

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН
НЕКОММЕРЧЕСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»
Институт Теплоэнергетики и теплотехники
Кафедра Тепловые энергетические установки

«ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ»
Зав. кафедрой ТЭУ, к.т.н., доцент,
_____ Кибарин А.А.
« ____ » _____ 2020 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

**«Исследование технических и режимных решений для снижения
негативного влияния ТЭЦ-2 АО «АлЭС» на экологию г.Алматы»**

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

Магистрант _____ Бахтыбаева Гильнара

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: Тепловые энергетические установки

Специальность: 6М071700 – Теплоэнергетика (специализация Тепловые электрические станции)

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистрант: Бахтыбаева Гульнара

Тема диссертации:

«Исследование технических и режимных решений для снижения негативного влияния ТЭЦ-2 АО «АлЭС» на экологию г.Алматы»

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

Срок сдачи законченного проекта «15» июня 2019г.

Цель исследования: Исследование технических и режимных решений направленных на снижение негативного влияния ТЭЦ-2 АО «АлЭС» на экологию г.Алматы». Технико-экономическая оценка наиболее целесообразных вариантов работы станции с точки зрения минимизации технических рисков, обеспечения надежности энергоснабжения, невысоких капитальных затрат и наилучших финансовых показателей инвестиционных вложений.

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

1. Обзор и анализ технических решений для снижения экологического воздействия ТЭЦ-2 АО «АлЭС»;
2. Исследование режимов работы ТЭЦ-2 для снижения негативного влияния ТЭЦ-2 АО «АлЭС» на экологию г.Алматы»;
3. Технико-экономическая оценка работы ТЭЦ-2 по тепловому графику;

ГРАФИК
подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Обзор и анализ технических решений для снижения экологического воздействия ТЭЦ-2 АО «АлЭС»		
Анализ направлений техперевооружения ТЭЦ-2		
Обзор применения газотурбинных и парогазовых технологий в энергетике		
Обзор технологий газоочистки		
Выводы по главе и постановка задачи исследования		
Исследование режимов работы ТЭЦ-2 для снижения негативного влияния ТЭЦ-2 АО «АлЭС» на экологию г.Алматы»		
Использование энергетических характеристик оборудования ТЭЦ-2 для расчета режимов работы теплофикационных турбоустановок.		
Фактические режимы работы ТЭЦ-2 и показатели энергоэффективности ее работы		
Показатели эффективности работы ТЭЦ-2 при переходе на тепловой график работы		
Технико-экономическая оценка работы ТЭЦ-2 по тепловому графику		
Расчет удельных расходов топлива при работе ТЭЦ-2 по тепловому графику		
Технико-экономические и экологические показатели работы ТЭЦ-2 при работе ТЭЦ по тепловому графику		

Дата выдачи задания «10» сентября 2018 г.

Заведующий кафедрой _____ Кибарин А.А.

Научный руководитель диссертации _____ Кибарин А.А.

Задание принял к исполнению магистрант _____ Бахтыбаева Г.

Аннотация

На основе исследования технических и режимных решений направленных на снижение негативного влияния ТЭЦ-2 АО «АлЭС» на экологию г.Алматы и учитывая финансовые возможности АО «АлЭС» предложено перевести работу ТЭЦ-2 в чисто теплофикационный режим. При этом надежность электроснабжения будет обеспечена как энергоисточниками АО «АлЭС», так и электроэнергией поступающей от Экибастузских ГРЭС. Предложенный режим работы позволит снизить экологическую нагрузку на г.Алматы, повысить эффективность работы ТЭЦ-2, повысить ресурс работы оборудования, не потребует значительных капитальных затрат.

Андатпа

«АлЭС» АҚ-ның қаржылық мүмкіндіктерін ескере отырып, «АлЭС» АҚ-ның Алматы қаласының экологиясына теріс әсерін төмендетуге бағытталған техникалық және режимдік шешімдерді зерттеу негізінде, ЖЭО-2 жұмысын таза жылу режиміне көшіру ұсынылады. Бұл ретте электрмен жабдықтаудың сенімділігі «АлЭС» АҚ энергия көздері мен Екібастұз МАЭС-терінен келетін электр энергиясымен қамтамасыз етілетін болады. Ұсынылған жұмыс режимі, айтарлықтай күрделі шығындарды талап етпейді, оған қоса Алматы қаласының экологиялық жүктемесін төмендетуге, ЖЭО-2 жұмысының тиімділігінің өсуіне және жабдық жұмысының ресурсын арттыруға мүмкіндік береді.

Abstract

Based on the study of technical and regime solutions aimed at reducing the negative impact of CHP-2 of JSC «AIES» on the environment of Almaty and taking into account the financial capabilities of JSC «AIES», it is proposed to turn the operation of CHP-2 into a purely heating mode. At the same time, the reliability of power supply will be provided by both energy sources of JSC «AIES» and electricity coming from Ekibastuz GRESes. The proposed mode of operation will reduce the environmental burden on Almaty, improve the efficiency of CHP-2, increase the service life of equipment, and will not require significant capital expenditures

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	6
1	Обзор и анализ технических решений для снижения экологического воздействия ТЭЦ-2 АО «АлЭС»	8
1.1	Анализ направлений техперевооружения ТЭЦ-2	8
1.2	Применение газотурбинных и парогазовых технологий при техническом перевооружении ТЭЦ-2	10
1.2.1	Бинарная ПГУ, работающая на газе, с переводом ТЭЦ-2 на работу по тепловому графику в зимнее время	12
1.3	Обзор технологий газоочистки	18
1.4	Выводы по главе и постановка задачи исследования	24
2	Исследование режимов работы ТЭЦ-2 для снижения негативного влияния ТЭЦ-2 АО «АлЭС» на экологию г. Алматы	26
2.1	Использование энергетических характеристик оборудования ТЭЦ-2 для расчёта режимов работы теплофикационных турбоустановок	26
2.2	Фактические режимы работы ТЭЦ-2 и показатели энергоэффективности ее работы	43
2.3	Показатели эффективности работы ТЭЦ-2 при переходе на тепловой график работы	50
3	Технико-экономическая оценка работы ТЭЦ-2 по тепловому графику	60
3.1	Расчет удельных расходов топлива при работе ТЭЦ-2 по тепловому графику	60
3.2	Технико-экономические и экологические показатели работы ТЭЦ-2 при работе ТЭЦ по тепловому графику	64
	Заключение	67
	Список литературы	69

Введение

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

Однако, дальнейшее развитие ТЭЦ-2 как базового энергоисточника г.Алматы, связано со снижением негативного воздействия на экологию города и Алматинского региона и является одной из серьезных проблем. Сегодня городская застройка значительно приблизилась к территории станции. Выполнение современных экологических требований по снижению 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, однако, его использование потребует полной реконструкции котельного цеха ТЭЦ-2, что связано со значительными финансовыми вложениями. Поэтому в работе проведено исследование эффективности применения современных технологических и режимных решений с учетом особенностей работы ТЭЦ-2.

Актуальность темы исследования.

Вопросы модернизации и развития энергокомплекса г.Алматы стоят достаточно остро. 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. В Алматы высокий уровень загрязнения воздуха, который определяется во многом выбросами автотранспорта, но и энергетический комплекс играет не последнюю роль [1, 2]. В связи с расширением границ города в 2014 году ТЭЦ-2 перешла в разряд основных стационарных городских источников выбросов - 68% от общих выбросов стационарных источников. При этом ТЭЦ-2 является основным энергоисточником города, работая в централизованной системе теплоснабжения совместно с ТЭЦ-1 и ЗТК. Поэтому поиск путей существенного снижения выбросов ТЭЦ-2 является актуальной задачей.

Цель работы: оценка возможностей снижения негативного влияния ТЭЦ-2 АО «АлЭС» на экологию г.Алматы при переводе ТЭЦ-2 на работу по тепловому графику.

Задачи работы:

- анализ технических решений для снижения экологического воздействия ТЭЦ-2 АО «АлЭС»;

- исследование режимов работы ТЭЦ-2 для снижения негативного влияния ТЭЦ-2 АО «АлЭС» на экологию г.Алматы»

- оценка показателей эффективности работы ТЭЦ-2 при переходе на тепловой график работы;

- оценка технико-экономических и экологических показателей работы ТЭЦ-2 при работе по тепловому графику.

Методы исследования. Анализ и обобщение технологических решений по повышению эффективности работы ТЭЦ-2. Оценка эффективности работы ТЭЦ-2 по тепловому графику, технико-экономическая оценка полученных результатов.

Полученные результаты, их новизна, практическая значимость

На основе анализа состояния оборудования ТЭЦ-2, режимов работы станции, фактических выбросов вредных веществ, сделаны выводы о необходимости повышения эффективности работы ТЭЦ, а также снижения воздействия ТЭЦ-2 на экологию региона. Проведенный анализ тепловых схем ПГУ и ГТУ надстроек для реконструкции ТЭЦ-2 показал, что все варианты реконструкции связаны со значительными капитальными вложениями. Предложены и рассчитаны на основе энергетических характеристик варианты работы ТЭЦ-2 по тепловому графику. Практическая ценность заключается в полученной расчетной оценке эффективности работы АТЭЦ-2 по тепловому графику, которая может быть использована на действующих ТЭЦ, в рамках их оптимизации.

Личное участие автора: выполнено аналитическое исследование по построению расчетных режимов работы ТЭЦ-2, 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 опубликована две статьи в сборниках международных конференций:

1. 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.) – Пензозаводск: МЦНП «Новая наука», 2020. – С. 147-153

2. Коробков М.С., Бахтыбаева Г.К., Олжабаев М.С. возможности снижения негативного влияния ТЭЦ-2 АО «АлЭС» на экологию г.Алматы при работе по тепловому графику// OPEN INNOVATION: сборник статей XII Международной научно-практической конференции. –Пенза: МЦНС «Наука и Просвещение». –2020. –С.27-32

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

1. Обзор и анализ технических решений для снижения экологического воздействия ТЭЦ-2 АО «АлЭС»

1.1 Анализ направлений техперевооружения ТЭЦ-2

Анализ результатов энергоаудита, работ по реконструкции и расширению ТЭЦ-2 свидетельствуют о том, что в последние годы проделана значительная работа по повышению энергоэффективности работы станции.

Работы по реконструкции и расширению ведутся в соответствии с ТЭО «Реконструкция и расширение Алматинской ТЭЦ-2 АО «АлЭС». III очередь», разработанном АО «Институт «КазНИПИЭнергопром» в 2007 г. (заключение №02-444/09 от 12.06.2009г. ЮФ РГП «Госэкспертиза»). Расширение выполняется по стадийно. Сегодня реализованы проекты по вводу соединительной магистрали ТЭЦ-2 – ТЭЦ-1, пиковой бойлерной и ввод котлоагрегата ст.№8 на ТЭЦ-2. Выполненные работы позволили сократить фактические удельные расходы условного топлива на отпуск электроэнергии и тепла с 360 г/кВтч и 220 кг/Гкал в 2012 г. до 322 г/кВтч и 204 кг/Гкал в 2017 г. соответственно.

Выполненная реконструкция и расширение позволили существенно сократить разрыв между установленной и располагаемой мощностью. Однако для выхода на проектные показатели и увеличения экономической выработки электроэнергии требуется реконструкция котлов ст.№1-7 с доведением их паропроизводительности до 420 т/ч. Кроме того, одним из возможных направлений увеличения отпуска электроэнергии является снижение расхода электроэнергии на собственные нужды, который находится на уровне 14-15 % от ее производства.

Одной из серьезных проблем дальнейшего развития ТЭЦ-2 является проблема, связанная со снижением негативного воздействия на экологию города Алматы и Алматинского региона [1, 2]. В последние годы город сильно вырос, и городская застройка значительно приблизилась к территории станции. Вопрос «О экологической ситуации г. Алматы» поднимался на совместном совещании Министра энергетики Республики Казахстан и Акимата г. Алматы от 24.06.2016 г. Вопрос дальнейшего развития ТЭЦ-2 рассматривался на совещании от 2 июня 2017 года касательно перспектив развития топливно-энергетического комплекса г.Алматы. Глава Государства по вопросу социально-экономического развития города Алматы дал поручение рассмотреть вопрос существенного снижения воздействия ТЭК г.Алматы на экологию города, с рассмотрением вопроса возможного перевода ТЭЦ-2 на газ.

Перевод ТЭЦ-2 на газ, безусловно, позволит уменьшить выбросы твердых частиц (зола), уменьшить образование золошлаковых отходов, вернуть городу золоотвалы после их рекультивации, сократить загрязнение атмосферы оксидами азота и серы, уменьшить выбросы парниковых газов. Однако при этом существенно возрастет себестоимость

производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ-2, что неминуемо приведет к росту тарифа в целом по компании, а для потребителей к существенному росту коммунальных услуг.

Вопросы повышения энергоэффективности и экологической безопасности ТЭЦ-2 должны решаться по нескольким направлениям (рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 Направления повышения энергоэффективности и экологической безопасности ТЭЦ-2

Анализ технических решений показал, что вопрос существенного снижения воздействия ТЭЦ-2 на экологию города Алматы может быть решен по ряду направлений [1, 3]:

1. Полный перевод ТЭЦ-2 на газ;

2. Строительство высокоэффективной бинарной ПГУ, работающей на газе, с переводом существующего оборудования ТЭЦ-2 на работу только в зимний период по тепловому графику (существенное снижение величины сжигания твердого топлива);

3. Улучшение очистки дымовых газов от золовых частиц, оксидов азота, оксидов серы.

Кроме повышения экологической безопасности в первом и втором случае повышается эффективность работы ТЭЦ-2.

Вопрос повышения энергоэффективности работы ТЭЦ-2 и снижения воздействия на экологию г.Алматы при работе на твердом топливе может быть решен за счет:

1. Оптимизации загрузки параллельно работающего оборудования и автоматизации процессов планирования и анализа потребления топлива на ТЭЦ-2;

2. Модернизации паротурбинного и котельного оборудования (доведение паропроизводительности котлов ст.№1-7 до 420 т/ч, модернизация топливосжигающих устройств, систем подавления образования оксидов азота) ТЭЦ-2;

3. Существенного снижения расхода электроэнергии на собственные нужды;

4. Работа ТЭЦ-2 по тепловому графику (снижение величины сжигания твердого топлива) с замещением недовыработки электроэнергии от Экибастузских ГРЭС (АО «Самрук-Энерго») [2];

АО «АлЭС» является субъектом естественной монополии по производству тепловой энергии и включено в Республиканский раздел Государственного регистра, кроме того занимает доминирующее положение по поставкам электроэнергии в Алматинском регионе и г. Алматы. При этом ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и ЗТК работают совместно по обеспечению тепловых потребителей города, и каждый из теплоисточников имеет схемную возможность принять на себя дополнительную тепловую нагрузку в случае снижения ее на других теплоисточниках.

Таким образом, в настоящее время создана схема централизованного теплоснабжения г.Алматы с развитыми протяженными тепловыми сетями на основе базового теплоисточника (ТЭЦ-2) с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии в традиционных паросиловых установках (ПСУ), рассчитанных на сжигание дешевого Экибастузского угля. Теплоисточники, использующие природный газ (ТЭЦ-1 и ЗТК), работают только в отопительный период [1, 3]. Эффективность работы этой системы подтверждается сравнительно низкой себестоимостью и, соответственно, более низкими тарифами на отпускаемую тепловую энергию по сравнению с другими поставщиками тепла по городу Алматы (меньше на 35-50 %) [1]. Поэтому к вопросу технического перевооружения ТЭЦ-2 нужно подходить с учетом сложившихся связей ТЭЦ-2 с другими теплоисточниками.

1.2. Применение газотурбинных и парогазовых технологий при техническом перевооружении ТЭЦ-2

Современные парогазовые установки (ПГУ) характеризуются низким уровнем вредных выбросов в атмосферу. Выработка значительной доли мощности газотурбинной установкой обеспечивает меньшие потребности ПГУ в охлаждающей воде и меньшее тепловое загрязнение окружающей среды по сравнению с паротурбинными энергоблоками равной мощности [4, 5]. Существенным достоинством ПГУ являются меньшие удельные капитальные затраты. Сравнительно малые габариты ГТУ делают не только привлекательным, но и реальным преобразование существующих паротурбинных энергоблоков в процессе их реконструкции в ПГУ путем их надстройки ГТУ в пределах существующих строительных конструкций. При довольно большой единичной мощности и высокой экономичности ПГУ также обладают высокой маневренностью, что позволяет использовать их в равной мере для покрытия как базовой, так и переменной частей графиков нагрузки [5, 6].

Источником теплоты для производства пара и внешних потребителей на ТЭЦ с ГТУ служат выхлопные газы газовой турбины. В зависимости от тепловой схемы комбинированная выработка электроэнергии и теплоты осуществляется на парогазовых (ПГУ-ТЭЦ) или на газотурбинных (ГТУ-ТЭЦ) теплоэлектроцентралях.

Тепловые схемы ПГУ-ТЭЦ с КУ можно разделить условно на три группы [4, 5].

В первой группе теплота выходных газов ГТУ используется в КУ для генерации пара двух или трех давлений, который направляется в теплофикационные паровые турбины типа Т или ПТ. На рисунке 1.1 представлена схема ПГУ ТЭЦ с пиковыми сетевыми подогревателями.

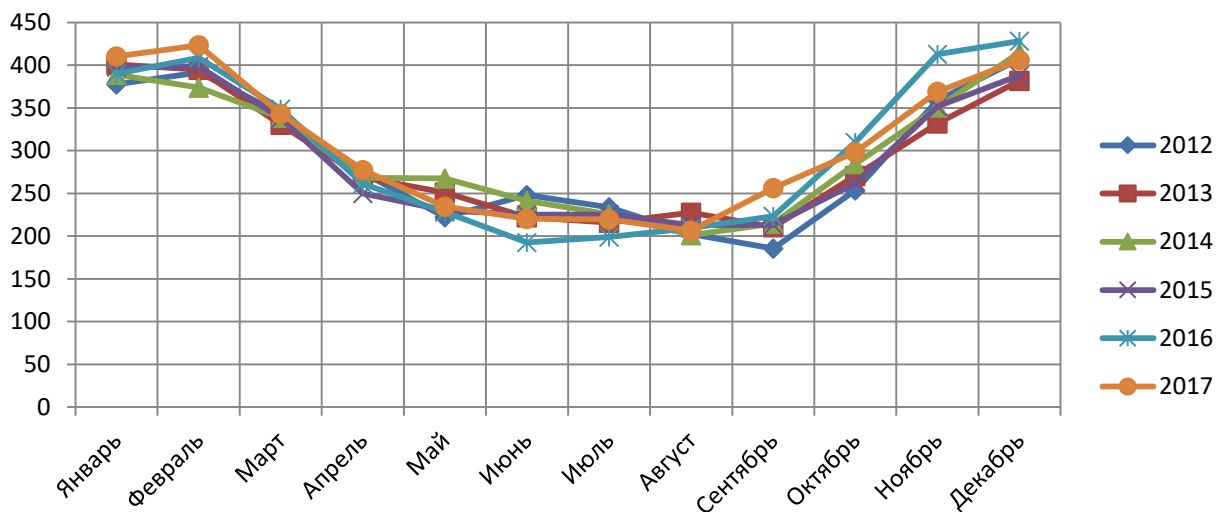


Рисунок 1.3 Динамика изменения средней электрической мощности ТЭС-2 в течение года (2012-2017 гг.), МВт

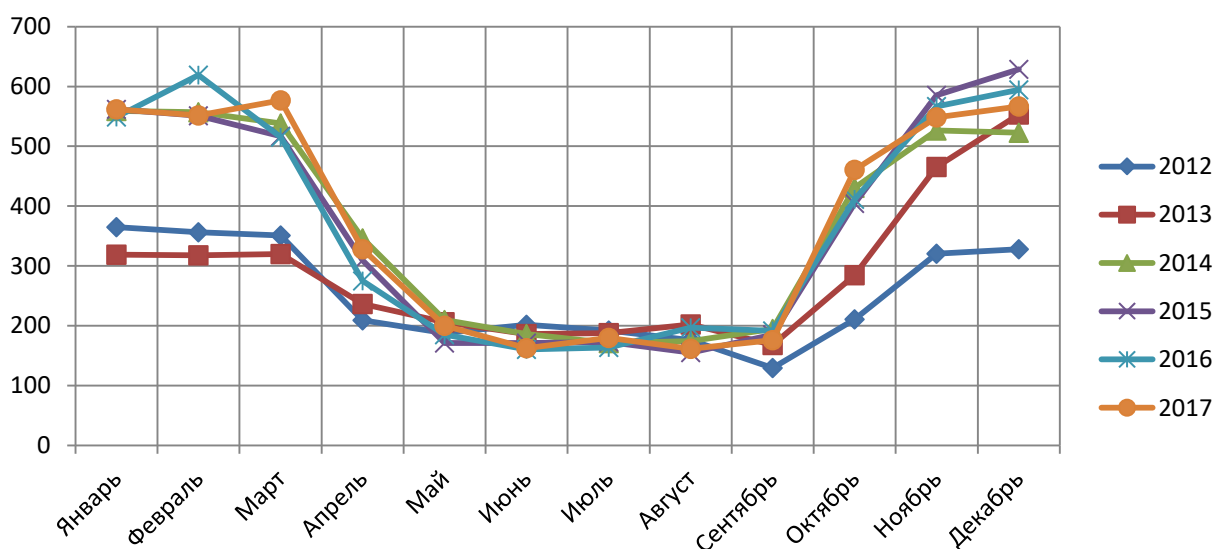


Рисунок 1.4 Динамика изменения средней тепловой мощности ТЭС-2 в течение года (2012-2017 гг.), МВт

С учетом собственных нужд станции производство тепла в летний период может находиться на уровне 210-220 Гкал/ч. Об этом свидетельствуют отчетные данные ТЭС-2 за 2017 г. (рисунок 1.5).

