

No.

**ОБСЛЕДОВАНИЕ  
В ЦЕЛЯХ СОДЕЙСТВИЯ  
КООПЕРАЦИИ С NEDO ДЛЯ  
ПРОЕКТА МОДЕРНИЗАЦИИ  
ТАШКЕНТСКОЙ ТЭЦ  
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**Заключительный отчет  
(Основной текст)**

**Ноябрь 2009 г.**

**Japan International Cooperation Agency (JICA)**

**Tokyo Electric Power Services Co., LTD**

ECC

JR

09-020

## Предисловие

В ответ на запрос Республики Узбекистан Правительство Японии приняло решение о проведении обследования в целях кооперации с NEDO для проекта модернизации Ташкентской Теплоэлектроцентрали, и это обследование было проведено и Японским Агентством по Международному Сотрудничеству (здесь и далее JICA).

JICA отправляло на площадку группу обследования, возглавляемую г-ном Кенджи МИКАТА, Токио Электрик Пауэр Сервисиз Лимитед, два раза в период с августа по ноябрь 2009 года.

Группа обследования провела изучение, а также переговоры с соответствующими ведомствами Республики Узбекистан и ГАК «Узбекэнерго» и завершила подготовку отчета в ходе работ, проведенных в Японии.

JICA надеется, что данный отчет будет способствовать продвижению проекта и развитию дружеских отношений между странами.

В заключении JICA выражает искреннюю благодарность заинтересованным ведомствам и сотрудникам, оказывающим содействие в подготовке настоящего Отчета.

Ноябрь 2009 г.

Ёсихиса УЭДА  
Вице-президент  
Японское агентство по международному сотрудничеству

Ноябрь 2009 г.

Г-н Ёсихиса УЭДА  
Вице-президент  
JICA (Японское агентство по международному сотрудничеству)  
Токио, Япония

### Сопроводительное письмо

При сём прилагается отчет об «Обследовании в целях содействия кооперации с NEDO для проекта модернизации Ташкентской ТЭЦ». Группа исследования провела настоящее обследование в соответствии с контрактом с JICA за период с августа по ноябрь 2009 г.

В данном обследовании были произведены на основе результатов предыдущего «Обследования для подготовки проекта модернизации Ташкентской ТЭЦ» разработка схем расположения, способствующих кооперации с проектом NEDO, рассмотрение оптимальной производственной системы и анализ энергосистем, а также работы по оказанию помощи в подготовке экологической экспертизы. Благодаря внедрению этой системы эффективность преобразования энергии будет увеличена, будет повышена эксплуатационная надежность ТЭЦ и снижено воздействие на окружающую среду что внесет свой вклад в экономическое развитие Республики Узбекистан.

Группа исследования очень надеется, что Республика Узбекистан прислушается к заключениям настоящего отчета.

Пользуясь данной возможностью, группа исследования искренне благодарит JICA, Министерство иностранных дел, Министерства экономики, торговли и промышленности за поддержку, оказанную в ходе изучения. В дополнение, группа исследования сердечно благодарит заинтересованные ведомства Республики Узбекистан, ГАК «Узбекэнерго» и прочие организации.

Обследование в целях содействия  
кооперации с NEDO для проекта модернизации  
Ташкентской ТЭЦ

Руководитель группы Кенжи МИКАТА

## Оглавление

### Глава 1 Выработка схемы расположения

1.1	Оборудование, используемое совместно с оборудованием NEDO .....	1
1.2	Способ соединения с линией электропередачи .....	4
1.2.1	Обзор существующей линии электропередачи 110 кВ.....	4
1.2.2	Текущее положение участка ввода в новую распределительную подстанцию	4
1.2.3	Рассмотрение ввода линии электропередачи.....	6
1.2.4	Рассмотрение пролета ввода в распределительную подстанцию .....	8
1.3	План общего расположения.....	17
1.3.1	План расположения распределительной подстанции 110 кВ.....	17
1.3.2	Рассмотрение общей схемы расположения .....	20
1.3.3	Рассмотрение альтернативных вариантов .....	24

### Глава 2 Рассмотрение оптимальной энергосистемы

2.1	Подтверждение состава существующей системы.....	1
2.1.1	Спецификация существующего оборудования (механического оборудования)	1
2.1.2	Спецификация существующего оборудования (электрического оборудования). .....	12
2.1.3	Линия границы между новым оборудованием и существующим оборудованием.....	14
2.2	Эксплуатационное состояние существующего оборудования.....	15
2.2.1	Объем снабжения электроэнергией, горячей водой и паром.....	15
2.2.2	Эксплуатационное состояние существующего оборудования .....	19
2.3	Базовое обследование ГТ-ой когенерационной системы.....	23
2.3.1	Обзор .....	23
2.3.2	Рассматриваемые условия .....	23
2.3.3	Результаты рассмотрения .....	35
2.3.4	Обзор результатов рассмотрения .....	37
2.3.5	Заключение результатов рассмотрения .....	37
2.4	Рассмотрение оптимальной производственной системы.....	46
2.4.1	Рассмотрение оптимальной системы ГТКС.....	46
2.4.2	Основная спецификация электрооборудования.....	62

## Глава 3 Анализ энергетической системы

3.1	Основные технические стандарты .....	1
3.2	Проработка.....	5
3.3	Модель анализа.....	5
3.4	Инструментарий для анализа .....	5
3.5	Анализ потокораспределения мощности и напряжения.....	6
3.5.1	Предположения.....	6
3.5.2	Результаты анализов .....	6
3.6	Анализ тока повреждения.....	21
3.6.1	Результаты анализа.....	21
3.7	Заключение и рекомендации.....	21

## Глава 4 Вспомогательное исследование для подготовки отчета о воздействии на окружающую среду

4.1	Текущая ситуация с состоянием атмосферного воздуха/качеством воды, уровнем шума .....	1
4.1.1	Текущая ситуация с состоянием атмосферного воздуха .....	1
4.1.2	Текущая ситуация с качеством воды.....	4
4.1.3	Текущая ситуация с уровнем шума.....	5
4.1.4	Растительность.....	8
4.2	Результаты оценки состояния атмосферного воздуха и уровня шума.....	10
4.2.1	Результаты оценки состояния атмосферного воздуха.....	10
4.2.2	Результаты расчетов уровня шума .....	18
4.3	Выбор позиций, включаемых в отчет о воздействии на окружающую среду.....	20
4.3.1	Позиции, включаемые в ОВОС в Республике Узбекистан .....	20
4.4	Меры по снижению воздействия и план мониторинга на фазе строительства / ..... эксплуатации .....	36
4.4.1	Меры по снижению воздействия на окружающую среду на фазе строительства .....	36
4.4.2	План мониторинга воздействия на окружающую среду на фазе строительства и на фазе эксплуатации .....	43
4.5	График подготовки ОВОС .....	44
4.5.1	Процедура подготовки ОВОС.....	44
4.5.2	Процедура проведения публичных слушаний .....	45
4.6	Проект Заявления о воздействии на окружающую среду .....	47
4.7	Заключение.....	48

## Список сокращений

ВОР	Расход электроэнергии на собственные нужды электростанции
ССРР	Электростанция с комбинированным циклом
СРІ	Индекс потребительских цен
DCS	Система распределенного управления
EIA	Оценка воздействия на окружающую среду
EPC	Проектирование, закупки, строительство
F/S	Технико-экономическое обоснование
GT	Газовая турбина
GTCS	Газотурбинная когенерационная система
HRSG	Котел-утилизатор
IFC	Международная финансовая корпорация
JBIC	Японский Банк Международного Сотрудничества
JICA	Японское Агентство по Международному Сотрудничеству
MAC	Предельно-допустимая концентрация
NEDO	Организация по разработке новой энергетической и промышленной технологии
ODA	Официальная помощь развития
Pre-FS	Предварительное ТЭО
SAESP	Средазэнергосетвпроект
TEP	Теплоэлектропроект

## Единицы измерения

### Приставки

мк	:	микро- = $10^{-6}$
м	:	милли- = $10^{-3}$
с	:	санти- = $10^{-2}$
д	:	деци- = $10^{-1}$
да	:	дека- = 10
г	:	гекто- = $10^2$
к	:	кило- = $10^3$
М	:	мега- = $10^6$
Г	:	гига- = $10^9$

### Единицы длины

м	:	Метр
мм	:	Миллиметр
см	:	Сантиметр
км	:	Километр
”	:	Дюйм
фут	:	Фут
ярд	:	Ярд

### Единицы площади

см <sup>2</sup>	:	квадратный сантиметр
м <sup>2</sup>	:	квадратный метр
км <sup>2</sup>	:	квадратный километр
фут <sup>2</sup>	:	квадратный фут
ярд <sup>2</sup>	:	квадратный ярд
га	:	Гектар

### Единицы объема

м <sup>3</sup>	:	кубический метр
л	:	Литр
кл	:	Килолитр

### Единицы массы

г	:	Грамм
кг	:	Килограмм
т	:	Тонна
фунт	:	Фунт

### Единицы площади

кг/м <sup>3</sup>	:	Килограмм на кубический метр
т/м <sup>3</sup>	:	Тонн на кубический метр
мг/м <sup>3</sup> Н	:	Миллиграмм на нормальный кубический метр
г/м <sup>3</sup> Н	:	Грамм на нормальный кубический метр

ppm	:	Частей на миллион
мкг/м <sup>3</sup>	:	Микрограмм на стандартный кубический метр
Единицы давления		
кг/см <sup>2</sup>	:	Килограмм на квадратный сантиметр
фунт/дюйм <sup>2</sup>	:	Фунтов на квадратный дюйм
мм рт. ст.	:	Миллиметров ртутного столба
абс. мм рт. ст.	:	Абсолютный миллиметр ртутного столба
м вод. ст.	:	Метр водяного столба
фунт/дюйм <sup>2</sup>	:	Фунтов на квадратный дюйм
ат	:	Атмосфера
Па	:	Паскаль
бар	:	Абсолютный бар
Единицы измерения энергии		
ккал	:	Килокалория
Мкал	:	Мегакалория
МДж	:	Мегаджоуль
ТДж	:	Тераджоуль
кВт·ч	:	Киловатт-час
МВт·ч	:	Киловатт-час
ГВт·ч	:	Гигаватт-час
БТЕ	:	Британская тепловая единица
Единицы теплотворности		
ккал/кг	:	Килокалории на килограмм
кДж/кг	:	Килоджоули на килограмм
БТЕ/фунт	:	Британская тепловая единица на фунт
Единицы теплового потока		
ккал/м <sup>2</sup> ч	:	Килокалорий на квадратный метр в час
БТЕ/фут <sup>2</sup> ч	:	Британская тепловая единица на квадратный дюйм в час
Единицы температуры		
градус	:	Градус
°	:	Градус
С	:	Цельсий
°С	:	Градусов Цельсия
F	:	Фаренгейт
°F	:	Градусов Фаренгейта
Единицы электричества		
Вт	:	Ватт
кВт	:	Киловатт
А	:	Ампер



