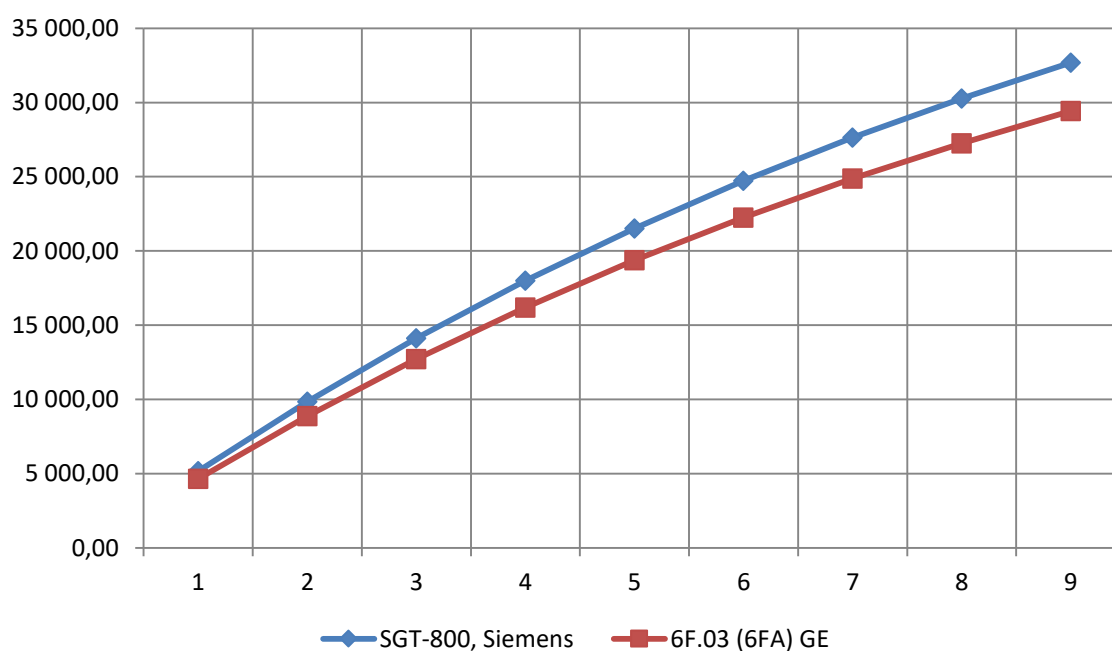


Рисунок 3.6 Сравнительный анализ рентабельности инвестиций рассматриваемых вариантов ГТУ

Также, согласно представленному выше графику, можно сделать вывод, что при введенных в эксплуатацию блоках SGT-800, Siemens общей мощностью 372 МВт, рентабельность инвестиций значительно превышает рентабельность блоков 6F.03 (6FA) GE, следовательно, из представленных вариантов экономически целесообразно выбрать блоки ГТУ ТЭЦ SGT-800, Siemens (372 МВт).

## **Заключение**

Теплоэнергетический комплекс АО «Алматинские электрические станции» (АО «АлЭС») является одним из основных и самых сложных объектов инженерной инфраструктуры города Алматы. Алматинская ТЭЦ-2, обеспечивает более 45% суммарной тепловой нагрузки в зоне теплофикации АО «АлЭС» и выдает электроэнергию в объединенную энергосистему.

Наработка паркового ресурса турбинами ТЭЦ-2 на 01.01.18 г. составляет 183568-233731 часов (турбина Р-50 имеет наработку 13704 часов). С учетом паркового ресурса турбин 220 тыс.часов физический износ на 01.01.18 составляет 83÷100 %. Нарботка энергетических котлов на 01.01.18 г. составляет 145810÷181482 часов. С учетом паркового ресурса котлов 300 тыс.часов физический износ на 01.01.18 составляет 48÷60 %. При ресурсе ответственных деталей и узлов порядка 150000÷300000 часов физический износ котельного оборудования 75-90 %.

Особенностью ТЭЦ-2 является отсутствие потребителей промышленного пара при наличии трех турбин ПТ-80 и одной турбины Р-50. В этой связи на ТЭЦ-2 сегодня практически отсутствует возможность работать по проектной схеме. Второй особенностью является работа станции в условиях нехватки потребителей тепловой мощности.