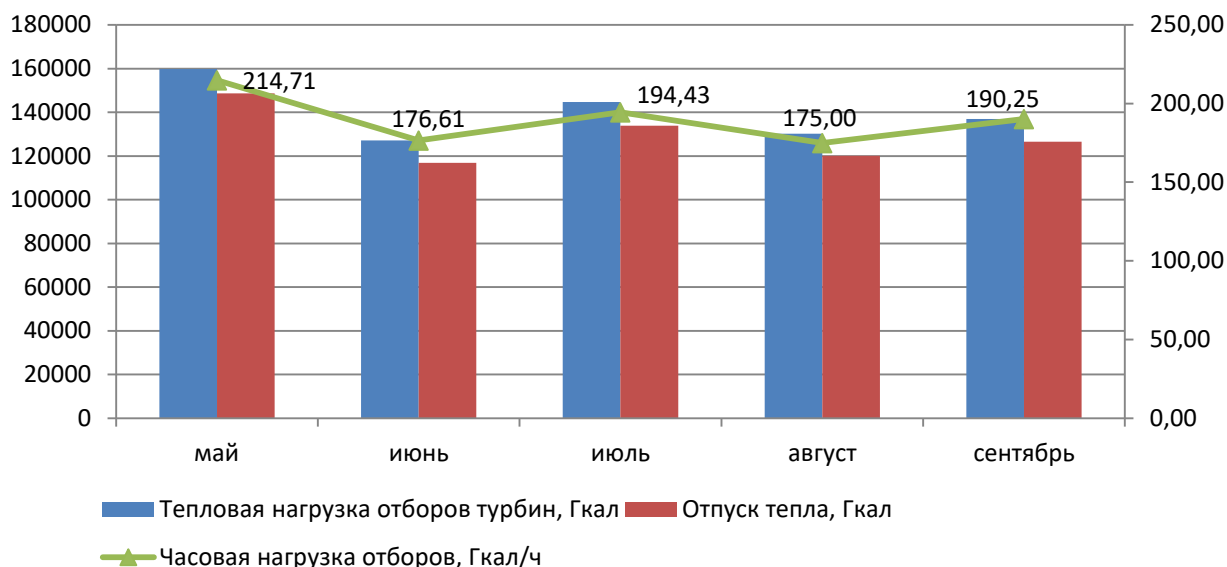


Рисунок 1.5 Производство тепла на ТЭС-2 в летний период

Для эффективной работы ПГУ по комбинированному циклу с выработкой тепла и электроэнергии в течение года, электрическая мощность ПГУ должна находиться на уровне 220-250 МВт, тепловая мощность ПГУ должна быть принята нагрузке горячего водоснабжения зоны ЦТ АО «АлЭС» на уровне 180-200 Гкал/час. При этом в неотапительный период существующая часть ТЭС-2, работающая на угле, будет выведена из работы, а в зимний период существующая часть ТЭС-2 будет работать по тепловому графику, обеспечивая покрытие тепловых нагрузок отопления и вентиляции города.

Анализ фактических данных по нагрузке ГВС в последние годы и перспектив развития системы теплоснабжения, свидетельствуют о том, что электрическая мощность в летнем режиме и в перспективе будет находиться на уровне 250-300 МВт, а тепловая может возрасти до уровня 300-400 Гкал/час.

Исходя из требуемой мощности ПГУ и соотношения электрической мощности ГТУ к электрической мощности ПСУ примерно 2:1 диапазон мощностей газовых турбин должен находиться в пределах от 50 до 110 МВт. В связи с тем, что планируется останов существующей части ТЭС-2 в летний период, моноблоки мощностью более 200 МВт не рассматривались ввиду низкой надежности такой схемы при работе в летний период. Второй и самый важный вопрос при выборе оборудования ПГУ – обеспечение тепловой нагрузки не менее 180 Гкал/час. Такая тепловая мощность может быть обеспечена при электрической мощности 220-250 МВт для большинства схемных решений только при отключенной паровой турбине.

Возможно применение схемы с одноконтурным котлом утилизатором и сетевым подогревателем, который позволит несколько увеличить тепловую мощность ПГУ блока, с некоторым снижением суммарной электрической мощности.

В качестве газовых турбин могут рассматриваться газовые турбины «General Electric» мощностью от 50 до 115 МВт (таблицы 1.1 и 1.2.).

Машины семейства LM6000-PF/PF+ (энергетические газовые турбины авиационного типа) обеспечивают быстрый набор нагрузки, пятиминутный запуск, позволяют следовать за нагрузкой потребителя с высокой эффективностью и готовностью, а также модульным подходом к обслуживанию установки, однако при высоком КПД имеют достаточно низкую температуру выхлопа не более 500 °С [8].

Таблица 1.1 Характеристики авиационных турбин GE

Параметры	LM6000-PF Sprint 25	LM6000- PF+	LM6000-PF+ Sprint
Частота сети (Гц)	50	50	50
Мощность по ISO (МВт)	49,6	52,1	57,7
Удельный расход теплоты, брутто (кДж/кВт*ч)	8,580	8,656	8,803
КПД брутто (%)	42,0%	41,6%	40,9%
Температура выхлопа (°С)	459	500	486
Энергия выхлопа (10 ⁶ кДж/ч)	233	258	273
Минимальная нагрузка ГТ (%)	50%	50%	50%
Скорость набора нагрузки ГТ (МВт/мин)	50	50	50
NO _x (ppm) (15% O ₂)	25	25	25
CO (ppm) (15% O ₂)	25/70	25/25	25/25
Время выхода на полную мощность (мин)	5	5	5
Мощность нетто в простом цикле (МВт)	48,3	50,6	55,1

Энергетические газовые турбины GE работают в простом и комбинированном циклах, предлагая решения для генерации электричества, когенерации, теплоснабжения и механического привода [8].

Таблица 1.2 Характеристики энергетических турбин GE

Параметры	6F.01	6F.03
Частота сети (Гц)	50/60	50/60
Мощность по ISO (МВт)	51	81
Удельный расход теплоты, брутто (кДж/кВт*ч)	9,425	9,942
КПД брутто (%)	38.2%	36.2%
Температура выхлопа (°С)	597	620
Энергия выхлопа (10 ⁶ кДж/ч)	294	502
Минимальная нагрузка ГТ (%)	40%	52%
Скорость набора нагрузки ГТ (МВт/мин)	12	7
NO _x (ppm) (15% O ₂)	25	15
CO (ppm) (15% O ₂)	9	9
Время выхода на полную мощность (мин)	12	29
Мощность нетто в простом цикле (МВт)	51	80

Из всего типоразмерного ряда для ПГУ надстройки ТЭЦ-2 заданных параметров подходит только газовая турбина SGT-800 мощностью от 50 до 62 МВт в зависимости от модификации. Следует сказать, что данная турбина

имеет высокую температуру выхлопа (модификация мощностью 62 МВт – 596 °С).

Из продуктовой линейки турбин, выпускаемых Ansaldo Energia, интерес представляют турбины серии V64.3 (ранее выпускалась Siemens) мощностью 77 МВт. Также хорошими характеристиками и соответствующей мощностью обладают газовые турбины HITACHI. Мощность ГТУ Н-80 в простом цикле составляет 97,7 МВт, КПД – 36,5 %. Мощность ГТУ Н-100 в простом цикле составляет 116 МВт, КПД – 38,3 %.

В качестве котлов утилизаторов могут выступать установки тепловой производительности от 45 до 130 Гкал/час. Для ГТУ мощностью 45-55 МВт может быть установлен котел-утилизатор КУВ-46,4-130 производства «Красный котельщик» ТКЗ (таблица 1.3). Поверхности нагрева выполнены в виде законченных блок - модулей, полностью собранных на заводе-изготовителе. В состав блок - модулей входят потолочная обшивка с внутренней изоляцией с облицовкой.

Таблица 1.3 Характеристики котла-утилизатора КУВ-46,4-130

Модель	КУВ-46,4-130
Компоновка котла	горизонтальный
Расход воды, т/ч	662
Расход газов за двигателем, нм3/ч	598017,6
Теплопроизводительность, Гкал/ч	40
Аэродинамическое сопротивление котла, Па	2500
Гидравлическое сопротивление котла, МПа	0,3
Давление воды, МПа	1,6
Температура воды на входе, °С	70
Температура воды на выходе, °С	130
Температура газов после двигателя, °С	449,9
Температура уходящих газов, °С	124

ПАО «Машиностроительный Завод «ЗИО-Подольск» предлагает КУВ: КУВ-60/150, КУВ-71-250, КУВ-117-140/250 (таблица 1.4).

Таблица 1.4 Характеристики котлов утилизаторов «ЗИО-Подольск»

Наименование показателя	Размерность	КУВ-117-140/250	КУВ-71-250	КУВ-60/150
Нагрузка ГТУ	%	100	100	100
Температура наружного воздуха	°С	15	-31	15
Тепловая мощность КУВ	МВт(Гкал/ч)	117(100)	71(61)	60(50)
Давление воды на выходе из КУВ (абс)	МПа	2,5	2,5	2,5
Температура воды на входе в КУВ	°С	70	70	70
Температура воды на выходе из КУВ	°С	150	104	150

Наименование показателя	Размерность	КУВ-117-140/250	КУВ-71-250	КУВ-60/150
Расход сетевой воды	т/ч	1285	1424,45	1420
Температура уходящих газов из КУВ	°С	90	100	99
Аэродинамическое сопротивление газового тракта КУВ	Па	2121	1500	2600
Расход выхлопных газов ГТУ	кг/с	214,6	129,9	143
Температура выхлопных газов ГТУ	°С	605,2	549,7	523

Результаты расчета оценки технико-экономических показателей ГТУ ТЭЦ для трех вариантов состава оборудования представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 Результаты расчета технико-экономических показателей ГТУ ТЭЦ

Газовая турбина	4*SGT-800, Siemens	4*LM6000-PF+ Sprint	4*ALSTOM GT8C2
Мощность по ISO (МВт)	50,5	57,7	56,3
Удельный расход теплоты, брутто (кДж/кВт*ч)	9407	8803	10635
КПД брутто (%)	38,30%	40,90%	33,90%
Температура выхлопа (°С)	553	486	508 °С
Расход топлива (кг/с)	2,82	3,02	3,55
Теплота сгорания топливного газа (ккал/кг)	11173,00	11173,00	11173,00
Подведенное тепло в ГТ (Гкал)	113,53	121,47	142,99
Расход выхлопных газов (кг/с)	134,2	156	197
Тепловая нагрузка, Гкал/час	52,3	50	64
Доля теплоты, отнесенная на внешнего потребителя	0,461	0,412	0,448
Доля топлива, отнесенная на производство электрической энергии	0,530	0,580	0,543
Коэффициент снижения электрической мощности ГТУ за счет установки котла утилизатора	0,989	0,989	0,989
КПД ГТУ – ТЭЦ по выработке электроэнергии	0,715	0,697	0,617
Доля расхода электроэнергии на собственные нужды	5,000	5,000	5,000
КПД ГТУ – ТЭЦ по отпуску электроэнергии	0,679	0,663	0,586
Удельный расход топлива на производство электроэнергии,	181,13	185,64	209,81

Газовая турбина	4*SGT-800, Siemens	4*LM6000-PF+ Sprint	4*ALSTOM GT8C2
г у.т./кВт*ч			
Удельный расход топлива на производство тепла, кг у.т./Гкал	145,8	145,8	145,8
Коэффициент использования теплоты топлива, %	0,84	0,82	0,78

Как видно из представленных данных проекты показывают хорошие ТЭП, однако они имеют недостаток, связанный с отсутствием производства пара низких параметров для обеспечения собственных нужд станции и подготовки подпиточной воды в летний период.

Для обеспечения потребности в паре в котлах утилизаторах должен быть предусмотрен паровой контур с параметрами 1,5 МПа, 295 °С или установлен паровой котел паропроизводительностью порядка 20 т/ч.

Анализ различных проектов с ПГУ и ГТУ показывает, что средняя удельная стоимость реализации проекта 1200 долл./кВт, тогда капитальные затраты на установку ГТУ ТЭЦ тепловой мощностью 200 Гкал/час составят порядка 100 млрд.тенге.

1.3. Обзор технологий газоочистки

При комплексном решении задачи по очистке дымовых газов от золовых частиц, оксидов азота и оксидов серы [9,10,11] необходимо провести реконструкцию газового тракта за котлом с демонтажем оборудования системы золоочистки и удаления дымовых газов.

Для обеспечения самых жестких требований по выбросам золовых частиц необходима установка рукавных фильтров. Рукавные фильтры представляют собой набор модулей, формирующих типоразмерный ряд фильтров с площадью фильтрования от 800 до 16000 м², с расчетной производительностью по очищаемому газу от 70000 до 1380000 м³/ч.

Процесс фильтрации осуществляется через дополнительный фильтрующий слой и фильтровальный материал.

Исходя из температуры, влажности, состава очищаемых газов и вида пыли, фильтровальные материалы подбираются по устойчивости к высоким температурам, стойкости к кислотам и щелочам, стойкости к гидролизу, воздухопроницаемости, размеру пор материала, устойчивости к деформациям. Такое оснащение фильтра приводит к уменьшению остаточного содержания пыли в очищенном газе, росту химической стабильности, улучшению пылеотделения от материала фильтра, снижению электростатического заряда, повышению температуры самовозгорания материала фильтра, стойкости к воздействию искр.

В настоящее время конструкции рукавных фильтров и ассортимент производимых фильтроматериалов позволяют применять их в любых отраслях промышленности. Применение рукавных фильтров также обусловлено, с одной стороны, постоянно возрастающими требованиями к защите окружающей среды, с другой – высокими технико-экономическими показателями и надёжностью работы.

Остаточная запыленность газа после рукавного фильтра находится в пределах 10-50 мг/м³. Стойкость фильтровальных элементов при правильно подобранных материалах составляет более 4 лет круглосуточной эксплуатации. Температурная стойкость современных фильтроматериалов достигает 250-500 °С, а их специальная пропитка и термическая обработка придает им не только химическую стойкость, но и масло-, влагоотталкивающие свойства.

Преимущества рукавных фильтров по массогабаритным показателям и остаточной запыленности позволяют им конкурировать с электрофильтрами.

Кроме того, применение рукавных фильтров позволяет производить очистку газов и от некоторых химических компонентов, в частности, от оксидов серы. По технологии NID - новой интегрированной десульфурации, внедрённой на ряде ТЭС Польши, она осуществляется путём введения в газовый поток перед рукавным фильтром растворов или водных суспензий сорбентов, которые связывают сернистые соединения и улавливаются рукавными фильтрами.

Рукавные фильтры имеют меньшие габариты и массу, чем электрофильтры, и поэтому легко встраиваются в существующие корпуса электрофильтров, что позволяет снизить их стоимость на 15 - 20 % при одновременном снижении стоимости СМР и сокращении сроков строительства. Рукавные фильтры имеют простую конструкцию, высокую надёжность и не требуют высококвалифицированного персонала для обслуживания. Необходимо отметить также тот факт, что стоимость рукавных фильтров в 3-5 раз ниже стоимости электрофильтров аналогичной производительности.

В отличие от электрофильтра работа рукавного фильтра не зависит от электрических свойств золы. Применение рукавных фильтров для очистки дымовых газов, например, при сжигании Экибастузских углей, позволяет решать проблему улавливания высокоомной золы, но реальный срок службы рукавов составляет 2-2,5 года и эксплуатационные затраты в связи с этим резко возрастают.

Низкий срок службы рукавов связан с высокой абразивностью золы Экибастузских углей (до $1,98 \times 10^{-11}$ м²/кг) и повышенной её концентрацией (до 90-100 г/нм³) перед входом в рукавный фильтр.

Механический износ также зависит от способа очистки рукавов и от их исполнения: с каркасом или без него. В первом случае очистка рукавов осуществляется через специальное устройство импульсной струей воздуха, во втором - продувкой обратным потоком. В обоих случаях после очистки

гидравлическое сопротивление рукава снижается, и при восстановлении процесса фильтрации на поверхности фильтровального материала нарастает новый слой частиц золы и гидравлическое сопротивление также растет.

Наличие металлического каркаса в конструкции фильтров с импульсной продувкой в большей степени влияет на эффект механического износа, так как рукава для фильтра с обратной продувкой вместо каркаса имеют вшитые металлические кольца.

Для одинаковой производительности, фильтры с обратной продувкой имеют площадь фильтрования в 3-4 раза больше и, соответственно, их габариты существенно больше рукавных фильтров с импульсной продувкой. Это практически исключает возможность использования фильтров с обратной продувкой, несмотря на преимущества по механическому износу рукавов.

Возможность работы с меньшей удельной нагрузкой рукавных фильтров с импульсной продувкой реализуется при применении гофрированного фильтровального материала МФ-3Д.

Специализированные предприятия, такие как Спейс-Мотор (Россия), Alstom (Швеция), КОНДОР ЭКО-СФ НИОГАЗ (Россия), Dantherm Filtratio, ZVVZ-Enven Engineering (Чешская Республика), Ранком Энерго (Россия), LUEHR FILTER (Германия) и многие другие обладают богатым опытом в проектировании и строительстве газоочистных систем, таких как электрофильтры различных конструкций (сухие, мокрые, горизонтальные, вертикальные), и рукавных фильтров различных марок. Данные газоочистные аппараты успешно работают на промышленных предприятиях мира: Казахстан, Китай, Дания, Англия, Финляндия, Франция, Германия, Польша, Швеция, Таиланд, Украина, Вьетнам, США.

Конструктивное исполнение промышленных (рукавных) фильтров весьма разнообразно. Основные классификационные признаки: тип фильтрующих элементов, из которых формируется поверхность фильтрации; система регенерации фильтровального материала и тип устройства регенерации.

В промышленных фильтрах тканевых и из нетканых материалов применяются два основных типа фильтрующих элементов: бескаркасные и с каркасом, обтянутым тканью или нетканым материалом.

Применение бескаркасных элементов предполагает подачу фильтруемого газа внутрь рукава в сохранение формы элемента вследствие подпора давления в нем. Применение жесткого каркаса в конструкции фильтрующего элемента позволяет придавать последнему любую форму – цилиндрическую, плоскую, клиновую, звездчатую и другую, сохраняемую неизменной в процессе фильтрации и регенерации; поддерживать постоянное натяжение фильтрующего материала за счет плотного крепления его на каркасе, а также осуществлять фильтрацию газа, подавая его снаружи внутрь фильтруемого элемента.

К недостаткам цилиндрических фильтрующих элементов следует отнести сложность раскроя и пошива фильтрующего материала, закрепления и герметизации его краев на каркасе. В аппаратах с жесткокаркасными элементами стенки необходимо выполнять съемными или предусматривать в них большие проблемы для извлечения элементов, что затрудняет герметизацию корпуса.

Наиболее передовым способом регенерации фильтров является процесс импульсной продувки, разработанный фирмой MikroPul, который в настоящее время уже применяется в качестве стандартного. При этом рукава фильтра продуваются снаружи внутрь, а опорная корзина придает рукаву необходимую устойчивость. Регенерация на установках с импульсной продувкой осуществляется за счет интенсивного воздействия воздушной струи, которая обеспечивает раздувание рукава, удаляет фильтровальный осадок на фильтре за счет передачи импульса и изменяет направление воздушного потока на короткое время. В большинстве случаев регенерация может производиться и «на ходу» - в ходе рабочего цикла фильтрования.

В промышленных фильтрах регенерацию проводят по двум основным принципам:

- изменение направление хода газа через фильтровальный материал – обратная продувка, во время которой происходит выдувание уловленной пыли из ткани;

- разрушение пылевого слоя на фильтровальном материале его деформацией различными способами – встряхивание рукавов; встряхивание может производиться как с помощью механизмов, так и воздействием на ткань аэродинамических сил и звуковых импульсов.

Обратная продувка – более универсальное средство, так как при любой обратной продувке происходит одновременно и некоторая деформация пылевого слоя, т.е. имеется определенный эффект механического разрушения этого слоя.

Современные рукавные фильтры снабжены системами регенерации, включающими устройства обратной продувки или сочетающими устройства обратной продувки с устройствами для встряхивания рукавов.

Фильтры с посекционной системой регенерации фильтровального материала характеризуются тем, что регенерации подвергается целая секция многосекционного фильтра. На период регенерации секцию отключают от подачи в нее газа.

В фильтрах с поэлементной системой регенерации обратной продувке подвергают не всю секцию фильтра, а последовательно отдельные фильтрующие элементы или их группы.

Конструктивное исполнение фильтров с поэлементной продувкой сложнее, чем фильтров с посекционной продувкой, вследствие введения каркасных фильтрующих элементов, устройства сложных подвижных систем внутри фильтров и т.д.

Существенное преимущество поэлементной системы регенерации состоит в том, что она весьма интенсивна, так как воздействует непосредственно на запыленные участки ткани и поэтому продолжительность регенерации значительно сокращается по сравнению с посекционными способами, а это в свою очередь ведет к сокращению количества продувочного газа. Регенерацию ткани осуществляют, не прекращая подачи запыленного газа в фильтр пыли в отдельные его участки.

При этом на регенерацию и очистку продувочного газа отвлекается незначительное число элементов и таким образом эффективно используется вся фильтрующая поверхность.

Интенсификация процесса регенерации позволяет использовать в фильтрах с поэлементной системой регенерации плотные фильтровальные материалы (например, войлоки), которые в фильтрах с посекционной продувкой регенерировать трудно или невозможно, а также дает возможность повысить нагрузки на ткань.

Сравнительная характеристика электрофильтра и рукавного фильтра представлена в таблице 1.6.