кА	:	Килоампер
В	:	Вольт
кВ	:	Киловольт
кВ·А	:	Киловольт-ампер
МВ·А	:	Мегавольт-ампер
МВАр	:	Мегавар (Мегавольт-ампер-реактивный)
кГц	:	Килогерц
Единицы времени		
с	:	Секунда
мин	:	Минута
ч	:	Час
д	:	День
г	:	Год
Единицы скорости потока		
т/ч	:	Тонн в час
т/д	:	Тонн в день
т/г	:	Тонн в год
м <sup>3</sup> /с	:	Кубических метров в секунду
м <sup>3</sup> /мин	:	Кубических метров в минуту
м <sup>3</sup> /ч	:	Кубических метров в час
м <sup>3</sup> /д	:	Кубических метров в день
фунт/ч	:	Фунтов в час
м <sup>3</sup> Н/с	:	Кубических метров в секунду в нормальных условиях
м <sup>3</sup> Н/ч	:	Кубических метров в час в нормальных условиях
Единицы проводимости		
мкС/см	:	Микросименс в сантиметр
Единицы уровня силы звука		
дБ	:	Децибел
Валюты		
Сум	:	Узбекский Сум
US\$	:	Доллар США
¥	:	Японская Йена

## Список таблиц

No.	Название таблицы
Табл. 1-1-1	Принципы совмещения с оборудованием проекта NEDO
Табл. 1-2-1	Технические характеристики применяемых проводов
Табл. 1-2-2	Технические характеристики применяемых проводов
Табл. 1-2-3	Форма изолятора
Табл. 1-2-4	Проектные условия разветвительных опор типа УС110-8
Табл. 1-2-5	Макс. рабочее тяжение
Табл. 1-2-6	Вертикальное расстояние между высотой провода и трубопроводом
Табл. 2-1-1	Основная спецификация паровых котлов
Табл. 2-1-2	Основная спецификация паротурбинного генератора
Табл. 2-1-3	Спецификация водогрейных котлов
Табл. 2-1-4	Спецификация водогрейных котлов
Табл. 2-1-5	Спецификация конденсационного насоса
Табл. 2-1-6	Спецификация подогревателя питательной воды низкого давления для паровых котлов
Табл. 2-1-7	Спецификация деаэратора для паровых котлов
Табл. 2-1-8	Спецификация питательного насоса для паровых котлов
Табл. 2-1-9	Спецификация установки подготовки воды
Табл. 2-1-10	Спецификация подогревателя питательной воды низкого давления для водогрейных котлов
Табл. 2-1-11	Спецификация подающего насоса низкого давления для водогрейных котлов
Табл. 2-1-12	Спецификация подогревателя питательной воды высокого давления для водогрейных котлов
Табл. 2-1-13	Спецификация деаэратора для водогрейных котлов
Табл. 2-1-14	Спецификация подающего насоса высокого давления для водогрейных котлов
Табл. 2-1-15	Спецификация питательного насоса для водогрейных котлов
Табл. 2-1-16	Сравнение качества питательной воды для существующих паровых котлов и требований ЯПС (JIS)
Табл. 2-2-1	Объем выработки электроэнергии, объем снабжения горячей водой и паром за последние 10 лет
Табл. 2-2-2	Вырабатываемая мощность, объем снабжения горячей водой и паром в количестве тепла в летний и зимний периоды (2008 г.)
Табл. 2-2-3	Расход пара и питательной воды и расход топлива в паровых котлах по месяцам 2008 года
Табл. 2-2-4	Расход пара и питательной воды и расход топлива в водогрейных котлах по месяцам 2008 года

Табл. 2-3-1	Рабочая характеристика газовых турбин стандартного типа промышленного назначения класса 25МВт
Табл. 2-3-2	Состав системы К-У
Табл. 2-3-3	Величины рабочих характеристик каждой ГТКС на основе расчета теплового баланса
Табл. 2-4-1	Годовой объем выработки электроэнергии, объем снабжения горячей водой и паром (результаты 2008 г.)
Табл. 2-4-2	Данные об объеме снабжения паром и горячей водой с разбивкой
Табл. 2-4-3	Рабочая характеристика газовой турбины
Табл. 2-4-4	Рабочая характеристика котлов-утилизаторов
Табл. 2-4-5	Цена природного газа и текущий коэффициент стоимости
Табл. 2-4-6	Вырабатываемая и передаваемая электро мощность ТашТЭЦ
Табл. 2-4-7	Расход топлива в ТашТЭЦ
Табл. 2-4-8	Объем электропередачи и объем расхода топлива на других ЭС
Табл. 2-4-9	Эффект сокращения расхода топлива при внедрении ГТКС
Табл. 2-4-10	Текущая стоимость объема сокращения расхода топлива при внедрении ГТКС
Табл. 2-4-11	Спецификация новых трансформаторов
Табл. 3-1-1	Максимальные допустимые токи повреждения
Табл. 3-1-2	Номинальная мощность проводов
Табл. 3-6-1	Результаты анализа тока повреждения
Табл. 4-1-1	Результаты замеров и ПДК загрязняющих веществ в атмосферном воздухе
Табл. 4-1-2	Результаты анализов сточных вод и воды в реке на Ташкентской ТЭЦ (2008 г.)
Табл. 4-1-3	Результаты замеров уровня шума на площадке ТашТЭЦ, предполагаемой для реализации проекта модернизации (замеры проводились днем, 9 сентября)
Табл. 4-2-1	Параметры выбросов нового оборудования
Табл. 4-2-2	Концентрация выбросов и стандарты Международной финансовой корпорации по выбросам NO <sub>x</sub>
Табл. 4-2-3	Максимальная концентрация NO <sub>2</sub> в приземном слое атмосферы
Табл. 4-2-4	Исправленные параметры выбросов строящегося оборудования
Табл. 4-2-5	Уровень шума на территории ТЭЦ
Табл. 4-2-6	Уровень шума на площадке ТЭЦ (исправленный)
Табл. 4-3-1	Утвержденное содержание и общее описание отчета ЗВОС
Табл. 4-3-2	Соответствие утвержденного содержания ЗВОС с контрольным перечнем JBIC

Табл. 4-4-1	Основные меры по снижению воздействия на окружающую среду на фазе строительства
Табл. 4-4-2	Основные виды воздействия на окружающую среду и меры по их снижению на фазе эксплуатации
Табл. 4-4-3	Объект мониторинга, место и частота на фазе строительства и фазе эксплуатации
Табл. 4-5-1	Общая схема подготовки ОВОС и проведения публичных слушаний с жителями прилегающих районов

## Список иллюстраций

№.	Название иллюстраций
Рис. 1-1-1	Предполагаемая стройплощадка проектов NEDO и JICA (вид с запада на восток)
Рис. 1-2-1	Опора №.6
Рис. 1-2-2	Опора №.7
Рис. 1-2-3	Паровой трубопровод
Рис. 1-2-4	Низковольтная распределительная линия
Рис. 1-2-5	Двухцепный пи-тип ввод
Рис. 1-2-6	Двухцепный Т-тип ввод
Рис. 1-2-7	Форма стандартной разветвительной опоры
Рис. 1-2-8	Результаты рассмотрения расстояния между проводом нижней фазы и трубопроводом на участке «разветв. опора – опорн. рамы распредел. Подстанции»
Рис. 1-2-9	План участка между разветвительной опорой и опорной рамой новой распредел. подстанции
Рис. 1-3-1	Существующая ВЛ и точка соединения с РП
Рис. 1-3-2	Пример подземной прокладки кабелей по трубе
Рис. 1-3-3	Пример способа прямой подземной прокладки кабелей
Рис. 1-3-4	Схема будущего расположения ТашТЭЦ
Рис. 1-3-5	Схема будущего расположения ТашТЭЦ
Рис. 1-3-6	Общее расположение ГТКС типа с горячего конца и типа с холодного конца
Рис. 2-1-1	Блок-схема ТашТЭЦ
Рис. 2-1-2	Электрические приборы
Рис. 2-1-3	Центральная диспетчерская
Рис. 2-1-4	Генератор
Рис. 2-1-5	Повышающий трансформатор
Рис. 2-1-6	Система мониторинга данных
Рис. 2-2-1	Объем выработки электроэнергии, объем снабжения горячей водой и паром за последние 10 лет
Рис. 2-2-2	Вырабатываемая мощность, объем снабжения горячей водой и паром в кол. тепла по месяцам 2008 год
Рис. 2-2-3	Фактические результаты эксплуатации паровых котлов по месяцам 2008 г.
Рис. 2-2-4	Объем выработки тепла и расход топлива в водогрейных котлах по месяцам 2008 г.
Рис. 2-3-1	Блок-схема ГТКС с системой К-У с утилизацией пара высокого давления без деаэрата
Рис. 2-3-2	Блок-схема ГТКС с системой К-У с утилизацией пара высокого