Работа ТЭЦ-2 осуществляется по тепловому графику с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла и дополнительной выработкой электроэнергии по электрическому графику с отпуском тепла от ТЭЦ-2 по трем тепломагистралям: ТМ «ТЭЦ-2 -ЗТК», 1 Ду1000+1 Ду800 (ПВ); ТМ «ТЭЦ-2 –ТЭЦ-1», 2 Ду1000; ТМ в Алатауский район, 2 Ду800. Теплофикационная выработка электроэнергии не превышает 50-60 %.

Динамика изменения основных технико-экономических показателей ТЭЦ-2 показывает, что в последние годы загрузка станции по тепловой энергии, которая определяется величиной горячего водоразбора при открытой системе теплоснабжения, имеет тенденцию к постоянному росту. Также наблюдается рост выработки и отпуска электрической энергии. При этом происходит снижение удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии за счет более полной загрузки станции и увеличением КПД котельного оборудования.

Анализ существующего состояния оборудования, режимов работы, экологической ситуации говорят о необходимости модернизации станции. Основными причинами, обосновывающими необходимость модернизации Алматинской ТЭЦ-2 на существующей площадке, являются:

- необходимость покрытия прироста тепловых нагрузок от теплоисточника, соответствующего современному уровню техники и эксплуатации, экологическим и санитарным нормам;
- необходимость обеспечения надежного энергоснабжения, имеющего социальную значимость;

- возможность расширения теплоисточника на окраине города с устройством санитарно-защитной зоны;

- возможность использования технологии комбинированной выработки тепла и электроэнергии, удовлетворяющей довольно жестким социальным и экологическим требованиям городов, обеспечивая при этом существенную экономию топлива – основную статью себестоимости продукции;

- возможность использования в городе и регионе конкурентоспособной электроэнергии, при существующем дефиците мощности в энергосистеме, повышения надежности электроснабжения города от собственных энергоисточников;

- необходимость повышения экологической безопасности, обеспечения жестких экологических требований, влияющих на себестоимость продукции электростанции при превышении нормативных требований по выбросам и сбросам;

- возможность использования современных технологий сжигания топлива, водоподготовки, управления с использованием АСУ ТП, повышающих эффективность производства, снижающих трудозатраты.

В этой связи достаточно привлекательным направлением развития энергокомплекса ТЭЦ-2 как показал анализ, выполненный в работе, при наличии стабильных поставок газа, является строительство ГТУ или ПГУ надстройки, работающей на газе. Причем установленная мощность надстройки должна выбираться исходя из возможности ее работы в течение всего года. Таким образом, тепловая мощность надстройки должна находиться на уровне 300 Гкал/час (перспективная нагрузка горячего водоснабжения). На эту же величину будет снижена тепловая нагрузка существующей части ТЭЦ-2 в зимний период. Кроме того, следует сказать, что с вводом ГТУ надстройки ТЭЦ-2 можно перевести на тепловой график производства электроэнергии, а на летний период останавливать. Такой режим позволит сократить выбросы на 40 %, а в перспективе вывести станцию из работы при строительстве дополнительных ГТУ или ПГУ блоков.

Схема ГТУ ТЭЦ с водогрейным котлом утилизатором или комбинированным котлом утилизатором с паровым контуром низкого давления предлагаемая в работе, проще в конструкции, дешевле, в отличие от ПГУ не требует установки паровой турбины со сложной обвязкой, не требует конденсационной установки, градирен и т.д. И поскольку работа ГТУ круглогодичная с постоянной нагрузкой ГВС, то и экономичность установки будет достаточно высокой. Как показали расчеты удельный расход топлива на производство электроэнергии будет находиться на уровне 150-155 г у.т./кВт\*ч, а удельный расход топлива на производство тепла на уровне 175-180 кг у.т./Гкал.

Использование газотурбинной технологии позволит снизить выбросы  $\text{NO}_x \leq 30-50 \text{ мг/нм}^3$ , в то время как при сжигании газа в котлах паросиловой установки нормативные выбросы составляют  $\leq 125 \text{ мг/нм}^3$ .