Таблица 1.6 - Сравнительная таблица газоочистных фильтров

Электрофильтр	Рукавный фильтр
Низкое гидравлическое сопротивление (200 Па) (+)	Высокое гидравлическое сопротивление (2200 Па) (-)
Проскок частиц в поле коронного разряда и в конструкции всего электрофильтра (в последнем бункере, а также проскок при встряхивании одного электрода) (-)	Проскок частиц практически отсутствует (+)
Запирание коронного разряда на первом и следующих полях электрофильтра (-)	По мере роста слоя пыли на фильтроматериале растет гидравлическое сопротивление аппарата, что приведет к «запиранию» фильтра (-)
В строении фильтра имеются движущиеся части (отбивные молотки, крепления коронирующего и осадительного электродов, механизмы встряхивания), что часто приводит к поломке (-)	Нет движущихся частей, что повышает надежность в эксплуатации. (+)
Электрофильтры имеют сложную конструкцию, требуют высококвалифицированный персонал при обслуживании, часто требуют ремонта из-за движущихся частей (-)	Имеют простую конструкцию, высокую надежность в работе и не требуют высококвалифицированного персонала для обслуживания (+)
Имеют большие габариты и как правило очень тяжелые (-)	Имеют небольшие габариты и массу, чем электрофильтры таких же габаритов (+)
Для замены и ремонта элементов электрофильтров, необходимо остановить работу всего блока, чтобы устранить поломку.(-)	Легкость замены и ремонта элементов без останова основного оборудования (+)
Температура очищаемых газов до 160 °С (-)	Температура очищаемых газов до 400 °С (+)

Электрофильтр	Рукавный фильтр
(-)	За счет существенного снижения металлоемкости капитальные затраты на строительство составляют 50-65 % от стоимости установок с электрофильтрами
Удельный расход электроэнергии на очистку 1000 м ³ газа составляет 1 кВт/ч (-)	Удельный расход электроэнергии на очистку 1000 м ³ газа составляет 0,5 кВтч (+)
(-)	Время на монтаж и ввод в эксплуатацию значительно меньше, что является критически важным, при проведении реконструкции, требующих остановки основного технологического оборудования (+)
Чувствительны к электрофизическим свойствам пыли и входной запыленности (-)	Нечувствительны к электрическим свойствам пыли и входной запыленности (+)
Срок службы осадительных и коронирующих электродов 1 год (потом возможна замена на новые) (-)	Срок службы рукавов (5 лет до замены рукавов). (+)
(-)	Использование фильтров снимает проблемы с износом колес дымососов, а также исключает коррозию дымовых труб. (+)
Аварийное отключение одного полуполя приводит к увеличению общего выброса золы на 20-30 % (-)	При отключении одного полуполя, три остаются в работе, тем самым обеспечивая неизменную степень очистки дымовых газов. (+)
Слой золы с высоким удельным сопротивлением, осевшей на осадительных электродах, является эффективным изолятором, что приводит к росту потенциала на осевшей пыли, тем эффективность золоуловителя снижается (-)	Слой золы, осевшей на рукаве является дополнительным фильтрующим слоем, затем при продувке вся пыль осыпается (+)
Достигается выходная запыленность 200 мг/нм ³ (+)	Достигается выходная запыленность 50 мг/нм ³ (++)
Срок службы не менее 15 лет (-)	Срок службы не менее 25 лет (+)

Фильтры ЗАО «АЛЬСТОМ Пауэр Ставан», позволяют достичь гарантированную выходную запыленность не более 50 мг/нм³. Фильтры обеспечивают эффективность золоулавливания не хуже 99,9 % при входной концентрации более 54 г/нм³. Характеристики однокорпусного фильтра представлены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 Характеристики однокорпусного фильтра

Количество корпусов	1
Количество фильтровальных секций на корпус	8
Потеря давления между входным и выходным фланцем при расчетной нагрузке	1800 Па

Общее количество рукавов и каркасов	8*387
Длина рукавов и каркасов	10 м
Общая площадь фильтрации	12384 м ²
Расход сжатого воздуха на регенерацию рукавов	540 нм ³ /час
Расход сжатого воздуха на регенерацию рукавов максимальный	1200 нм ³ /час
Давление сжатого воздуха	7,5 бар
Срок службы рукавов	2 года
Энергопотребление номинальное	130 кВт

Компания АО «СПЕЙС-МОТОР» предлагает специализированные рукавные золоуловители для очистки дымовых газов угольных котлоагрегатов ТЭС, угольных котельных. Эти аппараты созданы специально для работы в проектах реконструкции угольных энергоблоков для наиболее эффективного улавливания летучей золы (с заменой устаревших золоуловителей). Разработанные компанией «СПЕЙС-МОТОР» крупногабаритные рукавные золоуловители помогают достичь существенных снижений капитальных, а также эксплуатационных затрат. Рукавные золоуловители созданы на базе рукавных фильтров, предназначенных для замены выработавших свой ресурс электрофильтров на мощных энергоблоках. Срок службы аппаратов – не менее 25 лет.

Остаточная запыленность после применения золоуловителей АО «СПЕЙС-МОТОР» находится в пределах 10-20 мг/м³, это в 5-6 раз меньше, чем остаточная запыленность на выходе из электрофильтра. Оборудование поставляется в виде сборочных единиц в автотранспортных габаритах. Конструкторские решения позволяют выполнять монтаж оборудования за кратчайшие сроки.

По экспертной оценке специалистов «ОРГРЭС» замена действующего на котлах №1-8 газоочистного оборудования с установкой рукавных фильтров, систем серо и азотоочистки с учетом СМР, составит не менее 100 млрд.тенге. Срок поэтапной реконструкции без учета разработки ТЭО и ПСД 3 года.

1.4.Выводы по главе и постановка задачи исследования

Программа стратегического развития ТЭЦ-2 обсуждается уже несколько лет, она неразрывно связана с перспективами развития системы централизованного теплоснабжения города. 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, 12, 13]. Перевод существующих котлов на газ 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 (такой вариант в настоящее время прорабатывает Институт КазНИПИЭнергопром). В этой связи достаточно привлекательным направлением развития энергокомплекса ТЭЦ-2, при наличии стабильных поставок газа, является строительство ГТУ надстройки, работающей на газе, причем установленная мощность надстройки должна обеспечить возможности ее работы в течение всего года. Как показал предварительный экономический анализ и выполнение ГТУ надстройки и реконструкция газоочистного оборудования и реконструкция всех котлов для перевода станции на газ очень затратные мероприятия.

При этом ТЭЦ-2 сегодня работает со значительной долей выработки электроэнергии по конденсационному циклу, что приводит к увеличению удельных расходов топлива и соответственно при росте производства тепла и электроэнергии к росту выбросов вредных веществ в атмосферу.

Снижение производства электроэнергии и перевод ТЭЦ-2 на работу по тепловому графику позволит снизить расходы топлива, снизить выбросы, продлить на некоторое время ресурс оборудования (за счет меньшей загрузки) и обеспечить при этом надежность теплоснабжения.

Поэтому целью работы является оценка возможностей снижения негативного влияния ТЭЦ-2 АО «АлЭС» на экологию г. Алматы при переводе ТЭЦ-2 на работу по тепловому графику.

2. Исследование режимов работы ТЭЦ-2 для снижения негативного влияния ТЭЦ-2 АО «АлЭС» на экологию г.Алматы

2.1 Использование энергетических характеристик оборудования ТЭЦ-2 для расчета режимов работы теплофикационных турбоустановок.

Определение характеристик оборудования и режимов работы станции осуществляется по нормативным энергетическим характеристикам. По нормативным характеристикам определяется и минимальная мощность турбины и ТЭЦ в целом при работе по тепловому графику.

Под нормативной мощностью турбоагрегата при работе его по тепловому графику нагрузок понимается электрическая мощность турбоагрегата при работе его с заданной тепловой нагрузкой и минимальным (установленным заводом-изготовителем) расходом пара в конденсатор [14]. При расчете показателей энергоэффективности ТЭЦ и определении удельных расходов топлива характеристики оборудования удобно представлять в виде таблиц и графиков.

В таблице 2.2 представлена энергетическая характеристика котлов БКЗ-420-140-7С ст.№1-7 Алматинской ТЭЦ-2 (без учета поправок), а на рисунке 2.1 зависимость КПД котельного агрегата от тепловой нагрузки.

Таблица 2.2 Энергетическая характеристика котлоагрегата БКЗ-420-140 ст. № 1-7

Показатели	Паропроизводительность, т/ч				
	260	300	340	380	420
Q ₀	152,591	176,023	199,484	223	246,402
КПД	87,0227	87,4955	87,529	87,1096	86,2877
q ₂	4,86941	5,46186	5,86763	6,09146	6,14964
q ₃	0	0	0	0	0
q ₄	7,3961	6,42018	6,04953	6,28565	7,10192
q ₅	0,64612	0,5602	0,49373	0,4424	0,39992
q ₆	0,06533	0,06533	0,06533	0,06533	0,06533
Г _{ух}	114,92	126,678	136,108	143,134	147,869
α ^{вэп}	1,38	1,33015	1,2996	1,28035	1,25989
α _{ух}	1,50806	1,45296	1,41182	1,38124	1,35591
Г _{ун}	9,08179	7,92517	7,49506	7,77733	8,71061
Г _{шл}	4,56105	4,66579	4,75023	4,81892	4,87599
Э _{пп}	24,165	21,8753	21,0862	20,9757	20,4911
Э _{тд}	12,4326	10,4414	9,66849	10,4294	9,54814

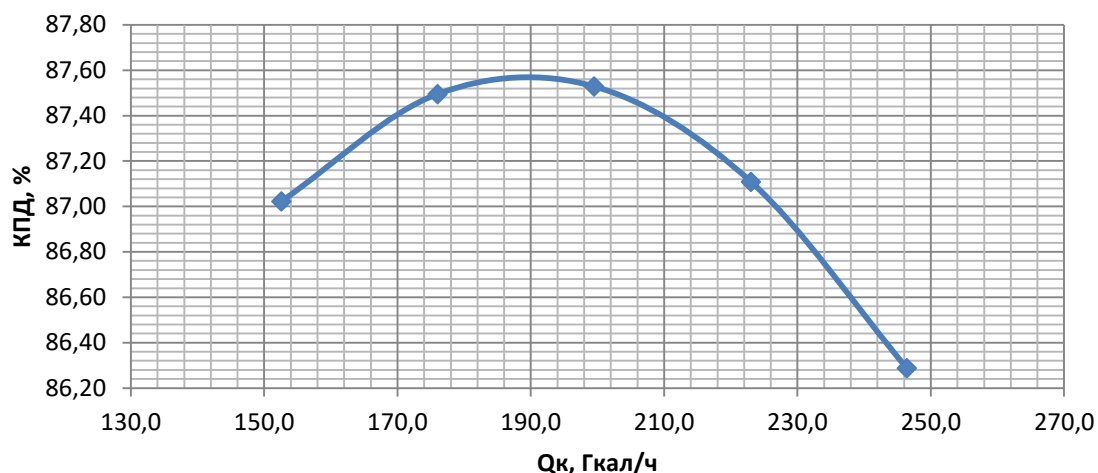


Рисунок 2.1 Зависимость КПД котельного агрегата от тепловой нагрузки

В таблице 2.3 представлена одна из основных характеристик паровой турбины, удельный расход теплоты (при двухступенчатом подогреве сетевой воды турбоагрегата ПТ-80/100-130/13 ст. №1-3), а на рисунке 2.2 эта же характеристика, но в графическом виде.

Таблица 2.3 Удельный расход теплоты при двухступенчатом подогреве сетевой воды турбоагрегата ПТ-80/100-130/13 ст. №1-3

	0	30	60	90	120	150
35	2547,78	2265,31	1980,46	1718,30	1379,63	1526,20
40	2449,83	2215,56	1962,15	1697,58	1406,11	1469,50
45	2366,02	2162,37	1935,69	1685,85	1431,12	1425,68
50	2296,50	2111,27	1906,36	1681,22	1454,73	1394,76
55	2240,53	2065,98	1878,08	1681,67	1477,06	1376,73
60	2196,66	2028,56	1853,46	1685,23	1498,22	1371,59
65	2162,97	1999,56	1833,92	1690,05	1518,35	1379,34
70	2137,27	1978,30	1819,92	1694,65	1537,64	1399,97
75	2117,39	1963,28	1811,14	1698,05	1556,26	1433,50
80	2101,40	1952,66	1806,84	1699,93	1574,42	1479,92
85	2087,99	1944,89	1806,19	1700,87	1592,37	1539,23
90	2076,75	1939,42	1808,70	1702,52	1610,35	1611,43
95	2068,56	1937,48	1814,72	1707,83	1628,65	1696,52
100	2065,91	1943,04	1825,97	1721,25	1647,56	1794,51
105	2073,38	1963,83	1846,15	1748,99	1667,40	1905,38
110	2098,02	2012,46	1881,58	1799,25	1688,51	2029,14

Зависимость удельного расхода теплоты представлена от условной мощности $N_T + 0,183Q_T + \sum \Delta N_{\text{попр}}$, МВт и нагрузки производственного отбора.

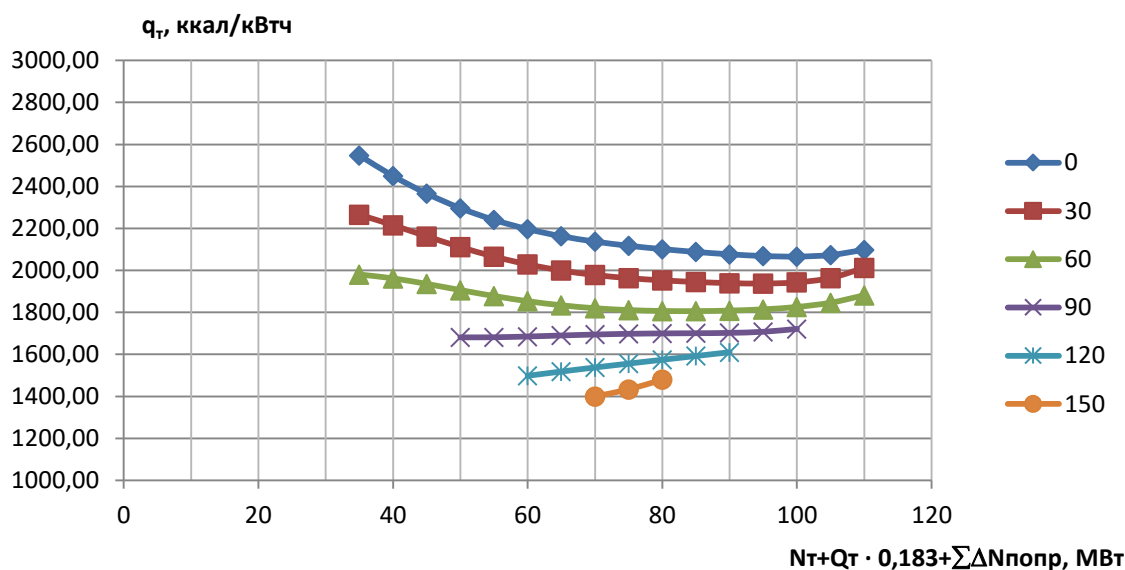


Рисунок 2.2 Зависимость удельного расхода теплоты от нагрузки отборов и мощности турбины

Многообразие режимов работы паровых турбин учитывается в энергетических характеристиках и для расчета удельных расходов топлива должно быть представлено в виде таблиц и графиков. Один из возможных режимов работы турбины ПТ-80-130 представлен в таблице 2.4 и на рисунке 2.3.

Таблица 2.4 Удельный расход теплоты при режиме только с производственным отбором турбоагрегата ПТ-80/100-130/13 ст. №1-3

	0	30	60	90	120	150
35	2550,2	2226,6	1885,0	1654,5	1326,7	425,9
40	2480,1	2201,2	1885,0	1624,6	1341,1	601,8
45	2426,9	2174,6	1885,0	1615,0	1361,7	762,7
50	2385,2	2148,0	1885,0	1620,7	1387,4	908,4
55	2351,5	2122,8	1885,0	1636,7	1417,1	1039,0
60	2323,9	2100,7	1885,0	1658,5	1449,9	1154,5
65	2300,7	2083,1	1885,0	1682,3	1484,6	1254,8
70	2281,1	2071,4	1885,8	1705,1	1520,2	1340,0
75	2264,2	2066,4	1894,3	1725,2	1555,6	1410,0
80	2249,5	2068,4	1897,5	1742,2	1589,8	1465,0
85	2236,6	2077,0	1901,5	1757,1	1621,6	1504,8
90	2225,2	2090,5	1912,4	1773,0	1650,1	1529,5
95	2215,1	2106,2	1936,3	1795,1	1674,1	1539,0
100	2206,0	2119,8	1979,2	1830,5	1692,6	1533,4
105	2197,8	2125,1	2047,3	1889,4	1704,6	1512,7

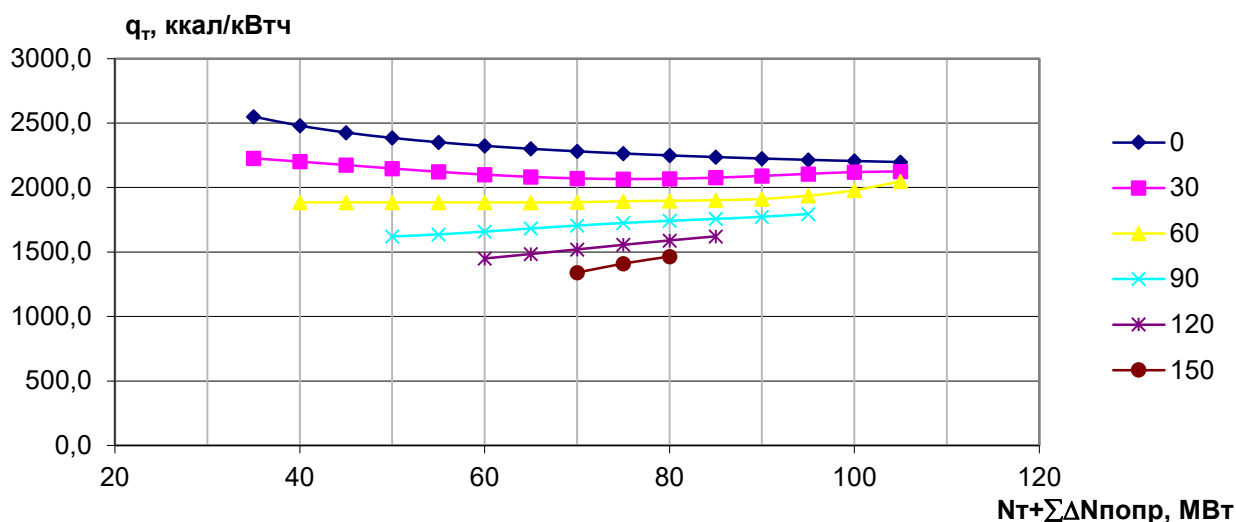


Рисунок 2.3 Зависимость удельного расхода теплоты от нагрузки отборов и мощности турбины (работает только производственный отбор)

Имея характеристики для всего парка оборудования, а также характеристики по потреблению электроэнергии и тепла на собственные нужды, представленные в виде таблиц или графических зависимостей можно просчитать номинальные удельные расходы топлива на отпущенную тепловую и электрическую энергию.

Расчет требует многократного обращения к энергетическим характеристикам оборудования, графикам, поправочным кривым. Имея табличные значения показателей или характеристики, представленные в виде упрощенных зависимостей в виде прямых или полиномов второго порядка, можно существенно сократить время расчета, а в последствие использовать уже готовый макет для планируемых или прогнозных режимов работы ТЭЦ.

В таблице 2.5 представлен расчет номинальных удельных расходов топлива на отпущенную тепловую и электрическую энергию за январь месяц 2020 г. В таблице 2.5 представлен полный расчет по турбинному оборудованию, по котельному оборудованию и в целом по ТЭЦ. В расчете учтены все поправки, которые предусмотрены в нормативной документации по топливоиспользованию. Часть параметров, представленных в таблице, рассчитывалось в целом по ТЭЦ, в соответствии с методологией принятой на ТЭЦ-2. Так же следует сказать, что при расчете номинальных удельных расходов топлива применяется физический метод для определения удельных расходов топлива на производства тепла и электроэнергии, в то время как на ТЭЦ-2 и в целом по «АлЭС» принят эксергетический метод.