	давления с деаэратором
Рис. 2-3-3	Блок-схема ГТКС с системой К-У с утилизацией пара среднего давления без деаэратора
Рис. 2-3-4	Блок-схема ГТКС с системой К-У с утилизацией пара среднего давления с деаэратором
Рис. 2-3-5	Блок-схема ГТКС с системой К-У с утилизацией пара среднего/высокого давления с деаэратором
Рис. 2-3-6	Блок-схема ГТКС с системой К-У с утилизацией пара среднего/низкого давления с деаэратором
Рис. 2-3-7	Блок-схема ГТКС с системой К-У с утилизацией пара ВД и горячей воды без деаэратора
Рис. 2-3-8	Блок-схема ГТКС с системой К-У с утилизацией горячей воды без деаэратора
Рис. 2-3-9	Диаграмма теплового баланса ГТКС с системой К-У с утилизацией пара ВД без деаэратора
Рис. 2-3-10	Диаграмма теплового баланса ГТКС с системой К-У с утилизацией пара ВД с деаэратором
Рис. 2-3-11	Диаграмма теплового баланса ГТКС с системой К-У с утилизацией пара СД без деаэратора
Рис. 2-3-12	Диаграмма теплового баланса ГТКС с системой К-У с утилизацией пара СД с деаэратором
Рис. 2-3-13	Диаграмма теплового баланса ГТКС с системой К-У с утилизацией пара ВД/СД с деаэратором
Рис. 2-3-14	Диаграмма теплового баланса ГТКС с системой К-У с утилизацией пара ВД/НД с деаэратором
Рис. 2-3-15	Диаграмма теплового баланса ГТКС с системой К-У с утилизацией пара ВД/горячей воды
Рис. 2-3-16	Диаграмма теплового баланса ГТКС с системой К-У с утилизацией горячей воды
Рис. 2-4-1	До внедрения ГТКС– летний период
Рис. 2-4-2	До внедрения ГТКС– зимний период
Рис. 2-4-3	После внедрения ГТКС (пара высокого давления) – летний период
Рис. 2-4-4	После внедрения ГТКС (пара высокого давления) – зимний период
Рис. 2-4-5	После внедрения ГТКС (пара среднего давления) – летний период
Рис. 2-4-6	После внедрения ГТКС (пара среднего давления) – зимний период
Рис. 2-4-7	После внедрения ГТКС (горячей воды) – летний период
Рис. 2-4-8	После внедрения ГТКС (горячей воды) – зимний
Рис. 2-4-9	Однолинейная схема нового энергоблока ТашТЭЦ
Рис. 2-4-10	Блок-схема системы бесперебойного энергоснабжения пост.тока
Рис. 2-4-11	Структура системы управления ТашТЭЦ

Рис. 3-1-1	Полное сопротивление прямой последовательности
Рис. 3-1-2	Полное сопротивление нулевой последовательности
Рис. 3-5-1	Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (пиковая нагрузка зимой, непредвиденные условия N-1)
Рис. 3-5-2	Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (пиковая нагрузка зимой, непредвиденные условия N-1) Аварийный участок: Опора соединения – Новая подстанция
Рис. 3-5-3	Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (пиковая нагрузка зимой, непредвиденные условия N-1) Аварийный участок: Опора соединения – Опора соединения к текстильному комбинату
Рис. 3-5-4	Power Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (пиковая нагрузка летом, нормальные условия эксплуатации)
Рис. 3-5-5	Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (пиковая нагрузка летом, непредвиденные условия N-1) Аварийный участок: Опора соединения – Новая подстанция
Рис. 3-5-6	Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (пиковая нагрузка летом, непредвиденные условия N-1) Аварийный участок: Опора соединения – Опора соединения к текстильному комбинату
Рис. 3-5-7	Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (небольшая нагрузка зимой, нормальные условия эксплуатации)
Рис. 3-5-8	Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (небольшая нагрузка зимой, непредвиденные условия N-1)
Рис. 3-5-9	Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (небольшая нагрузка зимой, непредвиденные условия N-1) Аварийный участок: Опора соединения – Опора соединения к текстильному комбинату
Рис. 3-5-10	Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (небольшая нагрузка зимой, нормальные условия эксплуатации)
Рис. 3-5-11	Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (небольшая нагрузка летом, непредвиденные условия N-1) Аварийный участок: Опора соединения – Новая подстанция
Рис. 3-5-12	Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (небольшая нагрузка летом, непредвиденные условия N-1) Аварийный участок: Опора соединения – соединение с текстильным комбинатом

- Рис. 4-1-1                    Станция мониторинга качества воздуха
- Рис. 4-1-2                    Текущее состояние воды в р. Салар, принимающей сточные воды
- Рис. 4-1-3                    Местоположение нового компрессора
- Рис. 4-1-4                    Внешний вид жилого здания, расположенного к югу от территории  
Ташкентской ТЭЦ
- Рис. 4-1-5                    Насаждения на территории существующей площадки
- Рис. 4-1-6                    Растительный покров на территории существующей ТашТЭЦ
- Рис. 4-2-1(1)                Результаты расчета загрязнения приземного слоя атмосферы  
(существующее оборудование)
- Рис. 4-2-1(2)                Результаты расчета загрязнения приземного слоя атмосферы  
(Будущая конфигурация оборудования за исключением котлов №№  
2-4)
- Рис. 4-2-2                    Дисперсия нисходящего потока
- Рис. 4-2-3                    Сравнение результатов расчетов дисперсии в атмосферном воздухе
- Рис. 4-2-4                    Расчетный уровень шума (без газового компрессора)



## ЦЕЛИ И СОДЕРЖАНИЕ ОБСЛЕДОВАНИЯ

Цели «Обследования в целях содействия кооперации с NEDO для проекта модернизации Ташкентской ТЭЦ» (в дальнейшем, - «обследование»), следующие:

- (1) Рассмотреть оборудование и материалы, внедряемые по проекту, реализуемому по кредиту ОПР Японии, на Ташкентской ТЭЦ, схемы их расположения в ТЭЦ, а также, обеспечив оптимальную кооперацию с проектом NEDO, провести анализ энергосистем и изучение производительности теплоснабжения на основе двух проектов и рассмотреть эффективную эксплуатацию всей ТЭЦ.
- (2) Оказать содействие подготовке отчета об экологической экспертизе, отвечающего требованиям «Руководящих указаний JBIC по оценке воздействия на окружающую и социальную среду» (апрель 2002 г.) и национальным законам Узбекистана (обеспечить своевременное проведение анализа текущего экологического уровня качества атмосферного воздуха и воды, уровня шумов и пр., проведение прогноза по расчетным моделям и сбора необходимых для этого данных, а также рассмотреть меры по облегчению воздействия при строительстве и совместной эксплуатации и план мониторинга).

Содержание настоящего обследования следующее:

### Глава 1 Выработка схемы расположения

По проекту модернизации Ташкентской ТЭЦ планируется установка на предполагаемой стройплощадке размером 200 м (восток-запад) на 79 м (юг-север) газотурбинных когенерационных систем (в дальнейшем, - ГТКС), класса 25 МВт, в трех комплектах, относящихся и к проекту NEDO и к проекту, реализуемому по кредиту ОПР Японии, а также их соединение с существующей ЛЭП 110 кВ, непосредственно проходящей через край западной части стройплощадки. При этом участок для проекта NEDO располагается, по плану, на краю западной части данной стройплощадки. В данном обследовании рассматривают способ соединения с ЛЭП и участок для установки распределительной подстанции 110 кВ, а также координируют с участком для проекта NEDO. Кроме этого, рассматривают совместное с проектом NEDO использование здания ГТКС, центральной диспетчерской, различных трубопроводов и прочего, и вырабатывают план для обеспечения эффективной эксплуатации всей ТЭЦ.

### Глава 2 Рассмотрение оптимальной энергосистемы

Так как в системе утилизации тепла новой внедряемой ГТКС пар, генерируемый питательной водой из существующей ТЭЦ, используется для выработки электроэнергии и подогрева горячей воды с помощью существующего оборудования, новая ГТКС проявит

свои рабочие характеристики и функции в полном объеме только при органичном соединении с существующей системой. Следовательно, сначала изучают текущие рабочие характеристики и эксплуатационные качества подлежащего соединению существующего оборудования, устройств, трубопроводов и прочего. При рассмотрении оптимальной энергосистемы сначала рассматривают оптимальную энергосистему для варианта отдельной системы ГТКС, затем, - оптимальную энергосистему для варианта комбинации с существующей системой ТЭЦ, проанализировав их тепловой баланс.

### Глава 3 Анализ энергетической системы

Анализируя воздействия на энергосеть внедрения трех комплектов ГТКС, включая проект NEDO, подтверждают отсутствие проблем в системе электропередачи и подстанций. Сначала собирают данные о шинах напряжения верхнего уровня, соединяющихся с существующей ВЛ 110 кВ, проходящей рядом с новой распределительной подстанцией 110 кВ, данные о самой ЛЭП и другом оборудовании, и моделируют энергосеть после внедрения трех комплектов ГТКС, включая проект NEDO. Далее, относительно смоделированной энергосети производят расчёт потокораспределения и напряжения, расчет тока короткого замыкания и замыкания на землю и уточняют, достаточна ли пропускная способность проводов существующей ЛЭП и мощность выключателей существующих подстанций. Относительно допустимых величин токораспределения, напряжения энергосети и тока КЗ, подтверждают расчетные нормы энергосетей ГАК «Узбекэнерго» и их соответствие нормам.

### Глава 4 Вспомогательное исследование для подготовки отчета о воздействии на окружающую среду

Оказывают содействие подготовке отчета об экологической экспертизе, отвечающего требованиям «Руководящих указаний JBIC по оценке воздействия на окружающую и социальную среду» (апрель 2002 г.) и национальным законам Узбекистана. При оказании содействия обеспечивают своевременное проведение анализа текущего экологического уровня качества атмосферного воздуха и воды, уровня шумов и пр., проведение прогноза по расчетным моделям и сбора необходимых для этого данных, а также рассматривают меры по облегчению влияния при строительстве и совместной эксплуатации и план мониторинга).