## Список литературы

1. Кибарин А.А., Огай В.Д., Торгаев А., Галиев Р.А. К вопросу о переводе Алматинской ТЭЦ-2 АО «АлЭС» на газ. В кн.: Экология в энергетике, Москва, 2019: материалы. Москва: ВТИ, 2019. С. 57-62.
2. Торгаев А.А., Кенжебаев А.Р., Бахтыбаева Г.К., Искаков Д.О. Выбор тепловых схем ГТУ надстроек для реконструкции Алматинской ТЭЦ-2//SCIENCE AND TECHNOLOGY INNOVATIONS: сборник статей III Международной научно-практической конференции (15 мая 2020 г.) – Петрозаводск: МЦНП «Новая наука», 2020. – С. 147-153
3. Орлов М.Е. Повышение эффективности ТЭЦ и подключенных к ним городских теплофикационных систем за счет структурно-технологической модернизации: Дисс. докт.техн.наук. - Ульяновск, 2017 г., 337 с.
4. Бузников Е. Ф., Роддатис К. Ф., Берзиньш Э. Я. Производственные и отопительные котельные. – М.: Энергоиздат, 1984. – 248 с.
5. Соколов Ю. П., Крючков Е. Н. Оптимальное распределение тепловой нагрузки между основными и пиковыми источниками ТЭЦ // Электрические станции. – 1993. – № 6. – С. 40-42.
6. Семенов В. Г. Теплофикация в современных рыночных условиях // Надежность и безопасность энергетики. – 2012. – № 2. – С. 4-11.
7. Семенов В. Г. Теплофикация в современных рыночных условиях (окончание) // Надежность и безопасность энергетики. – 2012. – № 3. – С. 67-73.
8. Шарапов В. И., Ротов П. В. О зарубежном опыте экономии топливно-энергетических ресурсов в системах теплоснабжения // Энергосбережение в Поволжье. – 2000. – № 2. – С. 60-62.
9. Ковылянский Я. А. Развитие теплофикации в России в среднесрочной перспективе // Электрические станции. – 1999. – № 10. – С. 9-12.
10. Патрикеев, М. Ю. Оптимизация использования промышленных ГТУ-ТЭЦ на базе авиационных ГТД / М. Ю. Патрикеев, В. А. Загорский // Материалы межвузовской научной конференции «Проблемы развития энергетики России и Поволжья». – Самара: Сам-ГТУ, 2000. – С. 33-36.
11. Волкова, Е.А. Эффективность не крупных коммунально-бытовых ТЭЦ и рациональные области их применения / Е.А. Волкова, Т.Г. Панкрушина, В.С. Шульгина // Электрические станции. – 2010. – № 7. – С. 2-10.
12. Iliev I.K., A.A. Kibarın, M.B. Aliyarova and A.K. Terziev. Analysis of the possibilities for energy efficiency improvement of CHP power plants. IN: Proceedings of International Conference in Telecommunications, Informatics, Energy and Management (TIEM) September 12–14, 2019, Kavala, Greece pp. 141-147, ISSN 2367-8437.
13. Ольховский, Г.Г. Применение ГТУ и ПГУ на электростанциях// Энергорынок. - 2004. - № 5.
14. Комплексная очистка дымовых газов теплогенерирующих установок. Монография / Комиссаров К.Б., Лутков С.А., Филь А.В. Ростов

н/Д.: Филиал ФГОУ ВПО «Морская государственная академия имени адмирала Ф.Ф. Ушакова» в г. Ростове-на-Дону, 2007. - 134 с.

15. Справочник по наилучшим доступным техническим методам для повышения эффективности и минимизации негативного воздействия на окружающую среду в теплоэнергетике. - М.: Ассоциированный центр ЮНЕСКО по химической науке и образованию, 2008.

16. Трухний А.Д. Парогазовые установки электростанций. Учебное пособие для вузов. — М.: МЭИ, 2013. — 648 с.

17. Е. Волкова, Т. Новикова Экономическая целесообразность форсированного внедрения ПГУ и ГТУ при обновлении тепловых электростанций // Газотурбинные технологии. 2004 №1

18. Анализ парогазовых технологий на тепловых электростанциях Федчишин В.В., Манукян Г.В., Бойцова Е.А. [Вестник Иркутского государственного технического университета](#). 2003. № 2 (14). С. 96-100.

19. Применение ПГУ на ТЭЦ /Батенин В.М., Зейгарник Ю.А., Масленников В.М., Шехтер Ю.Л., Ротинов А.Г.//Теплоэнергетика. 2008. № 12. С. 39-43.

20. 2019 Gas Power Products Catalog [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.ge.com/power/gas/catalogs>

21. Павлова А.А. Перспективы форсирования паро и газотурбинных энергоустановок// Вестник Самарского государственного аэрокосмического университета им. академика С.П. Королёва (национального исследовательского университета). 2011. № 3-1 (27). С. 135-142