Таблица 2.5 Расчет номинальных удельных расходов топлива на отпущенную тепловую и электрическую энергию (январь)

№ п/п	Наименование показателей	Обозначение	Ед. измер.	Способ определения	Турбоагрегаты								
					№ 1	№ 2	№ 3	ПТ-80	Р-50	№ 5	№ 6	Т-110	ТЭЦ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Исходные данные													
1	Выработка электроэнергии	Э	тыс.кВтч	Данные учета	55 800	55 800	55 800	167 400	16 368	61 008	61 008	122 016	305 784
2	Число часов работы	$t_{\text{раб}}$	ч	Данные учета	744	744	744	744	744	744	744	744	744
	Число часов работы станции	$t_{\text{раб}}^{\text{ст}}$	ч	Данные учета									744
3	Средняя электрическая мощность	$N_{\text{г}}$	МВт	$\text{Э}/t_{\text{раб}}$	75	75	75	225	22	82	82	164	411
4	Отпуск тепловой энергии	$Q_{\text{отп}}$	Гкал	Данные учета	-	-	-	-	-	-	-	-	440 960
5	Средняя тепловая нагрузка	Q	Гкал/ч	$Q_{\text{отп}}/t_{\text{раб}}$									592,7
6	Отпуск тепловой энергии на ЗТК	$Q_{\text{отп}}^{\text{гв}}$ (ЗТК)	Гкал	Данные учета	-	-	-	-	-	-	-	-	212 573
7	Средняя тепловая нагрузка на ЗТК	$Q^{\text{гв}}$ (ЗТК)	Гкал/ч	$Q_{\text{отп}}^{\text{гв}}$ (ЗТК)/ $t_{\text{раб}}$	-	-	-	-	-	-	-	-	285,7
8	Отпуск тепловой энергии на ТЭЦ-1	$Q_{\text{отп}}^{\text{гв}}$ (ТЭЦ-1)	Гкал	Данные учета	-	-	-	-	-	-	-	-	227 427
9	Средняя тепловая нагрузка на ТЭЦ-1	$Q^{\text{гв}}$ (ТЭЦ-1)	Гкал/ч	$Q_{\text{отп}}^{\text{гв}}$ (ТЭЦ-1)/ $t_{\text{раб}}$	-	-	-	-	-	-	-	-	305,7
10	Отпуск тепла из П-отбора	$Q_{\text{п. отп}}$	Гкал	Данные учета	35 313	35 313	35 313	105 940	76 322	-	-	-	182 262
11	Средняя тепловая нагрузка П-отбора	$Q_{\text{п}}$	Гкал/ч	$Q_{\text{п. отп}}/t_{\text{раб}}$	47,5	47,5	47,5	142,4	102,6	-	-	-	245,0
12	Отпуск тепла из Т-отбора	$Q_{\text{т. отп}}$	Гкал	Данные учета	50 380	50 380	50 380	151 139	-	72 019	72 019	144 039	295 178
13	Средняя тепловая нагрузка Т-отбора	$Q_{\text{т}}$	Гкал/ч	$Q_{\text{т. отп}}/t_{\text{раб}}$	67,7	67,7	67,7	203,1	-	96,8	96,8	193,6	396,7
14	Отпуск тепла из конденсатора	$Q_{\text{к. отп}}$	Гкал	Данные учета	346	346	346	1 039	-	8 204	8 204	16 407	17 446

№ п/п	Наименование показателей	Обозначение	Ед. измер.	Способ определения	Турбоагрегаты								
					№ 1	№ 2	№ 3	ПТ-80	Р-50	№ 5	№ 6	Т-110	ТЭЦ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
15	Средняя тепловая нагрузка конденсатора	Q_k	Гкал/ч	$Q_{k. отп}/t_{раб}^T$	4,6	4,6	4,6	13,8	-	11,0	11,0	22,1	35,9
16	Количество пусков турбин	$n_{пуск}^T$		Данные учета	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Расход охлаждающей воды	$W_{охл}$	м ³ /ч	Данные учета	6 500	6 500	6 500	19 500	-	6 250	6 250	12 500	32 000
18	Температура охлаждающей воды на входе	$t'_{охл}$	°С	Данные учета	25	25	25	25	-	25	25	25	25
19	Температура охлаждающей воды на выходе	$t''_{охл}$	°С	Данные учета	35	35	35	35	-	35	35	35	35
20	Расход питательной воды через ПВД	$G_{пв}$	т/ч	Данные учета	387	387	387	1 161	-	391	391	781,8	1 942,5
21	Температура питательной воды за ПВД	$t_{пв}$	°С	Данные учета	246	246	246	246		213	213	213	233
22	Расход сетевой воды через ПСГ	$G_{псг}$	т/ч	Данные учета	1 188	1 188	1 188	3 564	-	1 698	1 698	3 397	6 960
23	Подпитка теплосети	$G_{подп}$	т/ч	$G(ЗТК)_{подп} + G(ТЭЦ-1)_{подп}$	-	-	-	-	-	-	-	-	2 287
24	Подпитка теплосети на ЗТК	$G(ЗТК)_{подп}$	т/ч	Данные учета	-	-	-	-	-	-	-	-	2 287
25	Подпитка теплосети на ТЭЦ-1	$G(ТЭЦ-1)_{подп}$	т/ч	Данные учета	-	-	-	-	-	-	-	-	0
26	Температура сетевой воды на ЗТК	$t_{подп}$	°С	Данные учета	-	-	-	-	-	-	-	-	135
27	Температура прямой сетевой воды на ТЭЦ-1	$t_{пв}$	°С	Данные учета	-	-	-	-	-	-	-	-	125
28	Расход обратной сетевой воды от ТЭЦ-1	$G_{об.в}$	т/ч	Данные учета	-	-	-	-	-	-	-	-	4 255
29	Коэффициент износа турбин	c_T	% / 1000ч	РД 34 РК09.155-04	0,0085	0,0085	0,0085	-	0,0025	0,0085	0,0085	-	-

№ п/п	Наименование показателей	Обозначение	Ед. измер.	Способ определения	Турбоагрегаты								
					№ 1	№ 2	№ 3	ПТ-80	Р-50	№ 5	№ 6	Т-110	ТЭЦ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
30	Температура сетевой воды на входе ПСГ	$t'_{св}$	$^{\circ}\text{C}$	Данные учета	53	53	53	53	-	53	53	53,0	53,0
31	Температура сетевой воды на выходе ПСГ	$t''_{св}$	$^{\circ}\text{C}$	Данные учета	110	110	110	110	-	110	110	110,0	110,0
32	Температура наружного воздуха	$t_{нв}$	$^{\circ}\text{C}$	Данные учета	-	-	-	-	-	-	-	-	-6,8
33	Давление пара перед турбиной	P_0	кгс/см^2	Данные учета	130	130	130	-	130	130	130	-	-
34	Температура пара перед турбиной	T_0	$^{\circ}\text{C}$	Данные учета	550	550	550	-	550	550	550	-	-
35	Давление пара в камере П-отбора	$P_{п}$	кгс/см^2	Данные учета	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	-	-	-	13,0
36	Давление пара верхнего Т-отбора	$P_{вто}$	кгс/см^2	Данные учета	2,39	2,39	2,39	2,39	-	2,39	2,39	2,39	2,39
37	Давление пара нижнего Т-отбора	$P_{нто}$	кгс/см^2	Данные учета					-				
38	Наработка с начала эксплуатации	$t'_{раб}$	час	Данные учета	243 254	237 911	224 472	-	16 194	201 993	193 304	-	-
Расчет показателей турбин													
39	Недовыработка за счет Т-отбора	DN_{Qt}	МВт	т/а-ст.№1-3 - Рис. 11,12	12,4	12,4	12,4						
40	Приблизительная фиктивная мощность	$N_{\phi'}$	МВт	$N_T + DN_{Qt}$	87,4	87,4	87,4						
41	Приблизительный расход пара на турбину	D'_0	т/ч	т/а-ст.№1-3 - Рис. 10,11,12,13 т/а-ст.№5, 6 - Рис. 66,67	363	363	363			391	391		
42	Приблизительный расход пара в ЧСД	$D^{вх}_{чсд}$	т/ч	т/а-ст.№1-3 - Рис. 11,12,13 т/а-ст.№5, 6 - Рис. 66,67	210	210	210						
43	Минимально возможное давление в П-отборе	$P_{п}^{min}$	кгс/см^2	т/а-ст.№1-3 - Рис. 34									

№ п/п	Наименование показателей	Обозначение	Ед. измер.	Способ определения	Турбоагрегаты								
					№ 1	№ 2	№ 3	ПТ-80	Р-50	№ 5	№ 6	Т-110	ТЭЦ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
44	Минимально возможное давление в Т-отборе	$P_{\text{мин Т}}$	кгс/см ²	т/а-ст.№1-3 - Рис. 15, 19 т/а-ст.№ 5, 6 - Рис. 00	1,21	1,21	1,21						
45	Расчетная температура на входе в ПСГ	$t'_{\text{псг}}$	°С	Рис. 19	52	52	52						
46	Расход пара в конденсатор	D_2	т/ч	Рис. 14	55	55	55						
47	Приблизительный расход пара в ЧНД	$D^{\text{вх}}_{\text{чнд}}$	т/ч	т/а-ст.№1-3 - $1,02 \cdot D_2$ т/а-ст.№ 5, 6 - Рис. 81	56	56	56			122	122		
48	Расход пара в ЦНД	$D_{\text{цнд}}$	т/ч										
49	Температурный напор конденсатора	δt	°С	т/а-ст.№1-3 - Рис. 38 т/а-ст.№5, 6 - Рис. 64, 65	3,7	3,7	3,7			2,6	2,6		
50	Температура насыщения в конденсаторе	$t_{\text{к}}$	°С	$t_2 + \delta t$	39	39	39			38	38		
51	Давление отработавшего пара	P_2	кгс/см ²	по $t_{\text{к}}$	0,07	0,07	0,07			0,07	0,07		
52	Поправка к мощности	DN	МВт	SDN	6,6	6,6	6,6						
53	на отклонение давления пара в Т-отборе	$DN(P_{\text{тф}})$	МВт	Рис. 22	5,5	5,5	5,5						
54	на отклонение давления отработавшего пара	$DN(P_2)$	МВт	Рис. 26, 43	0,6	0,6	0,6		-0,5				
55	на отклонение давления свежего пара	$DN(P_0)$	МВт	Рис. 28, 43	0,0	0,0	0,0		0,0				
56	на отклонение температуры острого пара	$DN(T_0)$	МВт	Рис. 29, 43	0,7	0,7	0,7		-2,4				
57	на отклонение давления пара в П-отборе	$DN(P_{\text{п}})$	МВт	Рис. 30	0,0	0,0	0,0						
58	на отклонение температуры на входе в ПСГ	$DN(t'_{\text{псг}})$	МВт	Рис. 31	-0,1	-0,1	-0,1						

№ п/п	Наименование показателей	Обозначение	Ед. измер.	Способ определения	Турбоагрегаты								
					№ 1	№ 2	№ 3	ПТ-80	Р-50	№ 5	№ 6	Т-110	ТЭЦ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
59	Уточненная фиктивная мощность	N^{Φ}	МВт	$N^{\Phi}_T + DN$	94,0	94,0	94,0		21,4				
60	Уточненное значение расхода свежего пара	D''_0	т/ч	т/а-ст.№1-3 - Рис. 10,11,12,13 т/а-ст.№5, 6 - Рис. 66,67	387	387	387						
61	Уточненный расход пара на входе в ЧСД	$D^{вх}_{чсд}$	т/ч	т/а-ст.№1-3 - Рис. 11,12,13 т/а-ст.№5, 6 - Рис. 66,67	230	230	230						
62	Поправка к расходу пара на расход через ПВД	$aD_0(G_{пвд})$	%	Рис. 33	0,0	0,0	0,0						
63	Температура питательной воды номинальная	$t''_{пв}$	°С	Рис. 45	246	246	246			213	213		
64	Поправка к расходу пара на температуру ПВД	$aD_0(t_{пв})$	%	Рис. 33	0,0	0,0	0,0						
65	Уточненный расход свежего пара	D_0	т/ч	$D''_0 \cdot (1 + (aD_0(G_{пвд}) + aD_0(t_{пв}))/100)$	387	387	387		199	392	392		
66	Фиктивная мощность	N^{Φ}	МВт	$N^{\Phi} + \Delta N_{P10} + \Delta N_{P2}$	93,4	93,4	93,4						
67	Фиктивный удельный расход тепла	q^{Φ}_T	ккал/кВтч	Рис. 10,16,17,18	1865	1865	1865						
68	Полный расход теплоты	Q'_0	Гкал/ч	$q^{\Phi}_T \cdot N^{\Phi} \cdot 10^{-3} + Q_0_{пуск}$	222	222	222						
69	Удельный расход теплоты	q_T	ккал/кВтч	т/а-ст.№1-3($Q_0 - Q_{п} - Q_T$) $\cdot 10^{-3}/N$ т/а-ст.№5, 6 - Рис. 48-63 т/а-ст.№ 4 - Рис. 42	1420	1420	1420		931	1630	1630		
70	Затраты тепла на пуск	$Q_0_{пуск}$	Гкал	РД 34.08.552-95 П. 7.4	148,2	148,2	148,2		111,2	148,2	148,2		
71	Допуск на эксплуатационные условия	$k^T_{доп}$	%	РД 34 РК09.155-04 П. 2	0,8	0,8	0,8		0,8	0,8	0,8		

№ п/п	Наименование показателей	Обозначение	Ед. измер.	Способ определения	Турбоагрегаты								
					№ 1	№ 2	№ 3	ПТ-80	Р-50	№ 5	№ 6	Т-110	ТЭЦ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
72	Коэффициент, учитывающий точность исходного материала	$k_{\text{точ.исх.мат.}}$	%	РД 34 РК09.155-04 П.1	1,0	1,0	1,0		1,0	1,0	1,0		
73	Поправки к удельному расходу теплоты	Dq_{T}	ккал/кВтч	SDq_{T}	-5,5	-6,1	-7,7		16,3	-40,5	-41,7		
74	на отклонение давления пара перед турбиной	$Dq_{\text{T}}(P_0)$	ккал/кВтч	т/а-ст.№ 1-3 - Рис. 23, 28 т/а-ст.№ 5, 6 - Рис. 68,75	0,0	0,0	0,0			0,0	0,0		
75	на отклонение тем-ры пара перед турбиной	$Dq_{\text{T}}(t_0)$	ккал/кВтч	т/а-ст.№ 1-3 - Рис. 23, 29 т/а-ст.№ 5, 6 - Рис. 69,76	3,7	3,7	3,7			-1,0	-1,0		
76	на отклонение давления пара П-отбора	$Dq_{\text{T}}(P_{\text{п}})$	ккал/кВтч	Рис. 30	0,0	0,0	0,0						
77	на отклонение тем-ры обратной сетевой воды	$Dq_{\text{T}}(t'_{\text{псг}})$	ккал/кВтч	Рис. 31	1,7	1,7	1,7						
78	на отклонение расхода питательной воды	$Dq_{\text{T}}(G_{\text{пв}})$	ккал/кВтч	т/а-ст.№ 1-3 - Рис. 25, 33 т/а-ст.№ 5, 6 - Рис. 71, 78	0,0	0,0	0,0			0,0	0,0		
79	на отклонение температуры воды за ПВД	$Dq_{\text{T}}(t_{\text{пв}})$	ккал/кВтч	т/а-ст.№ 1-3 - Рис. 25, 33 т/а-ст.№ 5, 6 - Рис. 70, 77	0,0	0,0	0,0			0,0	0,0		
80	на питание деаэрата паром	$Dq_{\text{T}}(D)$	ккал/кВтч	Рис. 73, 80						15,7	15,7		
81	на отклонение давления пара в конденсаторе	$Dq_{\text{T}}(P_2)$	ккал/кВтч	Рис. 74, $10^3 \Delta Q/N$						26,7	26,7		
82	на отпуск тепла от конденсатора	$Dq_{\text{T}}(Q_{\text{к}})$	ккал/кВтч	$Q_{\text{к}} \cdot 10^{-3}/N$	-61,5	-61,5	-61,5			-134,5	-134,5		
83	на пуски	$Dq_{\text{T}}(n_{\text{пуск}})$	ккал/кВтч	$n^{\text{T}}_{\text{пуск}} \cdot Q_0_{\text{пуск}} \cdot 10^{-3}/\text{Э}^{\text{га}}$	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0		
84	на отработанный ресурс	$Dq_{\text{T}}(t_{\text{раб}})$	ккал/кВтч	$q'_{\text{T}} \cdot c_{\text{T}}(t'_{\text{рес}} - 35000)10^{-5}$	25,1	24,5	22,9		-0,4	23,1	21,9		

№ п/п	Наименование показателей	Обозначение	Ед. измер.	Способ определения	Турбоагрегаты								
					№ 1	№ 2	№ 3	ПТ-80	Р-50	№ 5	№ 6	Т-110	ТЭЦ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
85	на условия эксплуатации	$Dq_T(K^T_{доп})$	ккал/кВтч	$q^T_{TK^T_{доп}} 10^{-2}$	11,4	11,4	11,4		7,4	13,0	13,0		
86	на точность исходного материала	$Dq_T(K^T_{точ.исх.мат.})$	ккал/кВтч	РД 34 РК09.155-04 П.1	14,2	14,2	14,2		9,3	16,3	16,3		
87	Поправка к расходу тепла	DQ	Гкал/ч	Рис. 81						2,19	2,19		
88	Удельный расход теплоты	q_T	ккал/кВтч	$q_T + \Delta q_T$	1414	1414	1412		947	1590	1589		
89	Поправки к расходу пара на турбину	ΔD	т/ч	$\Sigma \Delta D_0$						2	2		
90	на отклонение давления пара перед турбиной	$\Delta D(P_0)$	т/ч	Рис. 68, 75						0	0		
91	на отклонение температуры пара перед турбиной	$\Delta D(t_0)$	т/ч	Рис. 69, 76						2	2		
92	на отклонение расхода питательной воды	$\Delta D(G_{ПВД})$	т/ч	Рис. 71, 78						0	0		
93	на отклонение температуры воды за ПВД	$\Delta D(t_{ПВД})$	т/ч	Рис. 70, 77						0	0		
94	на питание деаэратора паром	$\Delta D(D)$	т/ч	Рис. 73, 80						-2	-2		
95	на отклонение давления пара в конденсаторе	$\Delta D(P_2)$	т/ч	Рис. 74, 81						1	1		
Удельная выработка электроэнергии при номинальных условиях													
96	паром П-отбора	$W^N_{тф}$	кВтч/Гкал	Рис. 20	302	302	302						
97	паром Т-отбора	$W^T_{тф}$	кВтч/Гкал	Рис. 20,46,47	588	588	588			482	482		
Поправки к удельной выработке на отклонение давления острого пара													
98	паром П-отбора	$\Delta W^N_{тф}(P_0)$	кВтч/Гкал	Рис. 35	0	0	0						

№ п/п	Наименование показателей	Обозначение	Ед. измер.	Способ определения	Турбоагрегаты								
					№ 1	№ 2	№ 3	ПТ-80	Р-50	№ 5	№ 6	Т-110	ТЭЦ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
99	паром Т-отбора	$\Delta W_{\text{тф}}^T(P_0)$	кВтч/Гкал	Рис. 36	0	0	0						
Поправки к удельной выработке на отклонение температуры острого пара													
100	паром П-отбора	$\Delta W_{\text{тф}}^n(t_0)$	кВтч/Гкал	Рис. 35	-2	-2	-2						
101	паром Т-отбора	$\Delta W_{\text{тф}}^T(t_0)$	кВтч/Гкал	Рис. 36	-3	-3	-3						
Поправки к удельной выработке на отклонение давления пара													
102	паром П-отбора	$\Delta W_{\text{тф}}^n(P_{\text{П}})$	кВтч/Гкал	Рис. 37	0	0	0						
103	паром Т-отбора	$\Delta W_{\text{тф}}^T(P_{\text{Т}})$	кВтч/Гкал	Рис. 37	-61	-61	-61						
Удельная выработка электроэнергии при фактических условиях													
104	паром П-отбора	$W_{\text{тф}}^n$	кВтч/Гкал	$W_{\text{тф}}^n + \Sigma \Delta W_{\text{тф}}^n$	301	301	301						
105	паром Т-отбора	$W_{\text{тф}}^T$	кВтч/Гкал	$W_{\text{тф}}^T + \Sigma \Delta W_{\text{тф}}^T$	524	524	524						
106	Расчетная мощность турбин	$N_{\text{РАСЧ}}$	МВт	$\frac{N \cdot W_{\text{тф}} \cdot Q \cdot 10^{-7}}{3 W_{\text{тф}} (Q_{\text{П}} + Q_{\text{Т}}) 10^{-3}}$	22,8	22,8	22,8			30,0	30,0		
107	Мощность механизмов СН турбин	$N_{\text{ТУРБ}}^{\text{СН}}$	МВт	Рис. 83-87	1221	1221	1221		181	1300	1300		
Расчет удельного расхода тепла нетто по ТЭЦ													
108	Удельный расход теплоты брутто по ТЭЦ	$q_{\text{Т}}^{\text{БР}}$	ккал/кВтч	$(q_{\text{Т}} N_{\text{Т}}) / N_{\text{ТЭЦ}}$	1414	1414	1412	1413	947	1590	1589	1589	1459
109	Затраты э/энергии на механизмы турбин	$\mathcal{E}_{\text{МЕХ.Т}}$	тыс.кВт.ч	$N_{\text{СН}} \cdot \tau_{\text{РАБ}}$	909	909	909	2726	134	968	968	1935	4795
110	Затраты э/энергии на один пуск турбин	$\mathcal{E}_{\text{ТПУСК}}^{\text{СН}}$	тыс.кВт.ч	РД 34.08.552-95 П. 7.4	2,2	2,2	2,2	2,2	1,6	2,2	2,20	2,2	
111	Затраты э/энергии на пуски турбин	$\mathcal{E}_{\text{ТПУСК}}^{\text{СН}}$	тыс.кВт.ч	$\mathcal{E}_{\text{ТПУСК}}^{\text{СН}} \cdot n_{\text{ТП ПУСК}}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
112	Мощность общецеховых механизмов ТЦ	$N_{\text{МЕХ.ТЦ}}^{\text{СН}}$	тыс.кВт.ч	Рис. 88									3,1

№ п/п	Наименование показателей	Обозначение	Ед. измер.	Способ определения	Турбоагрегаты								
					№ 1	№ 2	№ 3	ПТ-80	Р-50	№ 5	№ 6	Т-110	ТЭЦ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
113	Затраты э/энергии на общие механизмы ТЦ	$\mathcal{E}_{\text{МЭХ_ТЦ}}$	тыс.кВт.ч	$N_{\text{МЭХ_ТЦ}}^{\text{СН}} \cdot \tau_{\text{РАБ}}$									2313
114	Расход э/энергии на СН ТЦ	$\mathcal{E}_{\text{СН_Т}}$	тыс.кВт.ч	$1,03 \cdot \Sigma \mathcal{E}_{\text{СН}}$									7322
115	Расход э/энергии на СН ТЦ	$\mathcal{E}_{\text{СН_Т}}$	%	$1,03 \cdot \Sigma \mathcal{E}_{\text{СН}} / \mathcal{E} \cdot 10^2$									2,4
116	Затраты т/энергии на один пуск турбин	$Q_{\text{ТПУСК}}^{\text{СН}}$	Гкал	РД 34.08.552-95 П. 7.4	9,7	9,7	9,7	9,7	7,3	9,7	9,7	9,7	
117	Затраты т/энергии на пуски турбин	$Q_{\text{ТПУСК}}^{\text{СН}}$	Гкал	$Q_{\text{ТПУСК}}^{\text{СН}} \cdot n_{\text{ТПУСК}}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
118	Исходный расход тепла на СН ТЦ	$Q_{\text{ТЦ}}^{\text{СН}}$	Гкал	Рис.									3,76
119	Расход т/энергии на СН ТЦ	$q_{\text{ТЦ}}^{\text{СН}}$	%	$(Q \cdot \tau + Q_{\text{ТПУСК}}^{\text{СН}}) / (q \cdot \mathcal{E}) \cdot 10^2$									0,63
120	Удельный расход теплоты нетто по ТЭЦ	$q_{\text{Т}}^{\text{Н}}$	ккал/кВтч	$q_{\text{К}}^{\text{БР}} (100 + q_{\text{Т}}^{\text{СН}}) / (100 - \mathcal{E}_{\text{СНТ}})$									1504

№ п/п	Наименование величин	Обозначение	Ед. измер.	Способ определения	Котлоагрегаты								
					1	2	3	4	5	6	7	8	ТЭЦ
121	Низшая теплота сгорания	$Q_{\text{НР}}^{\text{Н}}$	ккал/кг	Данные учета									4 000
122	Зольность	$A^{\text{Р}}$	%	Данные учета									40,0
123	Влажность	$W^{\text{Р}}$	%	Данные учета									9,0
124	Наработка с начала эксплуатации	$\tau_{\text{ЭКС}}^{\text{К}}$	час	Данные учета	179 608	187 733	178 295	163 886	162 171	151 741	158 069	17 148	
125	Наработка до испытания	$\tau_{\text{ИСП}}^{\text{К}}$	час	Данные учета	88 174	90 633	85 346	73 685	70 693	61 280	59 109	1 464	
126	Число часов работы	$\tau_{\text{РАБ}}^{\text{К}}$	час	Данные учета	744	744	744	744	744	744	744		744
127	Тепловая нагрузка котлов	$Q_{\text{КА}}^{\text{БР}}$	Гкал	Данные учета	133 176	133 176	133 176	133 176	133 176	133 176	133 176		932 232