Относительно атмосферного воздуха и шумов, производят серьезный сравнительный анализ источников воздействия существующей системы и нового проекта, рассматривают также для альтернативных вариантов степень воздействия на окружающую среду. Кроме того, при оказании содействия также следует подтвердить у соответствующих органов общую рамку, такую как содержание обсуждения с населением, график проведения обсуждения и пр.

## ГЛАВА 1 ВЫРАБОТКА СХЕМЫ РАСПОЛОЖЕНИЯ

### СОДЕРЖАНИЕ

1.1	Оборудование, используемое совместно с оборудованием NEDO .....	1
1.2	Способ соединения с линией электропередачи .....	4
1.2.1	Обзор существующей линии электропередачи 110 кВ .....	4
1.2.2	Текущее положение участка ввода в новую распределительную подстанцию	4
1.2.3	Рассмотрение ввода линии электропередачи .....	6
1.2.4	Рассмотрение пролета ввода в распределительную подстанцию .....	8
1.3	План общего расположения .....	17
1.3.1	План расположения распределительной подстанции 110 кВ .....	17
1.3.2	Рассмотрение общей схемы расположения .....	20
1.3.3	Рассмотрение альтернативных вариантов .....	24

## ГЛАВА 1 ВЫРАБОТКА СХЕМЫ РАСПОЛОЖЕНИЯ

### 1.1 Оборудование, используемое совместно с оборудованием NEDO

Относительно хода развития плана модернизации Ташкентской теплоэлектростанции (в дальнейшем, - «ТашТЭЦ») с внедрением газотурбинной когенерационной системы (в дальнейшем, - ГТКС), в 2000 году Независимое административное юридическое лицо «Организация по разработке новых энергетических и промышленных технологий» (в дальнейшем, - NEDO) проводило базовое обследование по продвижению совместного проекта «План модернизации Ташкентской ТЭЦ», в 2004 году была подана заявка на получение кредита по линии Официальной помощи развитию. В 2006 году ГАК «Узбекэнерго» проводила «Предварительное технико-экономическое обоснование проекта строительства газотурбинного агрегата в Ташкентской теплоэлектростанции (май 2006 г.)», определила объем внедрения нового оборудования в размере выработки электроэнергии 80 МВт и выработки 100 Гкал/ч и планировала установку ГТКС класса 25 МВт в трех комплектах.

В дальнейшем NEDO проводила детализацию проекта, в 2007 году, - «обследование по возможности реализации модельного проекта по энергосбережению теплоэлектростанции», далее в 2008 году, - «обследование по возможности реализации модельного проекта по газотурбинной когенерации с высоким КПД в теплоэлектростанции (Узбекистан)». В июле 2009 года правительство Республики Узбекистан (в дальнейшем, - Узбекистан) и NEDO заключили базовое соглашение о модельном проекте с установкой ГТКС класса 25 МВт в 1 компл. (в дальнейшем, - проект NEDO). Далее в августе 2009 года ГАК «Узбекэнерго» и Тохоку Электрик Ко., Лтд. составили приложение к Базовому соглашению и начались конкретные работы по проекту. К этому времени Японское агентство международного сотрудничества (в дальнейшем ЛСА) провело «обследование для подготовки проекта модернизации Ташкентской теплоэлектростанции в республике Узбекистан» (июнь 2009 г.) (в дальнейшем, - «обследование фазы 1») и на основе вышеуказанного рассматривает внедрение ГТКС класса 25 МВт в 2 компл. (выработка электроэнергии 50 МВт, выработка тепла порядка 70 Гкал/ч) в качестве проекта, кредитруемого по линии ОПР, на участке, соседнем с площадкой проекта NEDO.

Кроме того, ГАК «Узбекэнерго» подготовила «Предварительную технико-экономическую оценку/ Пре-ТЭО инвестиционного проекта «обновления»/ модернизация Ташкентской ТЭЦ со строительством двух газотурбинных установок (в дальнейшем – «пре-ТЭО») и подала заявку на подтверждение правительством.

По настоящему плану двумя проектами предполагается установить ГТКС класса 25 МВт в трех компл, но предполагаемый участок установки (см. рис. 1-1-1) недостаточен по площади, восток-запад 200 м и юг-север 79 м. С целью предотвращения препятствий реализации проекта, осуществляемого кредитом по линии ОПР, нужно выработать оптимальное расположение, координируясь с предшествующим проектом NEDO. При обследовании фазы 1 было предложено в качестве предварительного варианта расположение электрораспределительной подстанции 110 кВ на западном крае участка предполагаемой стройплощадки и были подобраны позиции, подлежащие координации с проектом NEDO. В настоящем обследовании были конкретно рассмотрены оборудование, используемое совместно с оборудованием NEDO, способ соединения с ЛЭП и участок для установки распределительной подстанции 110 кВ, а также были выработаны окончательные общие схемы расположения.



Рис. 1-1-1 Предполагаемая стройплощадка проектов NEDO и JICA (вид с запада на восток)

При начальной стадии проектирования электростанции, в случае, когда в перспективе энергосистемы будут в нескольких комплексах, рассматривают, как правило, рациональное расположение совмещаемого оборудования, такого как здание для котлов и турбин, распределительной подстанции, центральная диспетчерская, каналы охлаждающей воды, установки подготовки воды и обработки сточных вод, устройства подачи топлива, стойки различных трубопроводов, подземные трубопроводы, противопожарные средства, средства освещения, внутренние дороги пр.

Кроме того, в случае плана дополнительного внедрения следует рассмотреть, какое из существующего оборудования можно использовать, позволяют ли мощность и спецификация оборудования работать без проблем при дополнительном внедрении и пр. В случае, если и возникнет соперничество за топливо, питательную воду, охлаждающую воду, сточные воды и пр., как это бывает при новом строительстве, важно подтвердить условия снабжения.

В нашем случае, с точки зрения первого варианта рассматривают оборудование, подлежащее совместному использованию с оборудованием предшествующего проекта NEDO, рассматривают второй вариант в главе 2.

В настоящем обследовании определили оборудование для рассмотрения совмещения с оборудованием проекта NEDO такое, как распределительную подстанцию 110 кВ, здание для котлов и турбин, центральную диспетчерскую и различные трубопроводы. Результаты оценки преимуществ и недостатков были обобщены в качестве принципов совмещения с оборудованием проекта NEDO, представленных в табл. 1-1-1.

Табл. 1-1-1 Принципы совмещения с оборудованием проекта NEDO

	<b>Преимущества совмещения</b>	<b>Недостатки совмещения</b>	<b>Принципы</b>
Распределительная подстанция 110 кВ	Для каждой ГТКС станет возможной двухцепная электропередача, что повысит надежность электроснабжения. Благодаря совместному использованию объекта, можно обеспечить единое управление.	При строительстве объектов NEDO (работа «Узбекэнерго») нужно обеспечить проектирование объектов с учетом соединения объектов ЛСА.	<b><u>Использовать совместно.</u></b> Участок находится в западном крае предполагаемой стройплощадки. При строительстве объектов NEDO следует обеспечить шины для соединения объектов ЛСА. (При строительстве объекта ЛСА дополнить устройства такие, как выключатели и пр.)
Здание для котлов и турбин	Благодаря совместному использованию мостового крана, можно сократить затраты на оборудование. Можно рационализировать монтажный участок здания. Совместное использование участка для обслуживания внутри здания позволяет повысить производительность труда.	Возникнет необходимость производства работы по сквозному проему здания. В зависимости от модели ГТ проекта ЛСА, невозможно совмещение мостового крана, и остается только простое соединение корпусов.	<b><u>Использовать совместно.</u></b> Работа по сквозному проему здания и строительство здания для оборудования ЛСА входят в объем проекта, реализуемого кредитом ОПР Японии.
Центральная диспетчерская	Совмещение поста оператора позволит сократить затраты на персонал. Станет возможным единое управление рабочими операциями и наблюдением.	Площадь здания для объектов NEDO немного увеличится. При строительстве объекта ЛСА возникнет необходимость производства работы по прокладке кабелей на объекте NEDO во время его работы	<b><u>Использовать совместно.</u></b> Обеспечить совместную установку пульта управления для объекта ЛСА в центральной диспетчерской для объекта NEDO. (Увеличение порядка 20 м <sup>3</sup> )
Различные трубопроводы и кабельные траншеи	Совместное использование трубопроводов топливного газа, водо- и пароснабжения позволяет обойтись разовым производством работы по прокладке.	Так как не гарантировано обязательное совпадение спецификации объекта ЛСА со спецификацией объекта NEDO, возможно несовпадение условий каждой жидкой среды.	Произвести прокладку отдельных трубопроводов, но <b><u>эстакады для них должны быть общими.</u></b> Установка общих эстакад будет произведена при строительстве объекта NEDO (работа «Узбекэнерго»).

## **1.2 Способ соединения с линией электропередачи**

В этом параграфе изложен способ соединения с существующей линией электропередачи 110 кВ, проложенной в западном крае участка для новой газотурбинной когенерационной системы (в дальнейшем, - ГТКС).

### **1.2.1 Обзор существующей линии электропередачи 110 кВ**

Существующая линия электропередачи 110 кВ, проложенная в западном крае участка для новой системы, начало и конец которой, - Ташкентская ТЭЦ и подстанция Юксака 220/110 кВ, имеет общую протяженность 4,22 км и представляет собой двухцепную воздушную линию электропередачи, имеющую всего 36 стальных опор. Опоры были спроектированы фирмой по проектированию линий электропередачи и распределительных линий менее 110 кВ (SEP) на основе Правила устройства электроустановок (ПУЭ), затем фирма Макштармок Клилиш, строившая данный объект, внесла изменения в проект. Нумерация цепей, - смотря с точки начала на точку конца, правая, - первая линия (Л-5-Ю-1), левая, - вторая линия (Л-5-Ю-2). Через опору №13, протяженность от которой до ТашТЭЦ, - 2,66 км, и опору №14 выполнено двухцепное Т-образное разветвление в линию электропередачи на текстильный комбинат. Между ТашТЭЦ (опорой №1) и опорой №24, между опорами №29 - №36 первоначально использовали сталеалюминиевые провода типа АС-150, определяемые техническим стандартом Узбекистана (ГОСТ), а между опорами №25 - №29, - АС-240, но в 2005 году заменили на всех участках на провода АС-185.1

### **1.2.2 Текущее положение участка ввода в новую распределительную подстанцию**

Точка ввода в новую распределительную подстанцию, располагающуюся на участке для новой ГТКС, описываемой ниже, - находится между опорами №6 и №7 (длина пролета, - 68 м) вышеуказанной линии электропередачи, проходящей в нижнем крае участка в направлении юг-север. Опора №6, - промежуточная, типа ПГС110-18-аТ, находится в территории другого завода, соседствующего с ТашТЭЦ (рис. 1-2-1). Опора №7, - анкерная, типа АУС110-2ба-Т, и расстояние от этой опоры до границы участка соседнего завода, находящегося на юге от опоры, - порядка 10 м (рис. 1-2-2). Направленный юг-север трубопровод (высота примерно 7,3 м, диаметр трубы 150 мм) для подачи пара в текстильную фабрику расположен на расстоянии примерно 11 м к западу от линий электропередачи №2 (рис. 1-2-3). Кроме того, вдоль данного трубопровода на расстоянии примерно 2 м к югу проходит низковольтная распределительная линия и стоят бетонные стоечные опоры высотой примерно 8-9 м (рис. 1-2-4). Предполагается, что паровой трубопровод и низковольтная распределительная линия могут стать препятствием прокладке ввода от существующей линии электропередачи 110 кВ в новую распределительную подстанцию.

---

<sup>1</sup> «Предварительное техникоэкономическое обоснование проекта строительства газотурбинного агрегата в ТашТЭЦ», Том I, Пояснительная записка 6.4.3 Выходная цепь мощности

---



Рис.1-2-1 Опора No.6



Рис.1-2-2 Опора No.7



Рис.1-2-3 Паровой трубопровод





Рис.1-2-4 Низковольтная распределительная линия

### 1.2.3 Рассмотрение ввода линии электропередачи

Участок ввода линии электропередачи в новую распределительную подстанцию находится, как изложено в п. 1.2.2, между опорами №6 и №7; для ввода в опорную конструкцию распределительной подстанции возможны два варианта.

- А) Установить в данном пролете новую анкерную опору, от точки начала существующей линии через данную новую анкерную опору ввести в двухцепную опорную конструкцию распределительной подстанции, также с точки конца существующей линии электропередачи через анкерную опору №7 выводить из двухцепной опорной рамы распределительной подстанции (двухцепный пи ( $\pi$ )-тип ввод; рис. 1-2-5).

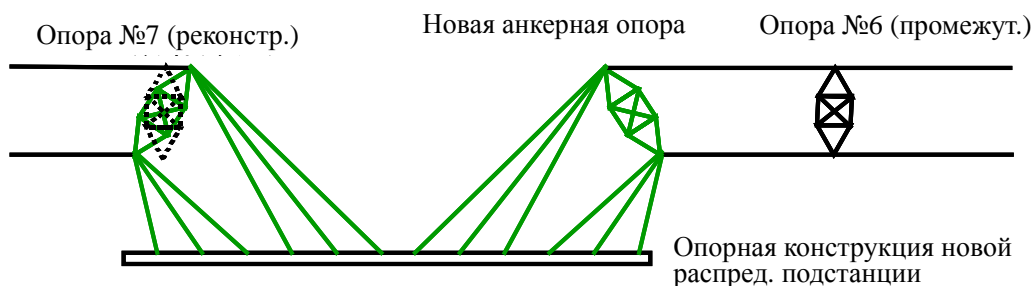


Рис. 1-2-5 Двухцепный пи-тип ввод

- В) Установить в данном пролете новую разветвительную опору и, используя существующую трассу, ввести через разветвительную опору в двухцепную распределительную подстанцию (двухцепный Т-тип ввод; рис. 1-2-6)

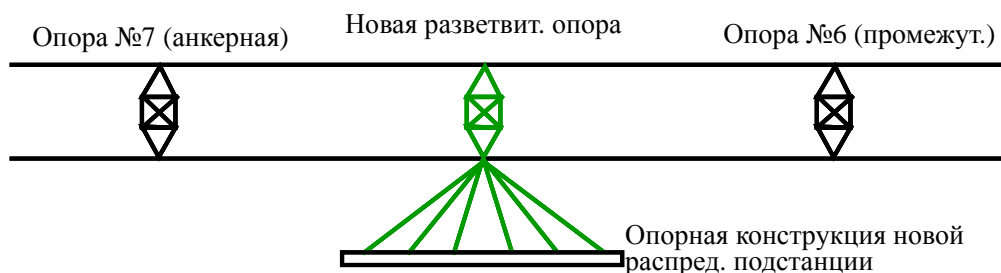


Рис. 1-2-6 Двухцепный Т-тип ввода

Вариант А) двухцепного пи-тип ввода обладает преимуществами в надежности линии электропередачи, но имеет следующие недостатки:

- Существующая опора №7, являющаяся анкерной, может потребовать укрепления или замены анкерно-угловой опорой, так как ввод в опорную раму выполняется под большим горизонтальным углом.
- Количество ячеек для ввода и вывода линии электропередачи больше в 2 раза, чем в случае Т-типа ввода, возможно удорожание строительства по сравнению с Т-типом ввода.

С другой стороны, вариант В) двухцепного Т-типа ввода обладает следующими преимуществами:

- Можно использовать существующую линию электропередачи без ее разделения, прокладывая лишь новые провода на участке ввода от разветвительной опоры почти под прямым углом в опорную конструкцию.
- Количество ячеек для ввода ЛЭП составляет половину количества для пи-типа ввода, что может удешевить строительство.

Однако, из-за многозажимной линии электропередачи при Т-образном разветвлении нужен выбор оптимального защитного реле для поддержания надежности.

При переговорах с представителями компании проектирования среднеазиатских сетей электропередачи (SAESP), занимающейся проектированием оборудования ЛЭП класса напряжения 500-110 кВ, принадлежащего ГАК «Узбекэнерго», о возможности применения вышеуказанных двух вариантов, был получен ответ, что на данном участке нельзя разделить трассу существующей ЛЭП, а в качестве способа разветвления от существующей ЛЭП, подобного данному случаю, применяется, как правило, Т-образное разветвление с использованием стандартной опоры (1-2-7), на основе чего решили применять вариант В) двухцепного Т-образного ввода.



Рис. 1-2-7 Форма стандартной разветвительной опоры

#### 1.2.4 Рассмотрение пролета ввода в распределительную подстанцию

##### (1) Проектные стандарты

Проектирование ЛЭП на пролете ввода в распределительную подстанцию в связи с настоящим проектом было произведено на основе Правил устройства электроустановок (ПУЭ) и Технических стандартов (ГОСТ) Узбекистана.

##### (2) Климатические условия

Климатические условия, принятые в данном проекте, следующие:

[Температура окружающей среды]

Макс. температура	45 °С
Миним. температура	-30 °С
Среднегодовая температура	15 °С
Температура при гололёде	-5 °С

[Ветровой напор]

При сильном ветре 490 Па (эквивалентно скорости ветра 28 м/сек)

При работе на ВЛ 60 Па (скорости ветра 10 м/сек)

[Условия нагрузки]

Были рассмотрены нижеследующие восемь условий с включением нормального рабочего состояния, при работе с ВЛ, при макс. температуре проводов. При этом условия 1) - 6) основаны на ПУЭ 2.5.34, а условие 7), - на ПУЭ 2.5.36.

- 1) Макс. температура, без ветра и гололеда
- 2) Миним. температура, без ветра и гололеда
- 3) Среднегодовая температура, без ветра и гололеда
- 4) Температура при гололеде, без ветра с гололедом (толщина 10 мм, удельный вес 0.9 г/см<sup>3</sup>)
- 5) Ветровой напор  $q_{max}$  при макс. скорости ветра, температура -5 °С, без

- гололеда
- 6) Температура при гололеде, ветровой напор  $0,25 q_{\max}$ , с гололедом (толщина 10 мм,  $\gamma/v$   $0.9 \text{ г/см}^3$ )
  - 7) При работе на ВЛ (температура  $-15 \text{ }^\circ\text{C}$ , ветровой напор  $6.25 \text{ Н/м}^2$ , без гололеда)
  - 8) Макс. температура провода (при предположении  $100 \text{ }^\circ\text{C}$ ), без ветра и гололеда)

[Уровень гололёда]

Уровень 2

### (3) Проектные условия

Относительно проектных условий ЛЭП на пролете ввода в распределительную подстанцию, в качестве справочника использовали расчетные условия существующей линии электропередачи 110 кВ, присоединяемой в связи с данным проектом.

[Провода]

Рассмотрены два варианта: провод АС-150/24, натянутые до 2005 г. на существующей ВЛ 110 кВ, и настоящий провод АС-185/24.

Технические характеристики проводов представлены в табл. 1-2-1.

Табл. 1-2-1 Технические характеристики применяемых проводов

Тип проводов	Провода	
	АС-150/24	АС-185/24
Состав жил	Al: 26/2.70 мм St: 7/2.10 мм	Al: 24/3.15 мм St: 7/2.10 мм
Площадь по сечению алюминия	149.0 мм <sup>2</sup>	187,0 мм <sup>2</sup>
Наружной диаметр	17.1 мм	18.9 мм
Масса	0.599 кг/м	0.705 кг/м
Допуст. Разрывное усилие	52.279N	58.075N
Коэфф. упругости	75.500 МПа	111.800 МПа
Коэфф. линейного расширения	$19.8 \times 10^{-6}/^\circ\text{C}$	$15.5 \times 10^{-6}/^\circ\text{C}$
Сопротивление пост. Току (20 °С)	0.19798 Ом/км	0.15701 Ом/км

(Источник) ГОСТ 839-80 (материал, представленный SAESP)

[Молниезащитный трос ВЛ]

Относительно участка ввода от существующей ЛЭП 110 кВ до опорной рамы новой распределительной подстанции, это не рассматривается с предположением, что величина сопротивления заземления на данной распределительной подстанции удовлетворяет нормам заземления, а также из-за отсутствия молниезащитного троса ВЛ на участке между опорой №1 и опорной рамой существующей распределительной подстанции.<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> Согласно главе 1.7 ПУЭ, в случае, когда значение сопротивления заземлению в подстанции не удовлетворяет нормам заземления, требуется установка молниезащитного троса между подстанцией и конечной опорой.