№ п/п	Наименование величин	Обозначение	Ед. измер.	Способ определения	Котлоагрегаты								ТЭЦ
					1	2	3	4	5	6	7	8	
128	Средняя тепловая нагрузка	$Q_{\text{БРК}}$	Гкал/ч	$Q_{\text{КА}}^{\text{БР}}/\tau_{\text{РАБ}}$	179	179	179	179	179	179	179		1253
129	Паровая нагрузка котлов	$D_{\text{КА}}$	тонн	Данные учета	227 956	227 956	227 956	227 956	227 956	227 956	227 956		1 595 694
130	Средняя паровая нагрузка	$D_{\text{К}}$	т/ч	$D_{\text{КА}}/\tau_{\text{РАБ}}$	306	306	306	306	306	306	306		2 145
131	Расход питательной воды	$D_{\text{ПВКА}}$	тонн	Данные учета									1 627 608
132	Средний расход питательной воды	$D_{\text{ПВК}}$	т/ч	$D_{\text{ПВКА}}/\tau_{\text{РАБ}}$									2188
133	Коэффициент износа котлов	$C_{\text{К}}$	%/1000ч	РД 34 РК 09.155-04	0,0055	0,0055	0,0055	0,0055	0,0055	0,0055	0,0055	0,0055	
134	Количество пуска котлов	$n_{\text{ПУСК}}$		Данные учета	2	2	2	2	2	2	2		14
135	Затраты топлива на пуск	$V_{\text{ПУСК}}$	тут	РД 34.08.552-95 П7 4	51	51	51	51	51	51	51	51	
136	Температура холодного воздуха	$t_{\text{ХВ}}$	°С	Данные учета	40	40	40	40	40	40	40	40	
137	Температура воздуха перед ВЗП	$t_{\text{ВП}}$	°С	Данные учета	50	50	50	50	50	50	50	50	
138	Температура питательной воды	$t_{\text{ПВ}}$	°С	Данные учета	240	240	240	240	240	240	240	240	
139	Исходное значение КПД брутто	$\eta^{\text{БР(И)}}$	%	Рис. 1.1, 2.1	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5	0,0	
140	Исходное значение расхода	B	тут	$Q_{\text{БРК}}^{\text{БР}}/(\eta^{\text{БРК}} \cdot 7) \cdot 10^2$	21737	21737	21737	21737	21737	21737	21737	0	152158
141	Поправка к КПД котлов	$\Delta q_{\text{К}}$	%	$\Sigma \Delta q_{\text{К}}$	4,69	4,73	4,70	4,69	4,70	4,69	4,74	1,00	
142	на температуру перед ВП	$\Delta q_2(t'_{\text{ВП}})$	%	Рис. 1.3, 2.3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
143	на рециркуляцию горячего воздуха	$\Delta q_2(t_{\text{РЕЦ}})$	%	Рис. 1.3, 2.3	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,00	
144	на температуру питательной воды	$\Delta q_2(t_{\text{ПВ}})$	%	Рис. 1.3, 2.3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
145	на зольность	$\Delta q_4(A_{\text{Р}})$	%	Рис. 1.3, 2.3	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,00	

№ п/п	Наименование величин	Обозначение	Ед. измер.	Способ определения	Котлоагрегаты								ТЭЦ	
					1	2	3	4	5	6	7	8		
146	на влажность	$\Delta q_4(W_p)$	%	Рис. 1.3, 2.3	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,00	
147	на интенсивное орошение	$\Delta q_2(\text{орош})$	%	Рис. 1.3, 2.3	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	0,00	
148	на пуски котлов	$\Delta n(\text{пуск})$	%	$n^T_{\text{ПУСК}} V_{\text{ПУСК}} 10^2 / V^T$	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,00	
149	на отработанный ресурс	$\Delta n(\tau_{\text{РЕС}})$	%	$C_K(\tau^K_{\text{РЕС}} - t_{\text{НАР}}) 10^2$	0,50	0,53	0,51	0,50	0,50	0,50	0,50	0,54	0,00	
150	Допуск на эксплуатационные условия	$K^K_{\text{ДОП}}$	%	РД 34 РК 09.155-04 П2	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0	
151	На точность исходного материала	$K^K_{\text{ИСХ}}$	%	РД 34 РК 09.155-04 П2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
152	Нормативное значение КПД	$\eta^{\text{БР(Н)}}$	%	$\eta^{\text{КБР(Н)}} - \Sigma \Delta q$	82,83	82,80	82,82	82,84	82,83	82,84	82,79	82,79	0,00	82,8
153	Расход натурального топлива	$V^T_{\text{НАТ}}$	т/ч	$Q^{\text{БРК}} / (\eta^{\text{БРК}} \cdot Q_{\text{Н}}^{\text{Р}}) 10^5$	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,1	0,0	
154	Исходный удельный расход э/э на тягу и дутье	$\varepsilon^T_{\text{ТД}}$		Рис. 3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	0,0	
155	Поправка к э/э на тягу и дутье на орошение	$\Delta \varepsilon^T_{\text{ТД}}(\text{орош})$		Рис.	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	0,0	
156	Уд расход э/э на тягу и дутье	$\varepsilon^T_{\text{ТД}}$		$\varepsilon^T_{\text{ТД}} + \Delta \varepsilon^T_{\text{ТД}}$	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	0,0	
157	Расход э/э на тягу и дутье	$\varepsilon^T_{\text{ТД}}$	тыс.кВтч	$\varepsilon^T_{\text{ТД}} t^{\text{КРАБ}} 10^2$	1530	1530	1530	1530	1530	1530	1530	1530	0	10711
158	Уд расход э/э на пылеприготовление	$\varepsilon^{\text{ПП}}$	кВтч/тнт	Рис. 3	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	21,7	0,0	
159	Расход э/э на пылеприготовление	$\varepsilon^{\text{ПП}}$	тыс.кВтч	$\varepsilon^{\text{ПП}} \cdot V^T_{\text{НАТ}} \cdot \tau_{\text{РАБ}} \cdot 10^2$	873	873	873	872	873	872	873	873	0	6108
160	Уд расход э/э на питательные насосы	$\varepsilon^{\text{ПЭН}}$	кВтч/тпв	Рис. 4										7,33

№ п/п	Наименование величин	Обозначение	Ед. измер.	Способ определения	Котлоагрегаты									
					1	2	3	4	5	6	7	8	ТЭЦ	
161	Расход э/э на питательные насосы	$\mathcal{E}_{\text{ПЭН}}$	тыс.кВтч	$\mathcal{E}_{\text{ПН}} \cdot D_{\text{ПВ}} \cdot \tau_{\text{РАБ}} \cdot 10^2$										11938,70
162	Мощность общецеховых механизмов КЦ	$N_{\text{КЦ}}^{\text{СН}}$	МВт	Рис. 5										4,16
163	Затраты э/э на общие механизмы КЦ	$\mathcal{E}_{\text{КЦ}}^{\text{СН}}$	тыс.кВтч	$N_{\text{КЦ}}^{\text{СН}} \cdot \text{МЕХ} \cdot \tau_{\text{РАБ}}$										3096
164	Затраты э/э на один пуск котла	$\mathcal{E}_{\text{К пуск}}^{\text{СН}}$	тыс.кВтч	РД 34.08.552-95 П7 4	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	
165	Затраты э/э на пуски котлов	$\mathcal{E}_{\text{К пуски}}^{\text{СН}}$	тыс.кВтч	$\mathcal{E}_{\text{К пуск}}^{\text{СН}} \cdot n_{\text{К пуск}}$	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	0	65,8
166	Расход э/э на СН КЦ	$\mathcal{E}_{\text{КЦ}}^{\text{СН}}$	тыс.кВтч	$1,03 \cdot \Sigma \mathcal{E}_{\text{К}}^{\text{СН}}$										32877
167	Расход э/э на СН КЦ	$\mathcal{E}_{\text{КЦ}}^{\text{СН}}$	%	$1,03 \cdot \Sigma \mathcal{E}_{\text{К}}^{\text{СН}} / \mathcal{E} 10^2$										10,8
168	КПД теплового потока	$\eta_{\text{ТП}}$	%	$100 - 1,5 Q_{\text{К НОМ}}^{\text{БР}} / Q_{\text{К}}^{\text{БР}}$										97,7
169	Коэффициент затрат топлива на э/э	$K_{\mathcal{E}}$		$q_{\text{ТЭ}}^{\text{БР}} (100 + q_{\text{Т}}^{\text{СН}}) / (Q_{\text{К}}^{\text{БР}} (100 + q_{\text{Т}}^{\text{СН}}) \eta_{\text{ТП}}) 10^{-3}$										0,504
170	Расход э/э на СН на пр-во э/э	$\mathcal{E}_{\text{СНЭ}}^{\text{СН}}$	%	$\mathcal{E}_{\text{СН}} + \mathcal{E}_{\text{К}}^{\text{СН}} \cdot K_{\mathcal{E}}$										7,8
171	Исходный расход тепла на СН КЦ	$Q_{\text{КЦ}}^{\text{СН}}$	Гкал/ч	Рис. 8										27,43
172	Затраты т/э на СН КЦ	$Q_{\text{КЦ}}^{\text{СН}}$	Гкал	$Q_{\text{СН}} \cdot \tau_{\text{РАБ}}$										20411
173	Затраты т/э на один пуск котла	$Q_{\text{К пуск}}^{\text{СН}}$	Гкал	РД 34.08.552-95 П7 4	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
174	Затраты т/э на пуски котлов	$Q_{\text{К пуски}}^{\text{СН}}$	Гкал	$Q_{\text{К пуск}}^{\text{СН}} \cdot n_{\text{К пуск}}$	46	46	46	46	46	46	46	46	0	322
175	Расход т/э на СН КЦ	$Q_{\text{КЦ}}^{\text{СН}}$	%	$\Sigma Q_{\text{К}}^{\text{СН}} / Q_{\text{К}}^{\text{БР}} 10^2$										2,22
176	КПД котла нетто	$\eta_{\text{К}}^{\text{Н(Н)}}$	%	$\eta_{\text{К}}^{\text{БР(Н)}} \cdot (100 - q_{\text{К}}^{\text{СН}}) \cdot (100 - \mathcal{E}_{\text{СНЭ}}^{\text{СН}}) / (100 - \mathcal{E}_{\text{Т}}^{\text{СН}}) 10^{-2}$										76,5

Расчет номинального удельного расхода топлива

№ п/п	Наименование величин	Обозначение	Ед. измер.	Способ определения	ТЭЦ
1	Потери тепла с отпуском тепла	$Q_{пот}^{ЭК}$	Гкал/ч	Рис. 96	6,3
2	Доля потерь с отпуском тепла	$a_{пот}^{ЭК}$	%	$Q_{пот}^{ЭК}/Q_{отп}10^2$	1,06
3	Расход э/э на насосы ХВО	$N_{подг}$	МВт	Рис. 89	0,76
4	Расход э/э на насосы подпитки ЗТК	$N(ЗТК)_{подп}$	МВт	Рис. 90	3,22
5	Расход э/э на насосы подпитки ТЭЦ-1	$N(ТЭЦ1)_{одп}$	МВт	Рис. 90	0,00
6	Расход э/э на конденсатные насосы ТФУ	$N(ТФУ)_к$	МВт	Рис. 91	0,45
7	Расход э/э на сетевые насосы	$N_{сет}$	МВт	Рис. 93	4,20
8	Допрасход э/э на конденсатные насосы ТФУ			Рис. 94	0,35
9	Расход э/э на прочие при отпуске тепла	$N(ТФУ)_{пр}$	МВт		0,19
10	Расход э/э суммарный на ТФУ	$N(ТФУ)_{пр}$	МВтч	$1,03(N_{подг}+N(ЗТК)_{подп}+N(ТЭЦ1)_{одп}+N(ЗТК)_к+N_{сет}+N(ТЭЦ1)_к+N(ТФУ)_{пр}) * h$	7024
11	Расход э/э суммарный на ТФУ	$N(ТФУ)_{пр}$	МВт	$1,03(N_{подг}+N(ЗТК)_{подп}+N(ТЭЦ1)_{одп}+N(ЗТК)_к+N_{сет}+N(ТЭЦ1)_к+N(ТФУ)_{пр})$	9,44
12	Удельный расход электроэнергии на теплофикационную установку	$\varepsilon_{тепл}$	кВт/Гкал	$N_{тепл}/Q_{отп}10^{-3}$	15,93
13	Доля тепла, обеспечиваемая за счет нагрева в сетевых насосах	$a_{нас}$	%	$860 \times \varepsilon_{сет} \times h_{эм} / Q_{от}$	
13	Номинальный удельный расход условного топлива на отпуск эл.энергии	$\varepsilon_{\varepsilon}^H$	г/кВтч	$q_{\varepsilon}^H / (7h_{к}^{H(н)} h_{тп}) 10^4$	287,7
14	Коэффициент резерва по отпуску э/энергии	$K_{р\varepsilon}$			0,033
15	Нормативный удельный расход условного топлива на отпуск эл.энергии	$\varepsilon_{\varepsilon}^{норм}$	г/кВтч	$(1+K_{р\varepsilon}) * \varepsilon_{\varepsilon}^{норм}$	297,2
16	Номинальный удельный расход топлива на отпуск тепла	$\varepsilon_{\varepsilon}^H$	кг/Гкал	$(100+a_{пот}^{ЭК}) / (7h_{к}^{H(н)} h_{тп}) 10^{-5} + \varepsilon_{тепл} \varepsilon_{\varepsilon}^H 10^{-3}$	197,9

№ п/п	Наименование величин	Обозначение	Ед. измер.	Способ определения	ТЭЦ
17	Коэффициент резерва по отпуску т/энергии	k_{pT}			0,01
18	Нормативный удельный расход условного топлива на отпуск тепла	$b^{норм}_{TЭ}$	кг/Гкал	$(1+k_{pT}) * b^{норм}_{TЭ}$	199,9
19	Расход э/э на СН ТЭЦ	эсн	%	эсн(кц)+эсн(тц)+этепл	15,4
20	в том числе на отпуск тепла	$э^{сн}_T$	кВтч/Гкал		52,9
21	в том числе на выработку электроэнергии	$э^{сн}_э$	%		7,8

2.2 Фактические режимы работы ТЭЦ-2 и показатели энергоэффективности ее работы

Режимы работы станции ведутся в соответствии с графиком электрических и тепловых нагрузок. Основные показатели по топливоиспользованию планируются, однако в процессе работы станции происходят отклонения от плана по выработке тепла и электроэнергии. Основные технико-экономические показатели работы ТЭЦ-2 за последние 5 лет представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 Основные фактические технико-экономические показатели работы ТЭЦ-2

Показатель	Значение показателя				
	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
1. Среднегодовая установленная мощность:					
электрическая, МВт	510	510	510	510	510
тепловая, Гкал	1176	1176	1176	1 411	1 411
тепловая отборов турбин, Гкал	1042	1042	1042	1042	1042
2. Выработка электроэнергии, млн. кВт*ч:					
всего	2 603,1	2 545,8	2 632,2	2 669,8	2 682,7
по теплофикационному циклу	1 571,0	1 581,8	1 585,8	1 569,0	1 665,5
3. Отпуск тепла, тыс. Гкал:					
Всего	3 215,6	3 213,1	3 220,6	3 258,8	3 449,2
4. Коэффициенты использования установленной мощности, %:					
электрической	58,3	57,0	58,8	59,8	60,0
тепловой	37,6	36,7	37,0	37,7	38,9
5. Доли отпуска тепла, %:					
5.1 отработавшим паром отборов турбин всего, в том числе:					
П - отборами	22,2	21,4	21,0	23,9	21,9
Т - отборами	61,1	62,8	62,7	58,6	60,0
из конденсаторов турбин	15,8	15,8	16,3	17,4	18,1
5.2 РОУ	0	0	0	0,1	0

Показатель	Значение показателя				
	2014г.	2015г.	2016г.	2017г.	2018г.
6. Удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию, г/(кВт*ч):					
фактический	302,4	315,9	317,3	321,7	313,1
нормативный	302,4	315,9	317,3	321,7	313,1
7. Удельный расход топлива на отпущенное тепло, кг/Гкал:					
фактический	205,3	205,1	204,9	203,6	202,7
нормативный	204,5	203,4	204,9	203,6	202,7
8. Расход электроэнергии на выработку электроэнергии, %:					
фактический	7,54	7,85	7,84	8,10	7,78
номинальный	8,67	8,70	8,75	8,94	8,80
9. Расход электроэнергии на отпуск тепла, кВт*ч/Гкал:					
фактический	59,74	56,04	56,61	54,97	56,22
номинальный	67,99	45,83	66,58	63,69	63,16
10. Удельный расход тепла брутто на турбинную установку, ккал/(кВт*ч):					
фактический	1 541	1 594	1 627	1 619	1 613
номинальный	1 483	1 489	1 565	1 583	1 556
11. КПД брутто котельной установки, %:					
фактический прямой баланс	82,7	82,1	84,3	82,3	82,3
фактический обратный баланс	88,4	87,8	87,8	87,7	87,2
номинальный	85,4	84,3	84,3	83,9	83,6
12. Себестоимость отпускаемой энергии:					
электрической, тенге/кВтч	6,63	7,18	8,39	9,63	10,23
12.1 В том числе топливная составляющая, %					
тепловой, тенге/Гкал	1 448,0	2 986,0	1 676,6	2 081,2	2 591,68
12.2 В том числе топливная составляющая, %					
ХОВ, тенге/тонну					
13. Численность промышленно - производственного персонала, чел.					
	694	710	680	685	689

Динамика выработки электроэнергии, в том числе на тепловом потреблении представлена на рисунке 2.4.

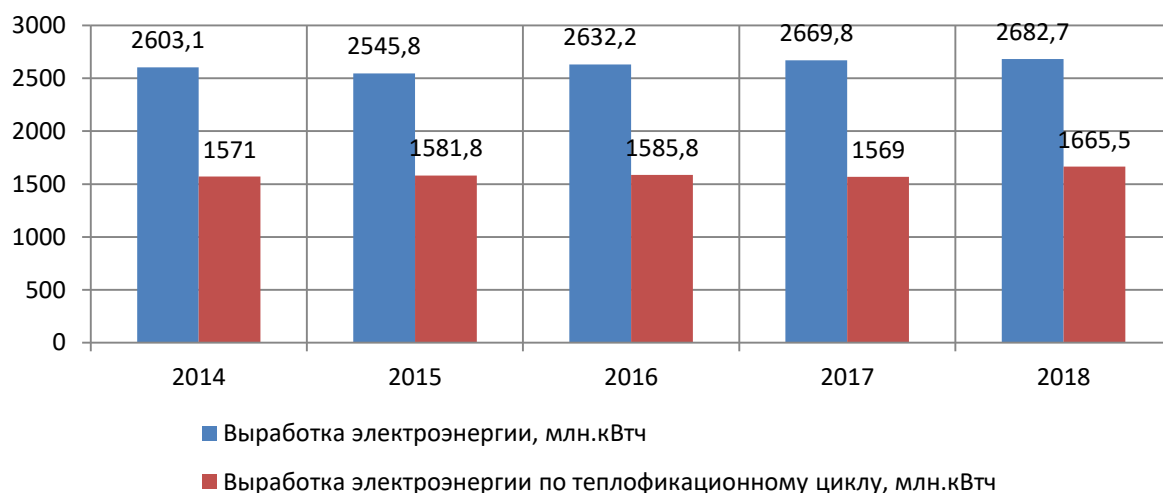


Рисунок 2.4 Динамика выработки электроэнергии, в том числе на тепловом потреблении

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. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу находится на уровне 58-62 %. В таблице 2.7 представлены сравнительные данные по располагаемой и рабочей мощности.

Таблица 2.7 - 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

Рабочая мощность планируется на год, но фактические ее значения значительно отличаются, как видно из таблицы 2.7.

Коэффициент использования установленной электрической мощности составляет порядка 60 % (рисунок 2.5 и таблица 2.8). В последние годы 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 2.8 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

В таблице 2.9 представлена динамика изменения коэффициента эффективности использования тепловой мощности. Коэффициент использования установленной тепловой мощности паровых турбин составляет 39 %.

Таблица 2.9 Коэффициент использования установленной тепловой мощности

турбины	2014	2015	2016	2017	2018
T-1	39,43	43,36	35,37	32,90	35,89
T-2	33,27	29,48	36,71	44,80	41,16
T-3	36,40	43,06	36,80	41,98	39,90
T-4	1,78	4,67	5,87	13,38	11,12
T-5	53,69	46,91	55,27	49,59	55,18
T-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 2.9 в последние годы за счет изменения схемы теплоснабжения и расширения возможностей ТЭЦ-2 по отпуску теплоэнергии удалось существенно – на 10 % (с 27,6 % в 2012 году) увеличить коэффициент эффективности использования тепловой мощности.

В ряде месяцев отопительного периода эта величина достигала 56-58 %, а по отдельным турбоагрегатам 70-80 %.

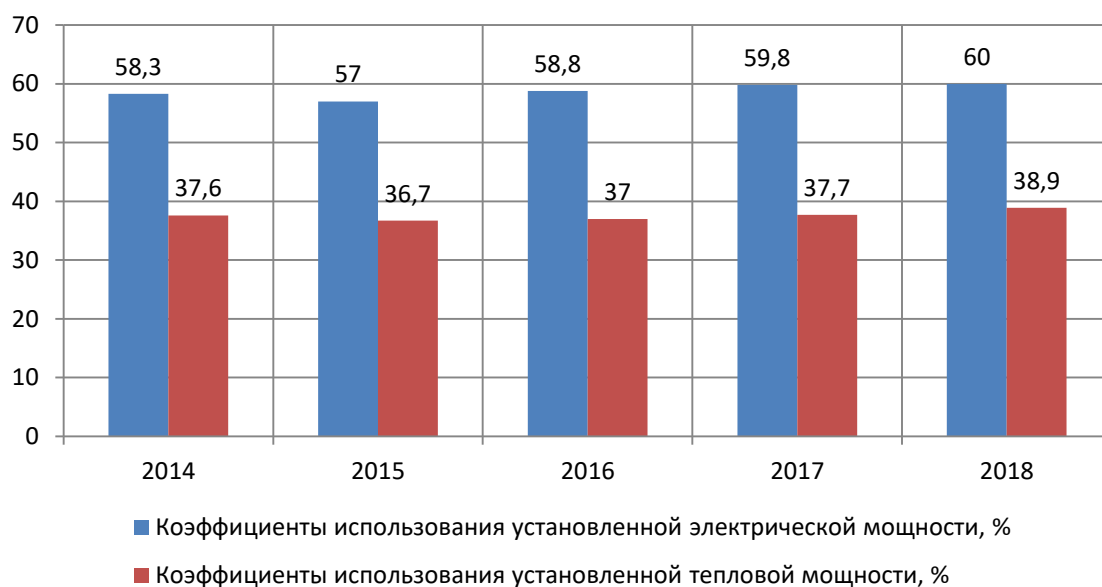


Рисунок 2.5 Динамика изменения коэффициента использования установленной мощности

Одним из наиболее важных показателей энергоэффективности паровых турбин является удельный расход теплоты. Он напрямую влияет на удельный расход топлива по отпуску электроэнергии. На рисунке 2.6 представлена динамика изменения удельного расхода тепла брутто на турбинную установку в сравнении с номинальной величиной. Из рисунка видно, что имеется по ТЭЦ-2 значительный запас по повышению эффективности.

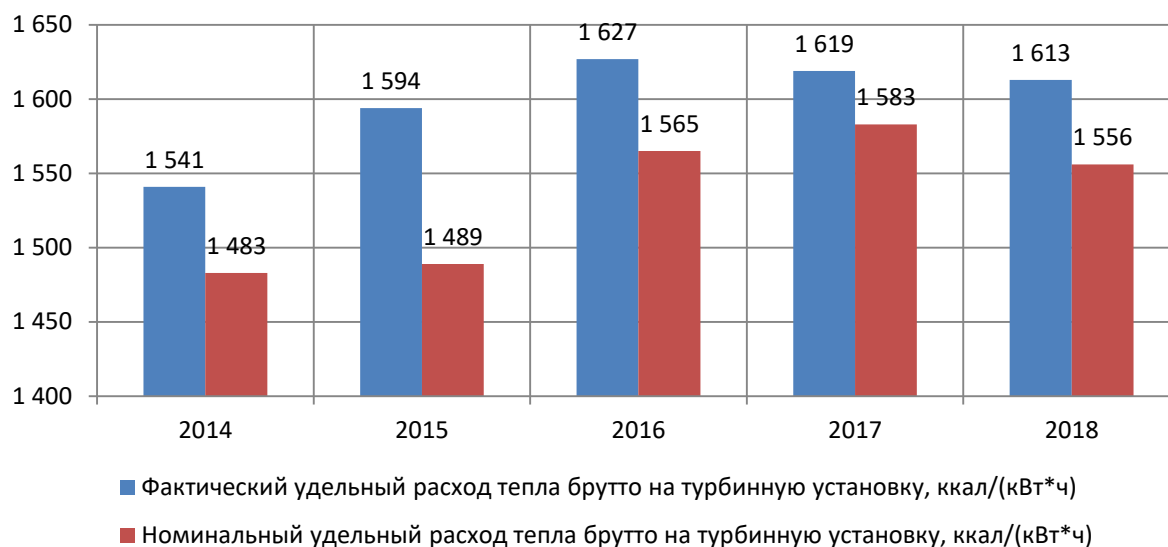


Рисунок 2.6 Динамика изменения удельного расхода тепла брутто на турбинную установку

В процессе работы паротурбинных установок происходят изменения их фактических характеристик, которые приводят к ухудшению их работы. Для оценки фактических показателей эффективности работы турбин и сравнения их с нормативными характеристиками были проведены поверочные расчеты на основе данных суточных ведомостей турбинного и котельного цеха за 29 марта 2019 года. Расчеты по турбинам произведены по типовым энергетическим характеристикам турбин ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ и Т-100/120-130 УТМЗ и представлены в таблицах 2.10-2.12.

Таблица 2.10 – Проверка удельного расхода тепла на турбину ст.№2 ПТ-80/100-130/13

Параметр	Ед.изм.	Обозн.	Источник информ.	Знач.
Средняя мощность	МВт	N	суточная ведомость	53,9
Расход пара	т/ч	D _о	суточная ведомость	377,4
Давление свежего пара	кг/см ²	P _о	суточная ведомость	106,3
Температура свежего пара	°С	t _о	суточная ведомость	547,6
Давление производственного отбора	кг/см ²	P _п	суточная ведомость	14,9
Тем-ра производственного отбора	°С	t _п	суточная ведомость	296,3
Давление теплофикационного отбора верхнего	кг/см ²	P _{тв}	суточная ведомость	1,7
Давление теплофикационного отбора нижнего	кг/см ²	P _{тн}	суточная ведомость	0,9
Вакуум в конденсаторе	%	V	суточная ведомость	80,8
энтальпия острого пара	ккал/кг	h _о	[1]	823,3
расход пара производственного отбора	т/ч	D _п	суточная ведомость	68,1
давление пара производств-го отбора	кг/см ²	P _п	суточная ведомость	14,9
температура пара производс-го	°С	t _п	суточная ведомость	296,1

Параметр	Ед.изм.	Обозн.	Источник информ.	Знач.
отбора				
энтальпия пара производств-го отбора	ккал/кг	$h_{п}$	[1]	723,1
энтальпия конденсата производственного пара	ккал/кг	$h'_{п}$	[1]	200,4
тепловая нагрузка производственного отбора	Гкал/ч	$Q_{п}$	$D_{п}(h_{п}-h'_{п})$	35,587
тепловая нагрузка встроенного пучка	Гкал/ч	$Q_{вп}$	$G_{вп}(h_{св2}-h_{св1})$	0,000
тепловая нагрузка теплофикационного отбора	Гкал/ч	$Q_{т}$	$G_{псг}(h_{псг2}-h_{псг})$	50,191
энтальпия питательной воды	ккал/кг	$h_{пв}$	[1]	245,9
расход тепла на турбоустановку	Гкал/ч	$Q_{о}$	$D_{о}(h_{о}-h_{пв})$	217,920
расход тепла на производство ЭЭ	Гкал/ч	$Q_{э}$	$Q_{о}-Q_{п}-Q_{т}-Q_{вп}$	132,142
удельный расход тепла	ккал/кВтч	$q_{бр}$	$Q_{э}/N$	2452,8
Типовая энергетическая характеристика ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ				
изменение мощности	МВт	ΔN_Q	$0,183Q_{т}$	9,18
мощность турбины	МВт	N	$N_{т}+\Delta N_Q$	63,06
расход пара на ЧСД	т/ч	$G_{чсд}$	рис35	170
расход пара на ЧНД	т/ч	$G_{чнд}$	рис26	140
минимальное давление в верхнем отборе "Т"	кг/см ²	$P_{вто}$	рис41	1,8
поправка на давление в верхнем отборе "Т"	МВт	$\Delta N_{рвто}$	рис43	14,5
поправка на т-ру обратной сетевой воды	МВт	$\Delta N_{т}$	рис41	-0,2
поправка на давление в конденсаторе	МВт	$\Delta N_{р2}$	рис44	-1,2
расход пара на ЧНД	т/ч	$G_{чнд}$	$0,88G_{чсд}-Q_{т}/0,52$	53,08
давление в конденсаторе	кг/см ²	P_2	$1-P_{бар}V/735,66$	0,234
поправка на возврат конденсата произв.отбора	МВт	$\Delta N_{воз}$	рис45	-0,2
фиктивная мощность	МВт	$N_{ф}$	$N_{т}+\Delta N$	75,96
расход пара на ЧСД	т/ч	$G_{чсд}$	рис35	180
расход пара на турбину	т/ч	$D_{о}$	рис35	305
макс. Нагрузка производственного отбора	Гкал/ч	$Q_{пmax}$	рис35	100
фиктивный удельный расход тепла	ккал/кВтч	$q_{ф}$	рис38	1490
расход тепла на турбоустановку	Гкал/ч	$Q_{о}$	$q_{ф}N_{ф}/1000+Q_{пmax}$	213,2
удельный расход тепла	ккал/кВтч	$q_{т}$	$(Q_{о}-Q_{п}-Q_{т}-Q_{вп})/N$	2364,8
разница фактического уд. расхода и нормы		Δq		4%

По турбине №2, тепловая нагрузка производственного отбора изменялась от 54 до 80 т/ч, теплофикационная нагрузка постоянная 50

Гкал/ч, отклонение по удельному расходу тепла на турбину составило 4%.

Таблица 2.11 – Проверка удельного расхода тепла на турбину ст.№5 Т-110/120-130 ТМЗ

Параметр	Ед.изм.	Обозн.	Источник информ.	Знач.
Давление свежего пара	кг/см ²	P _o	суточная ведомость	114,9
Температура свежего пара	°С	t _o	суточная ведомость	528,1
Давление теплофикац-го отбора верхнего	кг/см ²	P _{ТВ}	суточная ведомость	1,1
Давление теплофикацин-го отбора нижнего	кг/см ²	P _{ТН}	суточная ведомость	0,4
Вакуум в конденсаторе	%	V	суточная ведомость	77,6
энтальпия острого пара	ккал/кг	h _o	[1]	819,35
тепловая нагрузка встроенного пучка	Гкал/ч	Q _{ВП}	G _{ВП} (h _{св2} -h _{св1})	15,058
тепловая нагрузка теплофикац-го отбора	Гкал/ч	Q _Т	G _{Псг} (h _{Псг2} -h _{Псг})	82,650
энтальпия питательной воды	ккал/кг	h _{ПВ}		242,57
расход тепла на турбоустановку	Гкал/ч	Q _o	D _o (h _o -h _{ПВ})	259,094
расход тепла на производство ЭЭ	Гкал/ч	Q _э	Q _o -Q _Т -Q _{ВП}	161,386
удельный расход тепла	ккал/кВтч	q _{бр}	Q _э /N	2030
ТЭХ Т-100-130-3 УТМЗ				
мощность турбины	МВт	N	суточная ведомость	79,50
расход пара на турбину	т/ч	D _o	суточная ведомость	360
поправка к мощности на отклонение P _o	%	αN _p	рис44	1,2
поправка к мощности на отклонение t _o	%	αN _t	рис44	-1,27
мощность турбины с учетом поправок	МВт	N	N(1+(αN _p +αN _t)/100)	79,44
поправка к расходу пара на отклонение P _o	%	αD _p	рис42	0,5
поправка к расходу пара на отклонение t _o	%	αD _t	рис42	0,8
Расход пара на турбину с учетом поправок	т/ч	D _o	D _o (1+(αD _p +αD _t)/100)	364,68
удельный расход тепла	ккал/кВтч	q _т	рис24	1575
разница уд.расходов тепла факт и нормы		Δq		29%

Таблица 2.12 – Проверка удельного расхода тепла на турбину ст.№6 Т-110/120-130 ТМЗ

Параметр	Ед.изм.	Обозн.	Источник информ.	Знач.
Давление свежего пара	кг/см ²	P _o	суточная ведомость	112,8
Температура свежего пара	°С	t _o	суточная ведомость	530,0
Давление теплофикац-го отбора верхнего	кг/см ²	P _{ТВ}	суточная ведомость	1,1
Давление теплофикацин-го отбора нижнего	кг/см ²	P _{ТН}	суточная ведомость	0,4
Вакуум в конденсаторе	%	V	суточная ведомость	77,6
энтальпия острого пара	ккал/кг	h _o	[1]	821,03
тепловая нагрузка встроенного пучка	Гкал/ч	Q _{ВП}	G _{ВП} (h _{св2} -h _{св1})	11,464
тепловая нагрузка теплофикационного отбора	Гкал/ч	Q _Т	G _{Псг} (h _{Псг2} -h _{Псг})	111,042
энтальпия питательной воды	ккал/кг	h _{ПВ}		251,01

Параметр	Ед.изм.	Обозн.	Источник информ.	Знач.
расход тепла на турбоустановку	Гкал/ч	Q_o	$D_o(h_o-h_{пв})$	296,102
расход тепла на производство ЭЭ	Гкал/ч	$Q_э$	$Q_o-Q_T-Q_{ВП}$	173,596
удельный расход тепла	ккал/кВтч	$q_{бр}$	$Q_э/N$	1775,2
ТЭХ Т-100-130-3 УТМЗ				
мощность турбины	МВт	N	суточная ведомость	97,79
расход пара на турбину	т/ч	D_o	суточная ведомость	426
поправка к мощности на отклонение P_o	%	αN_p	рис44	0,3
поправка к мощности на отклонение t_o	%	αN_t	рис44	-0,44
мощность турбины с учетом поравок	МВт	N	$N(1+(\alpha N_p+\alpha N_t)/100)$	97,65
поправка к расходу пара на отклонение P_o	%	αD_p	рис42	0,8
поправка к расходу пара на отклонение t_o	%	αD_t	рис42	0,8
Расход пара на турбину с учетом поправок	т/ч	D_o	$D_o(1+(\alpha D_p+\alpha D_t)/100)$	432,816
удельный расход тепла	ккал/кВтч	q_T	рис24	1480,00
разница уд. расходов тепла факт и нормы		Δq		20%

По турбинам ст.№5 и 6 отклонения по удельным расходам тепла составляют соответственно 29% и 20%, такие значительные отклонения объясняются пониженными параметрами свежего пара, при номинальных значениях 130 кг/см² и 555 °С, фактическое давление свежего пара составило 115 и 113 кг/см², а температура – 528 и 530 °С соответственно.

Представленные данные по показателям работы котлов и паровых турбин, загрузка оборудования в последние годы, расчет номинальных удельных расходов топлива свидетельствуют о том, что у ТЭЦ-2 существует возможность повысить энергоэффективность не снижая надежности теплоснабжения.

2.3 Показатели эффективности работы ТЭЦ-2 при переходе на тепловой график работы

Наличие в нормативных документах (НД) по топливоиспользованию электростанций графиков нормативной мощности турбоагрегатов с конденсацией и регулируемые отборами пара для режимов работы их с полным использованием тепла отработавшего пара, а также турбоагрегатов с противодавлением регламентировано «Методическими указаниями по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций».

В таблице 2.13 представлен расчет фактических показателей работы станции в сравнении с показателями работы станции на тепловом потреблении (данные 2019 года). Расчеты проведены по данным АО «АлЭС» и с учетом минимальной выработки по чисто тепловому режиму.

Таблица 2.13 Расчет фактических показателей работы станции в сравнении с показателями работы станции на тепловом потреблении (данные 2019 года)

Показатель	Ед.изм.	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Выработка электроэнергии ТА 1 факт 2019	тыс. кВтч	54 640	49 280	49 030	44 297	36 106	38 746	44 647	41 903	42 016	6 049	44 890	56 978
Выработка электроэнергии ТА 2 факт 2019	тыс. кВтч	53 471	42 179	39 194	33 908	41 708	30 148	0	0	0	39 166	52 746	48 783
Выработка электроэнергии ТА 3 факт 2019	тыс. кВтч	43 778	49 855	37 586	43 793	14 521	40 830	46 775	45 503	28 491	50 869	56 127	59 823
Выработка электроэнергии ТА 4 факт 2019	тыс. кВтч	5 302	5 381	2 378	0	0	0	0	0	0	0	7 672	2 552
Выработка электроэнергии ТА 5 факт 2019	тыс. кВтч	76 736	67 511	62 343	56 416	41 828	19 768	0	995	61 138	63 798	78 122	85 134
Выработка электроэнергии ТА 6 факт 2019	тыс. кВтч	73 435	64 366	71 198	41	47 766	40 981	60 633	65 533	24 614	69 236	76 756	79 725
Выработка электроэнергии ГЭЦ-2 факт 2019	тыс. кВтч	307 362	278 572	261 729	178 455	181 929	170 473	152 055	153 934	156 259	229 118	316 313	332 995
Отпуск электроэнергии ГЭЦ-2 факт 2019	тыс. кВтч	262 244	237 114	221 001	149 165	143 092	143 477	127 556	129 332	131 320	194 816	272 916	287 407
Выработка электроэнергии по ТФ факт 2019	тыс. кВтч	261 144	235 944	258 168	150 624	95 976	93 600	95 976	93 000	95 760	161 160	254 160	256 680
Отпуск электроэнергии по ТФ	тыс. кВтч	215 453	193 635	214 200	121 989	69 037	69 256	71 233	69 494	72 561	131 233	209 927	211 748
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал	456 824	391 307	382 228	174 503	143 092	128 555	125 710	125 925	138 764	293 459	420 762	429 190
Собственные нужды	тыс. кВтч	45 691	42 309	43 968	28 635	26 939	24 344	24 743	23 506	23 199	29 927	44 233	44 932
	%	17,5	17,9	17,0	19,0	28,1	26,0	25,8	25,3	24,2	18,6	17,4	17,5
Отпуск теплоэнергии ТА 1-6	Гкал	462 011	396 489	368 279	183 911	151 514	136 223	133 291	133 437	146 835	304 656	429 731	430 066
Расход условного топлива	тут	143 475	126 420	134 232	83 831	52 006	48 472	49 788	49 532	50 360	90 993	132 204	143 336
уголь		142 471	125 535	133 293	83 244	51 642	48 133	49 439	49 185	50 007	90 356	131 278	142 333
мазут		1 004	885	940	587	364	339	349	347	353	637	925	1 003
на отпуск электроэнергии	тут	83 075	74 642	78 008	52 197	31 973	29 565	32 097	31 577	32 901	57 431	77 464	84 419
на отпуск теплоэнергии	тут	60 401	51 778	56 225	31 634	20 033	18 907	17 691	17 955	17 459	33 562	54 740	58 917

Показатель	Ед.изм.	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Удельные расходы условного топлива													
на отпуск электроэнергии	г/кВтч	385,6	385,5	364,2	427,9	463,1	426,9	450,6	454,4	453,4	437,6	369,0	398,7
на отпуск теплоэнергии	кг/Гкал	137,0	138,5	136,9	131,5	133,2	129,9	117,6	119,4	119,9	126,3	136,6	136,7
Расход натурального топлива													
уголь	тнт	249 324	219 686	233 262	145 676	90 373	84 232	86 519	86 074	87 513	158 124	229 737	249 082
мазут	тнт	728	641	681	425	264	246	253	251	255	462	671	727
Теплофикационная выработка ТА 1	тыс. кВтч	39 173	29 122	34 283	21 535	12 951	13 191	24 366	23 350	24 385	2 406	14 198	38 862
Теплофикационная выработка ТА 2	тыс. кВтч	31 638	21 085	26 613	15 194	24 897	22 616	0	0	0	25 631	34 609	21 011
Теплофикационная выработка ТА 3	тыс. кВтч	21 296	26 154	14 820	16 542	6 013	9 504	15 485	15 643	11 226	30 721	37 700	37 962
Теплофикационная выработка ТА 4	тыс. кВтч	5 302	5 381	2 378	0	0	0	0	0	0	0	7 672	2 552
Теплофикационная выработка ТА 5	тыс. кВтч	53 881	48 505	44 993	27 544	22 764	9 446	0	356	29 651	40 417	54 020	47 530
Теплофикационная выработка ТА 6	тыс. кВтч	58 452	46 796	44 658	38	7 335	0	31 637	34 458	12 718	51 080	61 730	55 644
Теплофикационная выработка ТЭЦ-2	тыс. кВтч	209 742	177 043	167 745	80 853	73 960	54 757	71 488	73 807	77 980	150 255	209 929	203 561
Тепловая нагрузка производственного отбора ТА 1	Гкал/ч	38,1	29,2	27,0	13,1	16,4	7,2	17,7	19,6	14,7	24,7	14,3	27,9
Тепловая нагрузка производственного отбора ТА 2	Гкал/ч	43,4	46,6	33,4	17,1	17,5	18,7	0	0	0	26,3	31,7	56,2
Тепловая нагрузка производственного отбора ТА 3	Гкал/ч	37,7	27,0	30,4	23,3	30,5	10,3	7,6	8,8	12,4	26,8	28,3	29,3
Тепловая нагрузка производственного отбора ТА 4	Гкал/ч	97,8	78,3	56,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	57,0	65,8
Тепловая нагрузка теплофикационного отбора ТА1	Гкал/ч	73,3	68,8	64,4	42,1	0,0	2,2	30,9	25,8	33,6	16,1	17,4	80,0

Показатель	Ед.изм.	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Тепловая нагрузка теплофикационного отбора ТА2	Гкал/ч	47,5	22,5	63,0	20,7	37,3	45,0	0	0	0	53,8	72,1	0
Тепловая нагрузка теплофикационного отбора ТА3	Гкал/ч	36,9	50,6	12,2	0,5	0,0	0	0	0	0	40,4	75,8	79,2
Тепловая нагрузка теплофикационного отбора ТА5	Гкал/ч	126,6	122,4	106,4	60,2	40,6	26,9	0	45,5	48,8	86,4	126,8	107,1
Тепловая нагрузка теплофикационного отбора ТА6	Гкал/ч	141,4	134,6	108,5	85,0	0	17,2	46,3	50,5	39,6	109,2	149,5	142,3
Тепловая нагрузка ВП ТА 1	Гкал/ч	6,2	0	11,5	7,9	24,8	29,9	22,2	19,1	23,0	0,3	18,1	3,8
Тепловая нагрузка ВП ТА 2	Гкал/ч	12,5	15,1	3,6	14,3	15,2	10,6	0	0	0	14,4	4,6	21,2
Тепловая нагрузка ВП ТА 3	Гкал/ч	9,5	10,9	11,6	33,6	23,7	21,0	28,7	28,6	31,3	21,6	5,7	0,8
Тепловая нагрузка ВП ТА 5	Гкал/ч	17,9	23,7	20,1	23,2	21,2	25,7	0	16,8	26,8	18,6	13,5	11,7
Тепловая нагрузка ВП ТА 6	Гкал/ч	13,0	6,9	9,0	12	22,2	22,3	26,6	26,8	30,0	22	12,1	1
Число часов работы ТА 1	час	744	672	744	0	0	720	0	0	0	154	633	744
Число часов работы ТА 2	час	744	672	0	0	0	0	0	744	720	0	720	0
Число часов работы ТА 3	час	0	0	0	720	636	0	0	0	0	744	720	744
Число часов работы ТА 4	час	240	273	289	0	0	0	740	0	0	744	467	230
Число часов работы ТА 5	час	737	672	737	720	744	676	0	0	720	744	699	744
Число часов работы ТА 6	час	744	672	744	1	601	513	740	739	0	744	720	744
Суммарная тепловая нагрузка ТА 1	Гкал/ч	117,6	98,0	102,9	63,1	41,2	39,3	70,8	64,5	71,3	41,1	49,8	111,7
Суммарная тепловая нагрузка ТА 2	Гкал/ч	103,4	84,2	100,0	52,1	70,0	74,3	0,0	0,0	0,0	94,5	108,4	77,4
Суммарная тепловая нагрузка ТА 3	Гкал/ч	84,1	88,5	54,2	57,4	54,2	31,3	36,3	37,4	43,7	88,8	109,8	109,3