[Коэффициент безопасности проводов]

Как определено в табл. 2.5.7 ПУЭ «Допустимое механическое напряжение в проводах и тросах ВЛ напряжением выше 1 кВ», оно представлено в табл. 1-2-2. Таким образом, напряжение провода при максимальной нагрузке определяется в 45% минимальной нагрузки натяжения.

Табл. 1-2-2 Технические характеристики применяемых проводов

Тип провода	Допустимое напряжение, (% предела прочности при растяжении)	
	Наибольшая нагрузка при низшей температуре (-30°C)	Наибольшая нагрузка при среднегод. температуре (15°C)
АС-150	45	30
АС-185		

(Источник) ПУЭ табл. 2.5.7 (материал, представленный SAESP)

[Изоляторы]

Применяются изоляторы типа ПСД70Е, которые используются на существующей ВЛ 110 кВ. Изоляторы соответствуют требованиям ГОСТ6439-93. Разветвительная опора располагается между опорами №6 и №7 существующей ВЛ 110 кВ. Так как климатические условия и условия загрязнения такие же, как и для этих опор, количество гирлянд изоляторов, - одна, количество изоляторов в гирлянде, - 9 шт., столько же, сколько в гирлянде изоляторов на опорах №6 и №7. Форма изолятора представлена в табл. 1-2-3.

Табл. 1-2-3 Форма изолятора

Тип	Высота	Диаметр	Номин. предел прочности на разрыв
ПСД70Е	146 мм	270 мм	70 кН

Относительно длины и массы гирлянды изоляторов предположили, что применяются крепления, такие же как и у изоляторных устройств, установленных на анкерной опоре №7; установили следующее:

- Длина гирлянды: 1.792 м
- Масса гирлянды: 47.3 кг

[Опоры]

Из стандартных опор, определяемых в ПУЭ, выбрали разветвительные опоры (типа УС110-8) для двухцепной ВЛ, применяемые в вышеуказанных климатических условиях. Проектные данные о данных опорах представлены в табл. 1-2-4. При этом применяемые провода находятся в диапазоне АС150/24~АС240/32, так что можно использовать также АС185/24. Допустимая длина пролета, - макс. 40 м.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> По результатам подтверждения специалистами SAESP

Табл.1-2-4 Проектные условия разветвительных опор типа УС110-8

Проектные климатические условия	Зона гололёда		I-IV	I	II	III	IV
	Зона ветрового напора		III				
Провода	Типы		АС150/24	АС240/32			
	Допуст. напряжение растяжения провода по всей длине (кгс/см <sup>2</sup> )	$\delta_r$	13.0	12.2			
		$\delta_-$	13.0	12.2			
		$\delta_s$	8.7	8.1			
Макс. угол поворота трассы	Угловая опора		*)				
	Анкерная опора		Не используется.				

(Источник) Материалы, представленные SAESP

\*) Разветвление осуществляется на прямом участке трассы или из опоры, заземляемой под углом наружного поворота. Разветвление под углом внутреннего поворота разрешается только на основе расчета напряжений и проверки натяжения.

[Расстояние между проводом и трубопроводом]

Относительно минимальной высоты проводов ЛЭП 110 кВ, ПУЭ 2.5.169, в табл. 2.5.24 «Наименьшее расстояние между проводами или проводами и тросами пересекающихся ВЛ» определено в 7 м. При наиболее суровых условиях, когда температура проводов достигает макс. рабочей температуры проводов без ветра, т.е. когда стрела провеса проводов достигает наибольшего значения, должно обеспечить высоту провода самой нижней фазы в 7 м.

Как изложено выше, на участке настоящего проекта проложены параллельно с существующей ВЛ 110 кВ трубопроводы и распределительные линии. Согласно вышеуказанной табл. 2.5.24, минимальное расстояние от ВЛ 110 кВ до здания или сооружения, - 4м. Таким образом, при наиболее суровых условиях, когда температура проводов достигает макс. рабочей температуры проводов без ветра, т.е. когда стрела провеса проводов достигает наибольшего значения, должно обеспечить минимальное расстояние между проводом самой нижней фазы и трубопроводом в 4 м.

(4) Рассмотрение пролета ввода в распределительную подстанцию

При рассмотрении пролета ввода в распределительную подстанцию производили следующие работы:

- Рассмотрение макс. рабочего растяжения на участке между разветвительной опорой и новой распределительной подстанцией
- Подтверждение расстояния на данном пролете от наземного или существующего сооружения.
- Подтверждение расстояния на данном пролете между фазами проводов

[Рассмотрение макс. рабочего растяжения на участке между разветвительной опорой и новой распределительной подстанцией]

Как изложено выше, на участке между разветвительной опорой и опорной рамой распределительной подстанции предполагается установить стандартную опору для разветвления ВЛ, так что длина пролета должна быть максимум 40 м. Кроме того, из-за ограничения площадью участка для настоящего проекта потребуются сократить до минимума длину пролета между разветвительной опорой и опорной рамой распределительной подстанции. При небольшой длине пролета существенно

увеличивается тяжение вводом проводов при работе по закреплению проводов, и поэтому нужно предусмотреть, чтобы тяжение проводов не превысило макс. рабочего тяжения, и прочность опорной рамы распределительной подстанции с учетом коэффициента безопасности. Таким образом, рассмотрели максимальное рабочее тяжение по длине пролета (30 м и 20 м), при которой в любом из вышеуказанных условий нагрузки тяжение проводов не превысило допустимого значения. Предположили, что длина ввода при закреплении проводов, - 100 мм. В табл. 1-2-5 представлены результаты рассмотрения.

Табл. 1-2-5 Макс. рабочее тяжение

Тип провода	Длина пролета	
	30m	20m
АС-150	3,100N	2,100N
АС-185	2,900N	2,100N

В случае длины пролета 20 м, по сравнению с 30 м, изменение тяжения заметнее по изменению фактической длины провода, и при работе по прокладке проводов требуется более строгий контроль за тяжением, на что следует обратить внимание.

[Подтверждение расстояния на участке между разветвительной опорой и новой распределительной подстанцией от наземного и существующего сооружений]  
Относительно двух типов проводов (АС-150 и АС-185) произвели расчет вертикального расстояния между высотой провода при макс. стреле провеса и трубопроводом. В качестве условий при макс. стреле провеса предположили состояние без ветра, и гололёда, температуру проводов 100°С. Кроме того, предположили, что высота точки поддержки проводов на опорной раме новой распределительной подстанции равна высоте самого нижнего траверса разветвительной опоры (10,5 м). В табл. 1-2-6 представлены результаты расчета.

Табл. 1-2-6 Вертикальное расстояние между высотой провода и трубопроводом

Длина пролета	Высота провода от земли		Верг. расстояние трубопровода	
	30m	20m	30m	20m
АС-150	9.63m (0.87m)	10.00m (0.50m)	2.37m (0.83m)	2.70m (0.50m)
АС-185	9.71m (0.79m)	9.93m (0.57m)	2.45m (0.75m)	2.63m (0.57m)

\* Значения в скобках показывают стрелу провеса провода.

Согласно табл. 1-2-6, для всех рассматриваемых случаев обеспечили высоту проводов от земли более 7 м, требуемых в ПУЭ. Что касается вертикального расстояния от трубопровода, то обнаруживается, что расстояние меньше на 1.37-1.63 м, чем требуемое расстояние в 4 м. На рис. 1-2-8 представлены результаты рассмотрения на участке «разветвительная опора – опорная рама новой распределительной подстанции» расстояния между проводом самой нижней фазы и трубопроводом. Таким образом, следует принять меры, например, изменить высоту трубопровода, проектировать высоту опорной рамы распределительной подстанции с обеспечением вертикального расстояния от трубопровода или другие меры. Кроме того, относительно высоты распределительной линии, проложенной параллельно с трубопроводом, от поверхности земли, при производстве замера на месте замеряли только визуально, поэтому точная величина нам неизвестна, но показалось, что

распределительная стоечная опора выше, чем высота трубопровода. Таким образом, также для распределительной линии и распределительной стоечной опоры нужно подтвердить точное местоположение и рассмотреть возможные меры, например, изменение местоположения и пр.



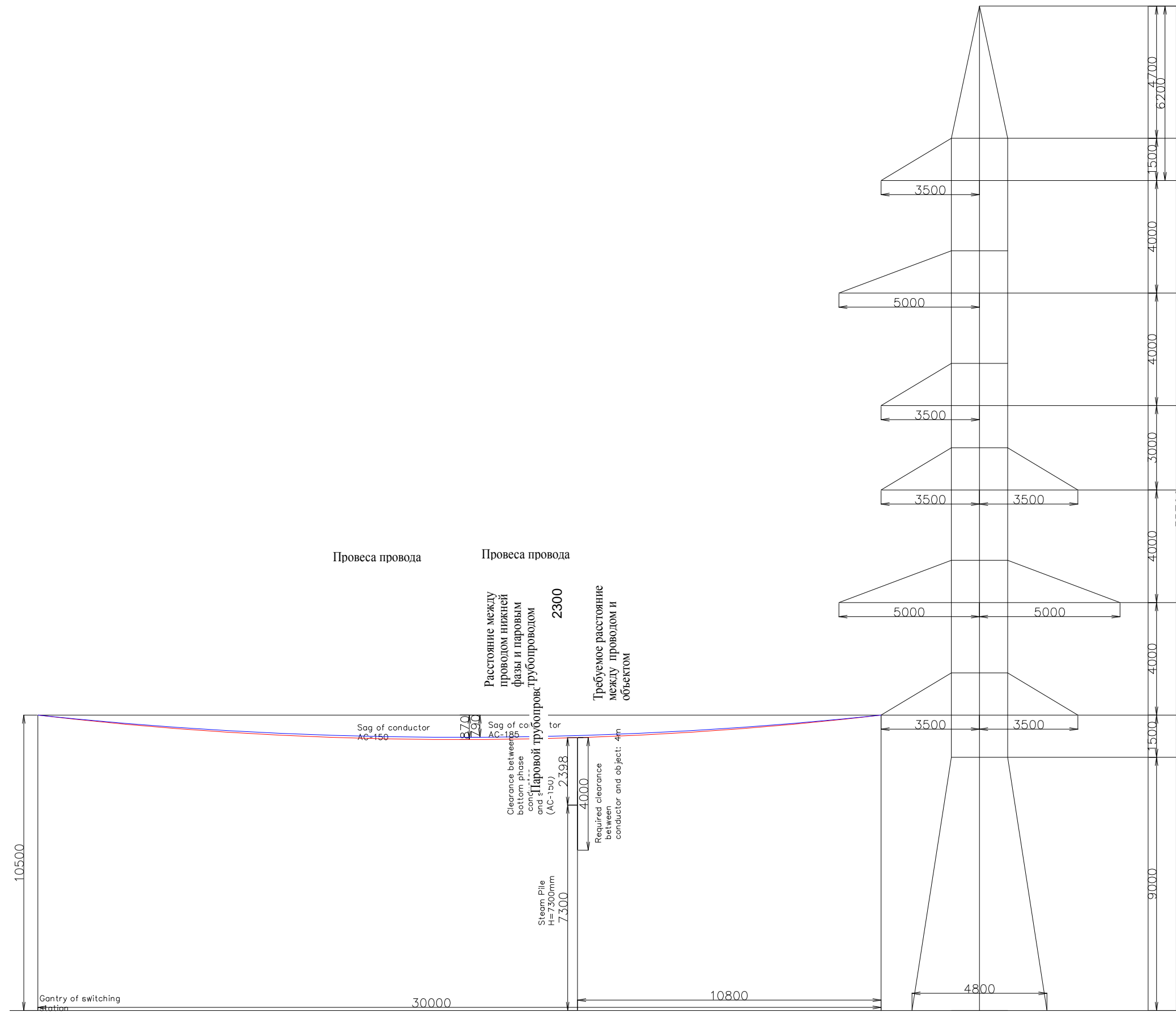


Рис. 1-2-8 Результаты рассмотрения расстояния между проводом нижней фазы и трубопроводом на участке «разветв. опора – опорн. рамы распредел. Подстанции»

[Подтверждение расстояния между фазами проводов на участке «разветвительная опора – новая распределительная подстанция»]

Относительно рассматриваемого на этот раз ввода ВЛ в распределительную подстанцию через разветвительную опору, провода натянуты сначала в вертикальном, затем в горизонтальном положении, т.е. в скрученном виде, поэтому расстояние между фазами провода должно обеспечить требуемое изоляционное расстояние. Согласно ПУЭ 2.5.52 табл. 2.5.9 «Минимальное допустимое расстояние проводов для высоковольтных ВЛ с использованием подвесных изоляторов и горизонтальное положение проводов», в случае, когда стрела провеса на ВЛ 110 кВ, - до 3 м, требуемое минимальное расстояние определяется в 3 м. Кроме того, согласно п. 2.5.53, табл. 2.5.11 «Минимальное смещение проводов (частота дрожания проводов (нормальная)) в горизонтали, соседствующих на промежуточной опоре в зоне II», в случае расстояния 4 м по вертикали ВЛ 110 кВ, смещение проводов определяется в 0 м. Как изложено выше, макс. стрела провеса в пролете рассматриваемого объекта, - менее 1 м, а расстояние проводов по вертикали на пролете рассматриваемого объекта, - 4 м, поэтому считается, что требуемые условия удовлетворяются.

#### (5) Расположение ВЛ

На основе вышеуказанных результатов рассмотрения составили план участка от разветвительной опоры до опорной рамы новой распределительной подстанции. Длина пролета между разветвительной опорой и опорной рамой новой распределительной подстанции, - 30 м, расстояние по горизонтали точек поддержки проводов фаз в опорной раме распределительной подстанции, - 3 м, что и указано выше как требуемое минимальное расстояние по горизонтали. Кроме того, местоположение разветвительной опоры желательно посередине между существующими опорами №6 и №7. Но даже в случае, когда оно смещено в сторону опоры №6 или №7 порядка 5 м, если разветвительная опора и центр опорной рамы составляют 90°, рассматриваемые условия расстояния на пролете ввода существенно не изменятся.

При этом, в случае, когда положение направления существующей трассы разветвительной опоры слишком близко к опоре №6 или №7, то, как изложено выше, при изменении фактической длины проводов существенно изменится тяжение, будет затруднительным управление тяжением и станет возможным столкновение с условием землепользования под ВЛ (грузовые железнодорожные линии), на что следует обратить внимание при детальном проектировании. На рис 1-2-9 представлен план участка «разветвительная опора – опорная рама новой распределительной подстанции».

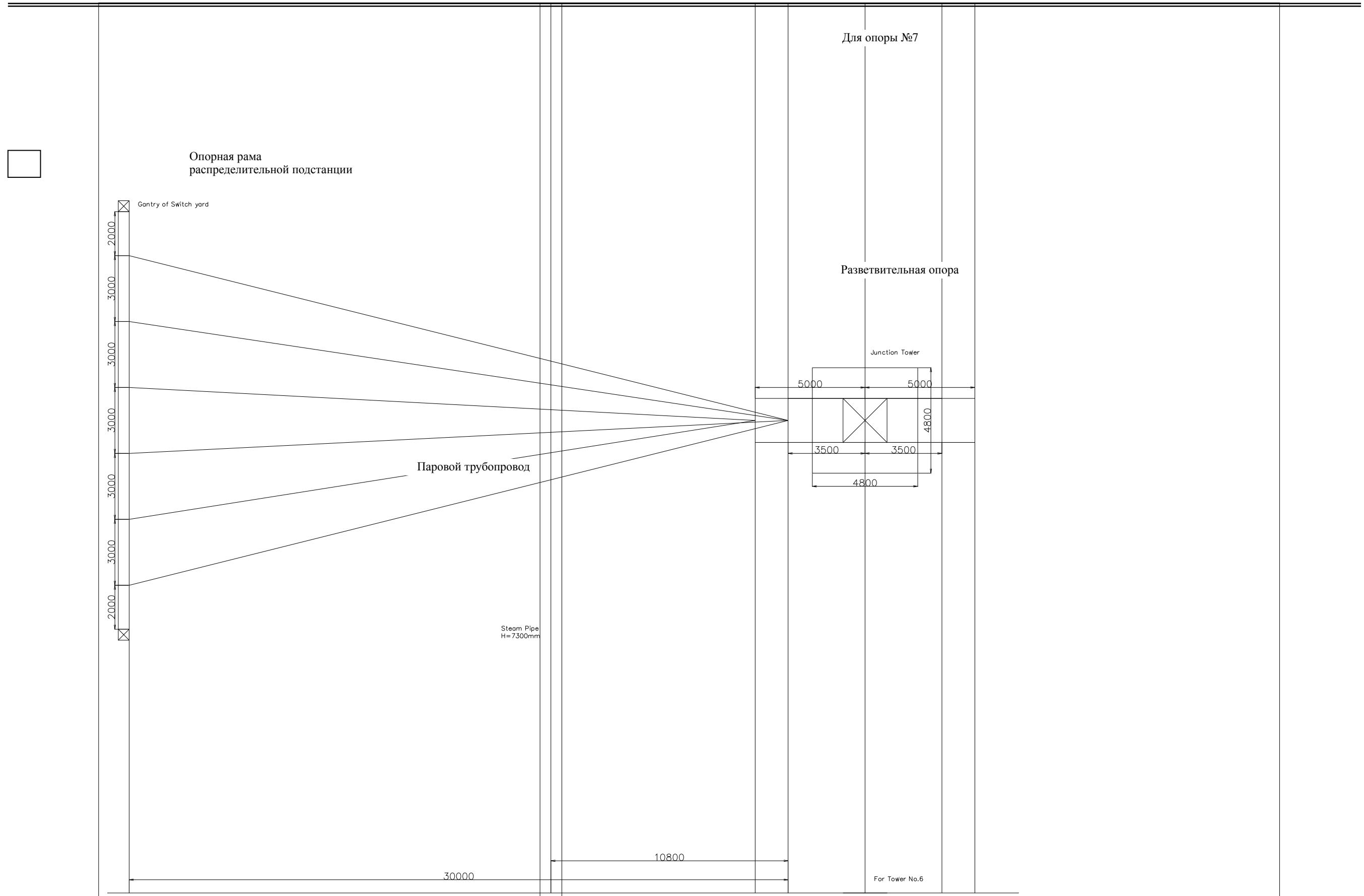


Рис. 1-2-9 План участка между разветвительной опорой и опорной рамой новой распредел. подстанции

### 1.3 План общего расположения

#### 1.3.1 План расположения распределительной подстанции 110 кВ

##### (1) Соединение ВЛ с распределительной подстанцией

Имеются, как правило, два варианта соединения электростанции с энергосетью. В одном варианте, таком как блочная конструкции, электрогенератор соединяется непосредственно с энергосетью. В другом варианте, таком как шинная система, электрогенератор соединяется с системой ЛЭП через шины распределительной подстанции. В ТашТЭЦ, являющейся относительно маломощной, выбирают последний вариант, - шинную систему.

Как показано на однолинейной схеме (рис.-2-4-9), шины новой распределительной подстанции соединяется с двухцепной ВЛ 110 кВ, общая протяженность которой между ТЭЦ и подстанцией Юксака составляет 4,2 км. Кроме того, линией границы между частью ЛЭП и частью ТЭЦ служит опорная рама (gantry), соединяющаяся с двухцепной ВЛ.