Показатель	Ед.изм.	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Суммарная тепловая нагрузка ТА 4	Гкал/ч	97,8	78,3	56,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	57,0	65,8
Суммарная тепловая нагрузка ТА 5	Гкал/ч	144,5	146,1	126,5	83,4	61,8	52,6	0,0	62,3	75,6	105,0	140,3	118,8
Суммарная тепловая нагрузка ТА 6	Гкал/ч	154,4	141,5	117,5	97,0	22,2	39,5	72,9	77,3	69,6	131,2	161,6	143,3
Суммарная тепловая нагрузка ТА	Гкал	409 266	337 082	273 392	101 473	93 793	84 117	53 946	57 125	54 432	248 129	429 668	374 560
Нагрузка П-отбора ТА 1	Гкал/ч	58,3	59,2	64,0	0	0	36,2	0	0	0	38,8	34,3	0
Нагрузка Т-отбора ТА 1	Гкал/ч	73,5	72,5	84,4	0	0	47,2	0	0	0	62,3	79,8	0
Нагрузка ВП ТА 1	Гкал/ч	15,6	13,5	17,5	0	0	29,9	0	0	0	24,7	18,3	0
Нагрузка П-отбора ТА 2	Гкал/ч	63,5	67,1	0	0	0	0	0	28,4	27,1	0	0	70,1
Нагрузка Т-отбора ТА 2	Гкал/ч	84,5	73,1	0	0	0	0	0	26,8	33,8	0	0	80,8
Нагрузка ВП ТА 2	Гкал/ч	17	15,1	0	0	0	0	0	26,3	31,3	0	0	13,2
Нагрузка П-отбора ТА 3	Гкал/ч	0	0	0	53,5	64,4	0	0	0	0	40,0	38,3	44,5
Нагрузка Т-отбора ТА 3	Гкал/ч	0	0	0	83,3	37,3	0	0	0	0	67,8	79,6	81,2
Нагрузка ВП ТА 3	Гкал/ч	0	0	0	33,6	28,7	0	0	0	0	21,6	18,2	10,5
Нагрузка ТА 4	Гкал/ч	108,5	85,3	157,8	0	0	0	103,2	0	0	0	67,9	65,8
Нагрузка Т-отбора ТА 5	Гкал/ч	136,6	122,4	143,6	130,2	60,6	65,5	0	0	79,8	117,4	135,8	141,1
Нагрузка ВП ТА 5	Гкал/ч	17,9	23,7	23,1	31,1	29,3	29,3	0	0	30	28,6	24,5	10,7
Нагрузка Т-отбора ТА 6	Гкал/ч	141,4	134,6	145,1	0	0	0	71,2	94,6	0	112,2	149,5	142,3
Нагрузка ВП ТА 6	Гкал/ч	14,8	6,9	14,6	0	0	0	28,9	26,8	0	26,5	22,1	8,3
Суммарная тепловая нагрузка ТА 1-6	Гкал	488 545	418 490	410 709	238 824	149 820	145 661	150 442	150 351	145 440	327 464	449 112	341 452
Расход пара на ТА 1	т/ч	319	354	412	0	0	249	0	0	0	236	264	0
Расход пара на ТА 2		355	363	0	0	0	0	0	166	194	0	0	388
Расход пара на ТА 3		0	0	0	356	247	0	0	0	0	234	315	319
Расход пара на ТА 4		236	186	344				225	0	0	0	148	123
Расход пара на ТА 5		350	340	355	321	210	214	0	250	230	316	373	380
Расход пара на ТА 6		360	335	358	0	0	0	221	0	0	312	400	385
Теплофикационная мощность ТА 1	МВт	58,5	65	80	0	0	46	0	0	0	42	54	0

Показатель	Ед.изм.	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Теплофикационная мощность ТА 2	МВт	66	67	0	0	0	0	0	30	36	0	0	74
Теплофикационная мощность ТА 3	МВт	0	0	0	68	47	0	0	0	0	42,3	62	64
Теплофикационная мощность ТА 4	МВт	26,2	20,6	38,1	0	0	0	0	0	0	0	16,4	11,1
Теплофикационная мощность ТА 5	МВт	85	68	84	74	38	39,4	0	46	35	61	78	79
Теплофикационная мощность ТА 6	МВт	86	60	83	0	0	0	40	0	0	58	82	80
Теплофикационная выработка ТА 1	тыс.кВтч	43 524	43 680	59 520	0	0	33 120	0	0	0	6 468	34 182	0
Теплофикационная выработка ТА 2	тыс.кВтч	49 104	45 024	0	0	0	0	0	22 320	25 920	0	0	0
Теплофикационная выработка ТА 3	тыс.кВтч	0	0	0	48 960	29 892	0	0	0	0	31 471	44 640	47 616
Теплофикационная выработка ТА 4	тыс.кВтч	6 289	5 625	11 015	0	0	0	0	0	0	0	7 659	2 553
Теплофикационная выработка ТА 5	тыс.кВтч	62 645	45 696	61 908	53 280	28 272	26 634	0	0	25 200	45 384	54 522	58 776
Теплофикационная выработка ТА 6	тыс.кВтч	63 984	40 320	61 752	0	0	0	29 600	0	0	43 152	59 040	59 520
Суммарная теплофикационная выработка ТА 1-6 (расчет)	тыс.кВтч	225 546	180 345	194 195	102 240	58 164	59 754	29 600	22 320	51 120	126 475	200 043	168 465
Паровая нагрузка КА	тонн	1105685	1 005 906	952 596	497 189	319 599	330 423	336 597	125 974	311 386	691 225	1 031 990	851 482
Тепловая нагрузка КА	Гкал	629 135	572 360	542 027	282 900	181 852	188 011	191 524	71 679	177 178	393 307	587 202	484 493
Средний КПД КА	%	83,6	82,7	81,6	82,7	81,9	84,6	82,7	84,9	84,7	84,9	84,9	85,0
Расход топлива	тут	107 508	98 870	94 893	48 869	31 720	31 748	33 084	12 061	29 883	66 180	98 806	81 427
Уменьшение расхода топлива	тут	35 968	27 550	39 340	34 962	20 286	16 724	16 704	37 471	20 477	24 813	33 398	61 909
Уменьшение натурального топлива	т	65 371	50 388	75 446	60 814	36 597	29 936	30 902	65 427	37 034	44 607	61 127	108 413
Теплота сгорания угля	ккал/кг	4 091	4 088	4 209	4 031	4 129	4 093	4 164	4 089	4 144	4 081	4 102	4 052
зольность	%	39,4	40,5	38,7	38	39,6	39,7	38,9	39,7	39,1	39,9	39,2	40,1

Показатель	Ед.изм.	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
влажность	%	5,3	5,2	4,7	5,3	4,6	4,6	4,2	4,1	4,8	4,5	5,2	5,1
Раход натурального топлива	тнГ	183 953	169 298	157 816	84 862	53 776	54 296	55 617	20 648	50 479	113 516	168 610	140 669
Содержание серы	%	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Содержание азота	%	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
КПД эмульгаторов	%	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99
Количество золы	т	703,0	664,7	593,0	312,9	206,6	209,1	210,0	79,5	191,5	439,2	641,2	546,8
Количество оксидов серы	т	2 019,1	1 858,2	1 732,2	931,4	590,2	596,0	610,5	226,6	554,1	1 246,0	1 850,7	1 544,0
Количество оксидов азота (NO _x)	т	475,23	437,05	419,47	216,02	140,22	140,34	146,25	53,32	132,10	292,54	436,76	359,94
Количество диоксида азота (NO ₂)	т	380,18	349,64	335,57	172,82	112,17	112,27	117,00	42,65	105,68	234,03	349,41	287,95
Количество оксида азота (NO)	т	61,78	56,82	54,53	28,08	18,23	18,24	19,01	6,93	17,17	38,03	56,78	46,79
Химический недожог (q3)	%	0,022	0,024	0,029	0,028	0,032	0,029	0,027	0,026	0,021	0,022	0,026	0,029
Количество оксида углерода (CO)	т	770,75	706,94	675,43	347,87	224,96	225,99	235,83	86,06	214,29	474,48	705,23	579,52
Газообразные выбросы	т	3 707,0	3 408,7	3 217,2	1 696,2	1 085,8	1 092,8	1 128,5	415,6	1 023,3	2 285,0	3 398,8	2 818,2
Выбросы факт 2019 год													
Количество золы	т	952,8	862,5	876,5	537,2	347,2	324,3	326,7	331,4	332,0	611,8	873,7	968,3
Количество оксидов серы	т	2 736,6	2 411,3	2 560,3	1 598,9	991,9	924,5	949,6	944,8	960,5	1 735,6	2 521,6	2 733,9
Количество оксидов азота (NO _x)	т	644,11	567,13	620,00	370,82	235,64	217,71	227,50	222,26	229,01	407,50	595,10	637,35
Количество диоксида азота (NO ₂)	т	515,29	453,70	496,00	296,66	188,51	174,17	182,00	177,81	183,21	326,00	476,08	509,88
Количество оксида азота (NO)	т	83,73	73,73	80,60	48,21	30,63	28,30	29,58	28,89	29,77	52,98	77,36	82,86
Количество оксида углерода (CO)	т	1 044,7	917,3	998,3	597,2	378,1	350,6	366,9	358,7	371,5	660,9	960,9	1 026,1
Газообразные выбросы	т	5 024,4	4 423,2	4 755,2	2 911,8	1 824,8	1 695,3	1 755,6	1 732,5	1 774,0	3 183,0	4 631,0	4 990,2
Уменьшение твердых выбросов	т	249,8	197,8	283,5	224,3	140,6	115,3	116,7	251,9	140,5	172,6	232,5	421,4
Уменьшение газообразных выбросов	т	1 317,3	1 014,5	1 538,0	1 215,6	739,0	602,5	627,0	1 316,9	750,8	897,9	1 232,2	2 172,0

Как показывают расчеты в 2019 году, фактическая выработка электроэнергии существенно превышает минимальную теплофикационную выработку, как в зимний, так и в летний период (рисунок 2.7).

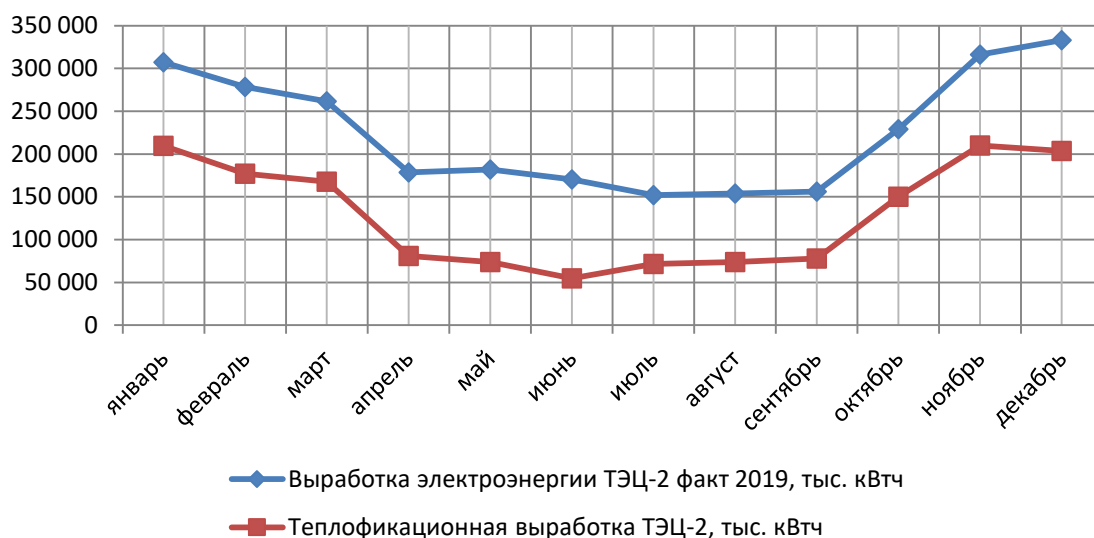


Рисунок 2.7 Динамика изменения теплофикационной выработки ТЭС-2

Работа ТЭС-2 на тепловом потреблении приведет к существенному снижению расхода топлива (рисунок 2.8).

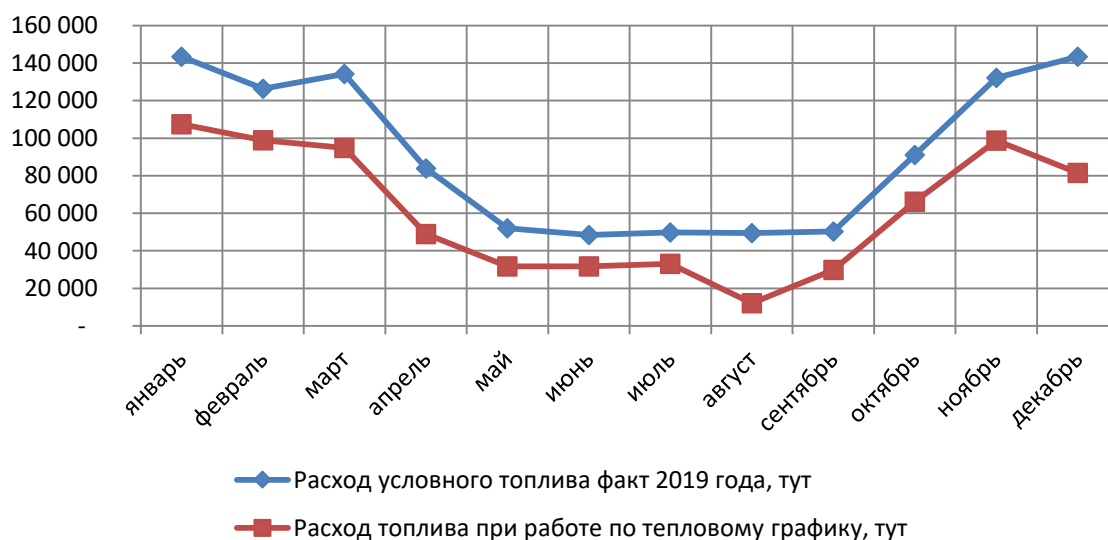


Рисунок 2.8 Динамика изменения условного расхода топлива при работе по тепловому графику

Снижение расхода топлива приведет к снижению газообразных выбросов (рисунок 2.9), а также количеству золошлаковых отходов поступающих на золоотвал, что также немаловажно.

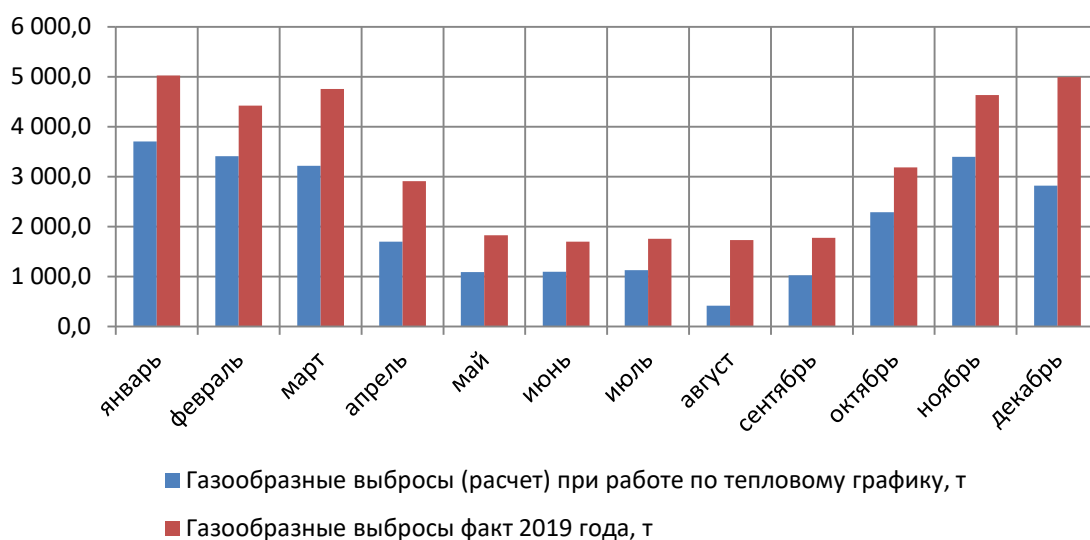


Рисунок 2.9 Динамика снижения газообразных выбросов при работе по тепловому графику

Как видно из представленных данных при работе на тепловом потреблении возможно снижение газообразных выбросов на 20-40 %, в зависимости от загрузки станции. В таблице 2.14 представлены расчетные данные по возможности ТЭЦ-2 снизить выбросы (данные за 2019 год).

Таблица 2.14 Расчет фактических показателей работы станции и снижение выбросов при работе станции на тепловом потреблении (данные 2019 года)

Показатель	Ед.изм.	2019 год
Выработка электроэнергии ТА 1 факт 2019	тыс. кВтч	508 582
Выработка электроэнергии ТА 2 факт 2019	тыс. кВтч	381 303
Выработка электроэнергии ТА 3 факт 2019	тыс. кВтч	517 951
Выработка электроэнергии ТА 4 факт 2019	тыс. кВтч	23 285
Выработка электроэнергии ТА 5 факт 2019	тыс. кВтч	613 789
Выработка электроэнергии ТА 6 факт 2019	тыс. кВтч	674 284
Выработка электроэнергии ТЭЦ-2 факт 2019	тыс. кВтч	2 719 194
Отпуск электроэнергии ТЭЦ-2 факт 2019	тыс. кВтч	2 299 440
Выработка электроэнергии по ТФ факт 2019	тыс. кВтч	2 052 192
Отпуск электроэнергии по ТФ	тыс. кВтч	1 649 766
отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал	3 210 319
Собственные нужды	тыс. кВтч	402 426
	%	19,6
Отпуск теплоэнергии ТА 1-6	Гкал	3 305 742
Расход условного топлива	тут	1 104 649
уголь		1 096 917
мазут		7 733
на отпуск электроэнергии	тут	665 350
на отпуск теплоэнергии	тут	439 300
Удельные расходы условного топлива		
на отпуск электроэнергии	г/кВтч	403,3

на отпуск теплоэнергии	кг/Гкал	132,9
Расход натурального топлива		
Уголь	тнт	1 919 604
Мазут	тнт	5 603
Теплофикационная выработка ТА 1	тыс. кВтч	277 822
теплофикационная выработка ТА 2	тыс. кВтч	223 294
теплофикационная выработка ТА 3	тыс. кВтч	379 107
теплофикационная выработка ТА 4	тыс. кВтч	23 285
теплофикационная выработка ТА 5	тыс. кВтч	379 107
теплофикационная выработка ТА 6	тыс. кВтч	404 546
теплофикационная выработка ТЭЦ-2	тыс. кВтч	1 551 120
Суммарная тепловая нагрузка ТА	Гкал	2 516 983
Суммарная тепловая нагрузка ТА 1-6	Гкал	3 416 309
Теплофикационная выработка ТА 1	тыс.кВтч	220 494
Теплофикационная выработка ТА 2	тыс.кВтч	142 368
Теплофикационная выработка ТА 3	тыс.кВтч	202 579
Теплофикационная выработка ТА 4	тыс.кВтч	33 141
Теплофикационная выработка ТА 5	тыс.кВтч	462 317
Теплофикационная выработка ТА 6	тыс.кВтч	357 368
Суммарная минимальная теплофикационная выработка ТА 1-6 (расчет)	тыс.кВтч	1 418 267
Паровая нагрузка КА	тонн	7 560 051
Тепловая нагрузка КА	Гкал	4 301 669
Расход топлива	тут	735 049
Уменьшение расхода топлива	тут	369 600
Уменьшение расхода натурального топлива	т	666 062
Расход натурального топлива	тнт	1 253 542
Количество золы	т	4 797,5
Количество оксидов серы	т	13 758,9
Количество оксидов азота (NO _x)	т	3 249,2
Количество диоксида азота (NO ₂)	т	2 599,4
Количество оксида азота (NO)	т	422,4
Количество оксида углерода (CO)	т	5 247,3
Газообразные выбросы	т	25 277,2
Выбросы факт 2019 год		
Количество золы	т	7 344,3
Количество оксидов серы	т	21 069,6
Количество оксидов азота (NO _x)	т	4 974,1
Количество диоксида азота (NO ₂)	т	3 979,3
Количество оксида азота (NO)	т	646,6
Количество оксида углерода (CO)	т	8 031,2
Газообразные выбросы	т	38 700,9
Уменьшение твердых выбросов	т	2 546,8
Уменьшение газообразных выбросов	т	13 423,7

Представленные расчеты свидетельствуют о значительном сокращении выбросов вредных веществ от ТЭЦ-2 при переходе ее на режим работы на тепловом потреблении. По данным 2019 года максимальное снижение

газообразных выбросов может составить порядка 30 %, при выработке электроэнергии на базе теплового потребления в 2019 году 2 052 192 тыс. кВтч снижение выбросов составит порядка 19 %.

3. Техничко-экономическая оценка работы ТЭЦ-2 по тепловому графику

3.1 Расчет удельных расходов топлива при работе ТЭЦ-2 по тепловому графику

Расчет удельных расходов топлива произведен для выработки электроэнергии на тепловом потреблении исходя из фактических данных 2019 года (по данным АлЭС). Расчет выполнен при следующих условиях и допущениях:

1 - выработка электроэнергии на базе теплового потребления определяется на основе энергетических характеристик оборудования с учетом проведения плановых ремонтов оборудования.

2 - отпуск электроэнергии определяется разностью между выработкой электроэнергии и собственными электрическими нуждами.

3 - собственные электрические нужды определяются на основе энергетических характеристик оборудования с учетом планового отпуска тепла и плановых ремонтов оборудования.

4 - отпуск теплоэнергии планируется на основе заявок потребителей.

5 - расход условного топлива определяется на основе энергетических характеристик оборудования с учетом планируемого в работе состава оборудования.

6 - расход угля в условном исчислении определяется как разность между суммарным расходом условного топлива и расходом мазута в условном исчислении.

7 - расход мазута в условном исчислении определяется на основе планируемых пусков котельных агрегатов или может быть принят по фактической величине доли мазута за последние несколько лет.

8 - коэффициент распределения топлива между электрической и тепловой энергиями определяется на основе эксергетического метода. Расчет производится по методике, разработанной Алматинским университетом энергетики и связи и утвержденной заместителем Министра энергетики РК.

9 - расход условного топлива на отпуск электроэнергии определяется умножением суммарного расхода условного топлива на коэффициент распределения топлива на электроэнергию.

10 - расход условного топлива на отпуск теплоэнергии определяется умножением суммарного расхода условного топлива на коэффициент распределения топлива на теплоэнергию.

11 - удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии определяется делением расхода условного топлива на отпуск электроэнергии на отпуск электроэнергии.

12 - удельный расход условного топлива на отпуск теплоэнергии определяется делением расхода условного топлива на отпуск теплоэнергии на отпуск теплоэнергии.

13 - низшая теплота сгорания угля и мазута принимается по справочным данным или по сертификатам на топливо, предоставляемым поставщиками топлива, либо по фактическим данным, сложившимся за последние несколько лет.

14 - расход натурального топлива определяется умножением расхода условного топлива для угля и мазута на 7000 ккал/кг и делением на низшую теплоту сгорания топлива. Здесь 7000 ккал/кг - теплота сгорания условного топлива.

Расчет расходов топлива при работе ТЭЦ-2 по тепловому графику представлен в таблице 3.1

Таблица 3.1 Расчет расходов топлива при работе ТЭЦ-2 по тепловому графику

Показатель	Ед.изм.	январь	февраль	март
Выработка элетроэнергии ¹	тыс. кВтч	261 144	235 944	258 168
Отпуск электроэнергии ²	тыс. кВтч	215 453	193 635	214 200
Собственные нужды ³	тыс. кВтч	45 691	42 309	43 968
Отпуск теплоэнергии ⁴	Гкал	440 960	373 720	410 749
Расход условного топлива ⁵	т.у.т.	143 475	126 420	134 232
уголь ⁶	т.у.т.	142 471	125 535	133 293
	%	99,3	99,3	99,3
мазут ⁷	т.у.т.	1 004	885	940
	%	0,7	0,7	0,7
Коэффициент распределения топлива ⁸				
на электроэнергию	-	0,58	0,59	0,58
на теплоэнергию	-	0,42	0,41	0,42
Расход условного топлива на отпуск электроэнергии ⁹	т.у.т.	83 075	74 642	78 008
Расход условного топлива на отпуск теплоэнергии ¹⁰	т.у.т.	60 401	51 778	56 225
Удельные расходы условного топлива				
на отпуск электроэнергии ¹¹	г/кВтч	386	385	364

Показатель	Ед.изм.	январь	февраль	март
на отпуск теплоэнергии ¹²	кг/Гкал	137	139	137
Низшая теплота сгорания ¹³				
угля	ккал/кг	4 000	4 000	4 000
мазута	ккал/кг	9 650	9 650	9 650
Расход натурального топлива ¹⁴				
уголь	т.н.т	249 324	219 686	233 262
мазут	т.н.т.	729	642	682

Продолжение таблицы 3.1 Расчет расходов топлива при работе ТЭЦ-2 по тепловому графику

Показатель	Ед.изм.	апрель	май	июнь
Выработка электроэнергии ¹	тыс. кВтч	150 624	95 976	93 600
Отпуск электроэнергии ²	тыс. кВтч	121 989	69 037	69 256
Собственные нужды ³	тыс. кВтч	28 635	26 939	24 344
Отпуск теплоэнергии ⁴	Гкал	240 473	150 418	145 563
Расход условного топлива ⁵	т.у.т.	83 831	52 006	48 472
уголь ⁶	т.у.т.	83 244	51 642	48 133
	%	99,3	99,3	99,3
мазут ⁷	т.у.т.	587	364	339
	%	0,7	0,7	0,7
Коэффициент распределения топлива ⁸				
на электроэнергию	-	0,62	0,61	0,61
на теплоэнергию	-	0,38	0,39	0,39
Расход условного топлива на отпуск электроэнергии ⁹	т.у.т.	52 197	31 973	29 565
Расход условного топлива на отпуск теплоэнергии ¹⁰	т.у.т.	31 634	20 033	18 907
Удельные расходы условного топлива				
на отпуск электроэнергии ¹¹	г/кВтч	428	463	427
на отпуск теплоэнергии ¹²	кг/Гкал	132	133	130
Низшая теплота сгорания ¹³				
угля	ккал/кг	4 000	4 000	4 000
мазута	ккал/кг	9 650	9 650	9 650
Расход натурального топлива ¹⁴				
уголь	т.н.т	145 676	90 373	84 232
мазут	т.н.т.	426	264	246

Продолжение таблицы 3.1 Расчет расходов топлива при работе ТЭЦ-2 по тепловому графику

Показатель	Ед.изм.	июль	август	сентябрь
Выработка электроэнергии ¹	тыс. кВтч	95 976	93 000	95 760
Отпуск электроэнергии ²	тыс. кВтч	71 233	69 494	72 561
Собственные нужды ³	тыс. кВтч	24 743	23 506	23 199
Отпуск теплоэнергии ⁴	Гкал	150 421	150 415	145 573

Показатель	Ед.изм.	июль	август	сентябрь
Расход условного топлива ⁵	т.у.т.	49 788	49 532	50 360
уголь ⁶	т.у.т.	49 439	49 185	50 007
	%	99,3	99,3	99,3
мазут ⁷	т.у.т.	349	347	353
	%	0,7	0,7	0,7
Коэффициент распределения топлива ⁸				
на электроэнергию	-	0,64	0,64	0,65
на теплоэнергию	-	0,36	0,36	0,35
Расход условного топлива на отпуск электроэнергии ⁹	т.у.т.	32 097	31 577	32 901
Расход условного топлива на отпуск теплоэнергии ¹⁰	т.у.т.	17 691	17 955	17 459
Удельные расходы условного топлива				
на отпуск электроэнергии ¹¹	г/кВтч	451	454	453
на отпуск теплоэнергии ¹²	кг/Гкал	118	119	120
Низшая теплота сгорания ¹³				
угля	ккал/кг	4 000	4 000	4 000
мазута	ккал/кг	9 650	9 650	9 650
Расход натурального топлива ¹⁴				
уголь	т.н.т.	86 519	86 074	87 513
мазут	т.н.т.	253	252	256

Окончание таблицы 3.1 Расчет расходов топлива при работе ТЭЦ-2 по тепловому графику

Показатель	Ед.изм.	октябрь	ноябрь	декабрь	год
Выработка электроэнергии ¹	тыс. кВтч	161 160	254 160	256 680	2 052 192
Отпуск электроэнергии ²	тыс. кВтч	131 233	209 927	211 748	1 649 766
Собственные нужды ³	тыс. кВтч	29 927	44 233	44 932	402 426
Отпуск теплоэнергии ⁴	Гкал	265 798	400 749	430 903	3 305 742
Расход условного топлива ⁵	т.у.т.	90 993	132 204	143 336	1 104 649
уголь ⁶	т.у.т.	90 356	131 278	142 333	1 096 917
	%	99,3	99,3	99,3	99,3
мазут ⁷	т.у.т.	637	925	1 003	7 733
	%	0,7	0,7	0,7	0,7
Коэффициент распределения топлива ⁸					
на электроэнергию	-	0,63	0,59	0,59	0,60
на теплоэнергию	-	0,37	0,41	0,41	0,40
Расход условного топлива на отпуск электроэнергии ⁹	т.у.т.	57 431	77 464	84 419	665 350
Расход условного топлива на отпуск теплоэнергии ¹⁰	т.у.т.	33 562	54 740	58 917	439 300
Удельные расходы условного топлива					
на отпуск электроэнергии ¹¹	г/кВтч	438	369	399	403

Показатель	Ед.изм.	октябрь	ноябрь	декабрь	год
на отпуск теплоэнергии ¹²	кг/Гкал	126	137	137	133
Низшая теплота сгорания ¹³					
угля	ккал/кг	4 000	4 000	4 000	
мазута	ккал/кг	9 650	9 650	9 650	
Расход натурального топлива ¹⁴					
уголь	т.н.т	158 124	229 737	249 082	1 919 604
мазут	т.н.т.	462	671	728	5 609

Таким образом, в результате изменения режима работы ТЭЦ-2 произойдет снижение расхода топлива и улучшение ТЭП.

3.2 Техничко-экономические и экологические показатели работы ТЭЦ-2 при работе ТЭЦ по тепловому графику

При работе по тепловому графику производство электрической энергии снизится примерно на 30 % а при минимальной расчетной теплофикационной мощности на 45 %. Сравнение отпуска электроэнергии при работе по тепловому графику с фактическим отпуском электроэнергии представлено на рисунке 3.1.

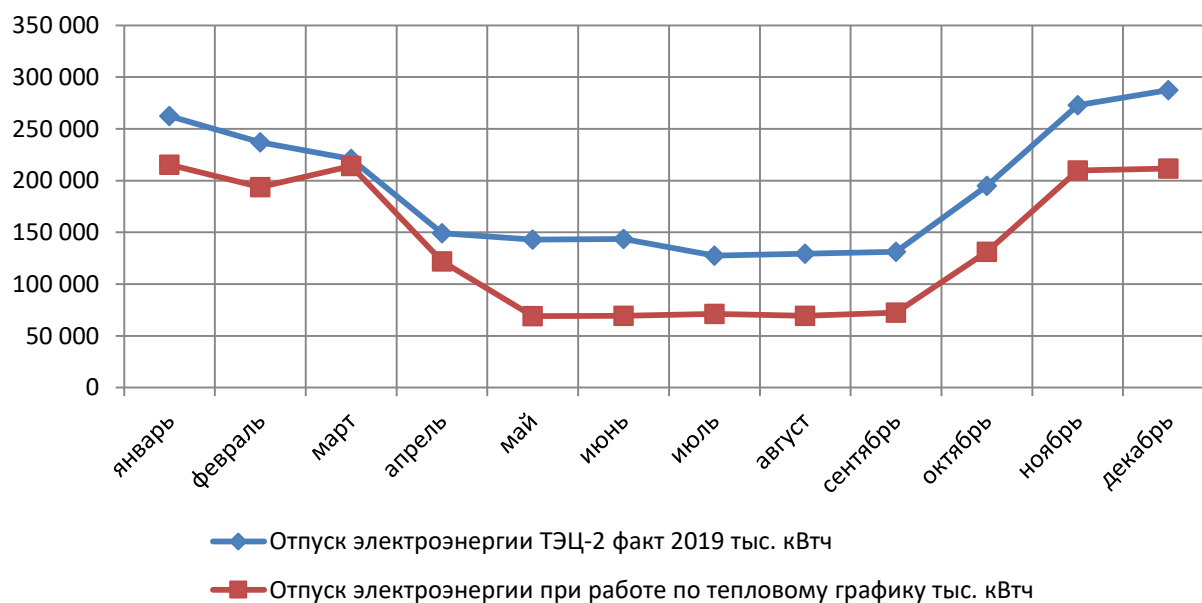


Рисунок 3.1 Динамика отпуска электроэнергии при работе по тепловому графику

Снижение расхода топлива в зимние месяцы составит 10-20 %, в летние месяцы больше до 30-40 %. На рисунке 3.2 представлено сравнение фактических расходов условного топлива в первом квартале 2019 года с расчетными, при работе на тепловом потреблении.



Рисунок 3.2 Сравнение фактических и расчетных расходов топлива

Если в зимние месяцы станция работает на режимах близких к тепловому потреблению и минимальной довыработкой электроэнергии, то в летний период конденсационная выработка сильно возрастает. Удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии и тепла представлены на рисунке 3.3.

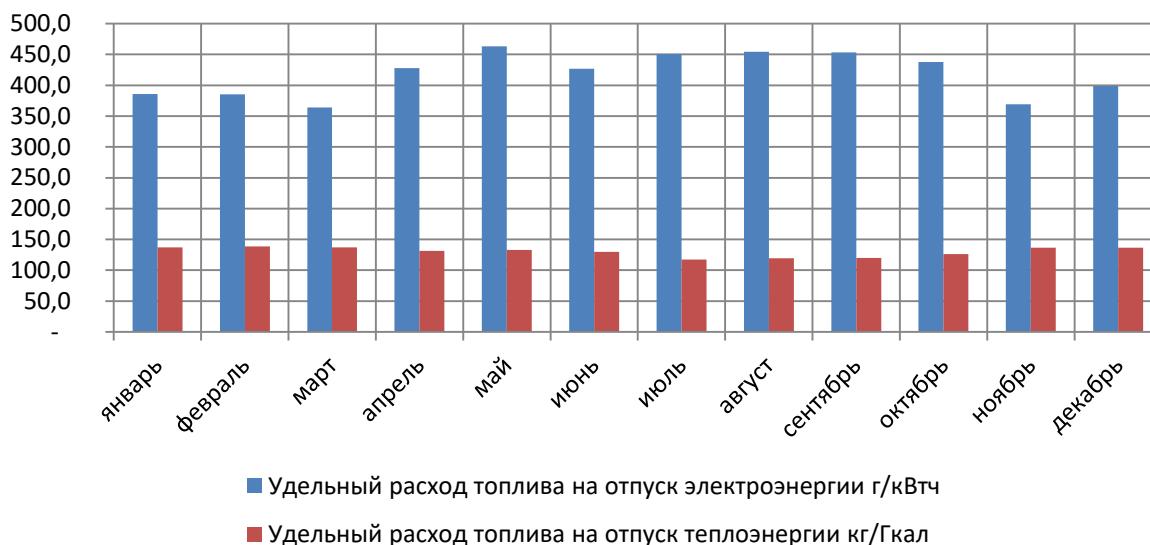


Рисунок 3.3 Удельные расходы топлива на отпуск тепла и электроэнергии

В таблице 3.2 представлен расчет показателей работы ТЭЦ-2 при работе на режимах теплового потребления (по данным 2019 года). Как видно из таблицы в результате изменения режима работы произойдет снижение газообразных выбросов с 38700,9 тонн до 31321 тонн. Существенно снизится объем ЗШО, который снизится до уровня 800 тыс.тонн. При этом экологические платежи снизятся более чем на 100 млн.тенге и составят 522 млн.тенге.

Таблица 3.3 Техничко-экономические и экологические показатели работы ТЭЦ-2 по тепловому графику

Показатель	Ед.изм.	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
Выработка электроэнергии	тыс. кВтч	261 144	235 944	258 168	150 624	95 976	93 600	95 976	93 000	95 760	161 160	254 160	256 680	2 052 192
Отпуск электроэнергии	тыс. кВтч	215 453	193 635	214 200	121 989	69 037	69 256	71 233	69 494	72 561	131 233	209 927	211 748	1 649 766
Собственные нужды	тыс. кВтч	45 691	42 309	43 968	28 635	26 939	24 344	24 743	23 506	23 199	29 927	44 233	44 932	402 426
Отпуск теплоэнергии	Гкал	440 960	373 720	410 749	240 473	150 418	145 563	150 421	150 415	145 573	265 798	400 749	430 903	3 305 742
Расход условного топлива	т.у.т.	143 475	126 420	134 232	83 831	52 006	48 472	49 788	49 532	50 360	90 993	132 204	143 336	1 104 649
уголь		142 471	125 535	133 293	83 244	51 642	48 133	49 439	49 185	50 007	90 356	131 278	142 333	1 096 917
мазут		1 004	885	940	587	364	339	349	347	353	637	925	1 003	7 733
на отпуск электроэнергии	т.у.т.	83 075	74 642	78 008	52 197	31 973	29 565	32 097	31 577	32 901	57 431	77 464	84 419	665 350
на отпуск теплоэнергии	т.у.т.	60 401	51 778	56 225	31 634	20 033	18 907	17 691	17 955	17 459	33 562	54 740	58 917	439 300
Удельные расходы условного топлива														
на отпуск электроэнергии	г/кВтч	385,6	385,5	364,2	427,9	463,1	426,9	450,6	454,4	453,4	437,6	369,0	398,7	403,3
на отпуск теплоэнергии	кг/Гкал	137,0	138,5	136,9	131,5	133,2	129,9	117,6	119,4	119,9	126,3	136,6	136,7	132,9
Расход натурального топлива														
уголь	т.н.т.	249 324	219 686	233 262	145 676	90 373	84 232	86 519	86 074	87 513	158 124	229 737	249 082	1 919 604
мазут	т.н.т.	728	641	681	425	264	246	253	251	255	462	671	727	5 603
Выбросы	тонн	4 068	3 584	3 806	2 377	1 475	1 374	1 412	1 404	1 428	2 580	3 748	4 064	31 321
ЗШО	тонн	104 456	92 039	97 727	61 032	37 862	35 290	36 248	36 061	36 664	66 247	96 250	104 354	804 230
Экологические платежи	тыс.тенге	67 525	59 561	63 209	39 672	24 810	23 160	23 774	23 655	24 041	43 017	62 261	67 460	522 145

Заключение

Одной из серьезных проблем дальнейшего развития ТЭЦ-2 является проблема, связанная со снижением негативного воздействия на экологию города Алматы и Алматинского региона. В последние годы город сильно вырос, и городская застройка значительно приблизилась к территории станции.

Перевод ТЭЦ-2 на газ, безусловно, позволит уменьшить выбросы твердых частиц (золы), уменьшить образование золошлаковых отходов, вернуть городу золоотвалы после их рекультивации, сократить загрязнение атмосферы оксидами азота и серы, уменьшить выбросы парниковых газов. Однако при этом существенно возрастет себестоимость производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ-2, что неминуемо приведет к росту тарифа в целом по компании, а для потребителей к существенному росту коммунальных услуг.

АО «АлЭС» является субъектом естественной монополии по производству тепловой энергии и включено в Республиканский раздел Государственного регистра, кроме того занимает доминирующее положение по поставкам электроэнергии в Алматинском регионе и г. Алматы. При этом ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и ЗТК работают совместно по обеспечению тепловых потребностей города, и каждый из теплоисточников имеет схемную возможность принять на себя дополнительную тепловую нагрузку в случае снижения ее на других теплоисточниках.

Таким образом, в настоящее время создана схема централизованного теплоснабжения г. Алматы с развитыми протяженными тепловыми сетями на основе базового теплоисточника (ТЭЦ-2) с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии в традиционных паросиловых установках (ПСУ), рассчитанных на сжигание дешевого Экибастузского угля. Теплоисточники, использующие природный газ (ТЭЦ-1 и ЗТК), работают только в отопительный период. Эффективность работы этой системы подтверждается сравнительно низкой себестоимостью и, соответственно, более низкими тарифами на отпускаемую тепловую энергию по сравнению с другими поставщиками тепла по городу Алматы (меньше на 35-50 %). Поэтому к вопросу технического перевооружения ТЭЦ-2 нужно подходить с учетом сложившихся связей ТЭЦ-2 с другими теплоисточниками.

Как показал предварительный экономический анализ, представленный в работе, выполнение ГТУ надстройки и реконструкция газоочистного оборудования и реконструкция всех котлов для перевода станции на газ позволят существенно снизить экологическое воздействие ТЭЦ-2, повысить ее эффективность [15-21], но все эти мероприятия очень капиталоемкие.

При этом ТЭЦ-2 сегодня работает со значительной долей выработки электроэнергии по конденсационному циклу, что приводит к увеличению удельных расходов топлива и соответственно при росте производства тепла и электроэнергии к росту выбросов вредных веществ в атмосферу.

Снижение производства электроэнергии и перевод ТЭЦ-2 на работу по тепловому графику позволит снизить расходы топлива, снизить выбросы, продлить на некоторое время ресурс оборудования (за счет меньшей загрузки) и обеспечить при этом надежность теплоснабжения.

В результате изменения режима работы как показали расчеты выполненные в работе произойдет снижение газообразных выбросов с 38700,9 тонн до 31321 тонн. Существенно снизится объем ЗШО до уровня 800 тыс.тонн. При этом экологические платежи снизятся более чем на 100 млн.тенге и составят 522 млн.тенге.

Возникший дефицит электроэнергии будет покрываться за счет электроэнергии по транзиту «Север-Юг» от Экибастузских ГРЭС также входящих в «Самрук-Энерго». Безусловно, изменение режима работы приведет к снижению валового продукта АО «АлЭС», что потребует пересмотра тарифа, но его рост не будет столь ощутимым, как в сценариях с существенной модернизацией ТЭЦ-2.

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. Коробков М.С., Бахтыбаева Г.К., Олжабаев М.С. возможности снижения негативного влияния ТЭЦ-2 АО «АлЭС» на экологию г.Алматы при работе по тепловому графику// OPEN INNOVATION: сборник статей XII Международной научно-практической конференции. –Пенза: МЦНС «Наука и Просвещение». –2020. –С.27-32
3. 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
4. Трухний А.Д. Парогазовые установки электростанций. Учебное пособие для вузов. — М.: МЭИ, 2013. — 648 с.
5. Цанев С.В. Газотурбинные и парогазовые установки ТЭС.-М., МЭИ, 2002.-584 с.
6. Ольховский, Г.Г. Применение ГТУ и ПГУ на электростанциях// Энергорынок. - 2004. - № 5.
7. 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.
8. 2019 Gas Power Products Catalog [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.ge.com/power/gas/catalogs>
9. Агеев, М. А. Комплексная оптимизация рабочих параметров и аппаратов системы глубокой очистки дымовых газов энергетического парогенератора // Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса: материалы Междунар. науч. конф. – Саратов: СГТУ, 2008. – С. 170-175.
10. Горячёв И.К. О разработке рукавных фильтров для теплоэнергетики // Теплоэнергетика. – 2002. – №2. – С. 74-75.
11. Упрощённая мокросухая сероочистка дымовых газов ТЭС / И.Н. Шмиголь и др. // Теплоэнергетика. – 1996. – №8. – С. 65.
12. 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.
13. 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.

14. СО 34.09.457-2004 Методика расчета минимальной мощности теплоэлектроцентрали. ЦПТИ. ОРГРЭС -2004. 16 с.

15. 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.

16. Волкова, Е.А. Эффективность некрупных коммунально-бытовых ТЭЦ и рациональные области их применения / Е.А. Волкова, Т.Г. Панкрушина, В.С. Шульгина // Электрические станции. – 2010. – № 7. – С. 2-10.

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.

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