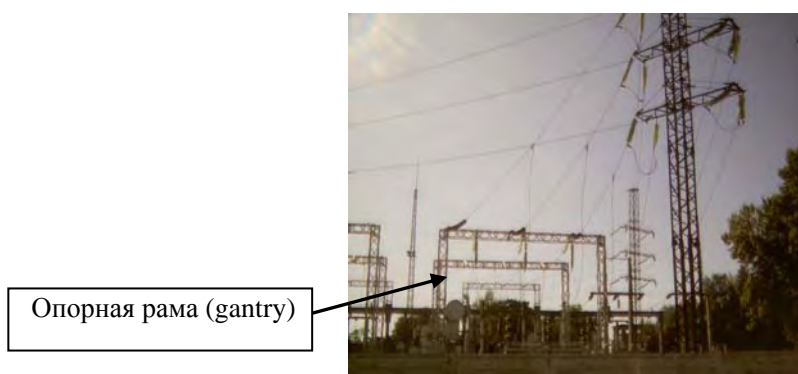


Рис.1-3-1 Существующая ВЛ и точка соединения с РП

Хотя общая протяженность ВЛ между ТашТЭЦ и подстанцией Юксака невелика, но производится транспозиция проводов. Транспозиция проводов, - метод передачи переменного тока, по которому устраняется дисбаланс индуктивного сопротивления и электростатической емкости фаз ВЛ. Такой метод применяется в ВЛ ТашТЭЦ. При передаче трехфазного переменного тока, как правило, каждая фаза составляет смещение на  $120^\circ$ , в результате чего общая сумма смещения фаз составляет 0. Но на ВЛ изменение положения трассы ВЛ вызывает по местам различия индуктивного сопротивления и электростатической емкости между фазами или по отношению к земле, в результате чего возникает смещение коэффициента мощности. Путем транспозиции проводов на ВЛ можно устранить смещение напряжения и тока фаз, предотвратить возникновение остаточного напряжения в нейтрали трехфазного соединения «звездой» или в нейтрали трансформатора, что обеспечит эффективную электропередачу. Таким образом, на ВЛ данного ТЭЦ производят транспозицию проводов с целью сокращения потери мощности при электропередаче. Применением данного метода можно сократить индуктивность на линии связи и свечение на проводах, в том числе на ВЛ для электростанций городского типа, таким является ТашТЭЦ, данный метод применяется как самый простой способ сокращения потерь мощности. Таким образом, порядок расположения фаз, подтвержденный в точке опорной рамы распределительной подстанции, - #1L из двухцепной ВЛ, сверх опоры, - фазы В · А · С (фазы S · R · T) .

## (2) Основной состав распределительной подстанции

В последнее время с точки зрения надежности, безопасности, экономичности, экономии пространства, пожаробезопасности и других требований, в качестве распределительной подстанции электростанции применяется, в основном, элегазовая подстанция (GIS), все составные узлы которой, такие как выключатели, прерыватели, переключатели заземления и пр., герметизированы в газовой среде SF<sub>6</sub>(шестифтористой сере). Кроме того, GIS обладает преимуществами также при эксплуатации, техобслуживании и управлении электростанций. Так как в зависимости от фирм-изготовителей имеются различные типоразмеры и технические характеристики, следует обратить серьезное внимание на размеры и расположение с учетом ограниченного пространства для распределительной подстанции. Особенно в случае ТашТЭЦ, площадь которой невелика, следует рассмотреть варианты со включением возможности элегазовой подстанции (GIS). Однако в настоящее время предполагается, что при составлении плана расположения главных выключателей распределительной подстанции ТашТЭЦ обращают внимание на следующие моменты:

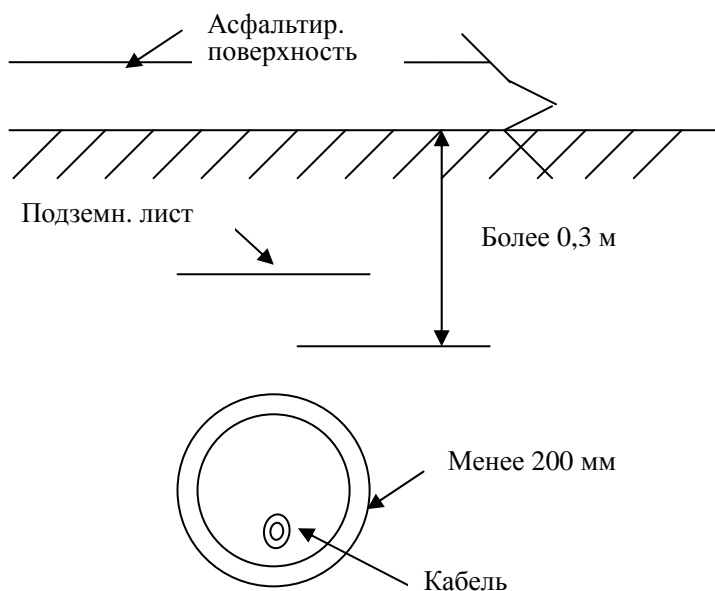
- На распределительной подстанции предполагается использование комбинированных газовых выключателей SF<sub>6</sub>, характеризующихся экономичностью и компактным проектированием.
- С учетом соединения с последующим объектом ЛСА шинный узел выполнен не из устройств с газовым заполнением, а из обычной ВЛ. Подготовка шинного узла входит в объем работы «Узбекэнерго», а закупка выключателей, - в объем работы ЛСА)
- По проекту межфазное расстояние шин, - 2 м.
- Из-за принятия двухцепного Т-образного ввода сторона электропередачи выполнена в двух ячейках. Сторона генерации выполнена в 3-х ячейках для каждого генератора, в одной ячейке, - для соединения шины. Как изложено в п. 1.2.1, с учетом местоположения разветвительной опоры и расстояния от основного трансформатора и опорной рамы стороны ТЭЦ располагают три ячейки для генератора на юге распределительной подстанции, а на ее севере, - две ячейки для ВЛ, на северном крае, - одна ячейка для междушинного соединения.

## (3) Соединение ТЭЦ с распределительной подстанцией

В результате переговоров с ГАК «Узбекэнерго» определили способ соединения вторичной стороны 110 кВ основного трансформатора новой ГТКС с распределительной подстанцией, располагаемой в западной части участка ТЭЦ в направлении юг-север 35 м, с помощью подземных кабельных траншей. Относительно способа прокладки подземных кабелей, следует обеспечить такое расположение высоковольтных кабелей, чтобы не было нагрузок на них. С предположением того, что в зависимости от размеров энергосистем здание в направлении юг-север ограничивается и предполагаемый участок для прокладки кабелей узок, следует обратить особое внимание на места изгиба. Расстояние от основного трансформатора до электрического помещения составляет примерно 40 м для первого энергоблока ГТКС, 75 м для второго энергоблока и 110 м для третьего энергоблока.

Кабельные траншеи устанавливаются согласно техническим стандартам по прокладке высоковольтных кабелей ПУЭ (правил устройства электроустановок) ГАК «Узбекэнерго». Технические нормы по производству подземных прокладок силовых кабелей стандартизированы, так что важно производить работы, соблюдая эти нормы. В качестве справок представляют ниже различные варианты производства подземных прокладок, применяемых в Японии. В случае ТашТЭЦ рекомендуется произвести работы по

прокладке с учетом этих примеров. В качестве подземных прокладок силовых кабелей имеются способ прокладки по трубе и способ прямой подземной прокладки в траншее. Низковольтные кабели, такие, как кабели управления, кабели связи, кабели для освещения и пр., прокладывают прямо в траншее. При этом следует обратить внимание на нагрузки автомобилей.



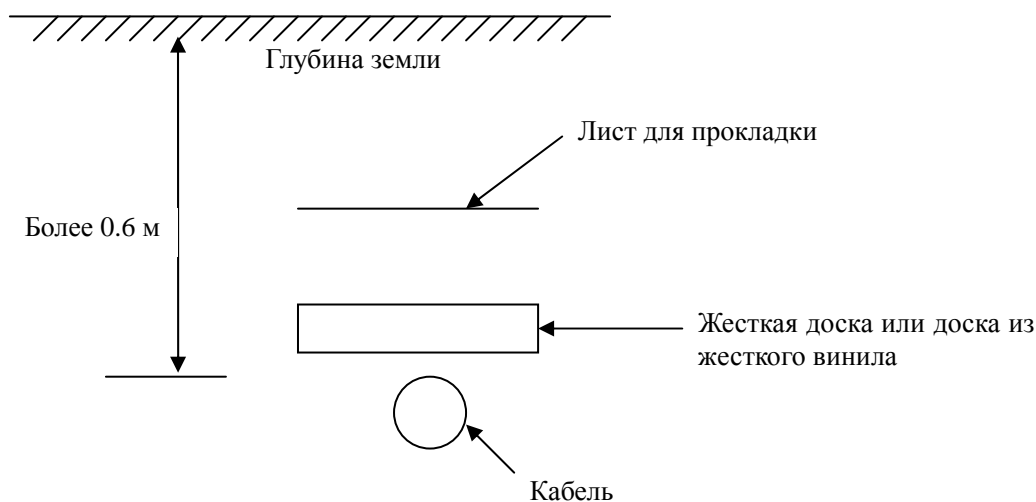
#### Материалы

Обмотанные антикоррозионными лентами, подвергнутые антикоррозионной обработке, например, футеровкой, трубы из углеродистой стали или трубы с толстой стенкой для проводов, стальные трубы с полиэтиленовым покрытием, стальные трубы с покрытием синтетической смолой для защиты кабелей, центробежнолитые железобетонные трубы, трубы из жесткого винилового материала для проводов, трубы из жесткого винилхлорида.

\* Кладут лист для прокладки посередине между трубопроводной трассой и поверхностью земли.

Рис. 1-3-2 Пример подземной прокладки кабелей по трубе

Места, где нет опасности нагрузок от автомобилей или других тяжелых объектов (прокладка кабелей для освещения и пр.)



Места, где имеется опасность подвергнуться нагрузкам от автомобилей или других тяжелых объектов

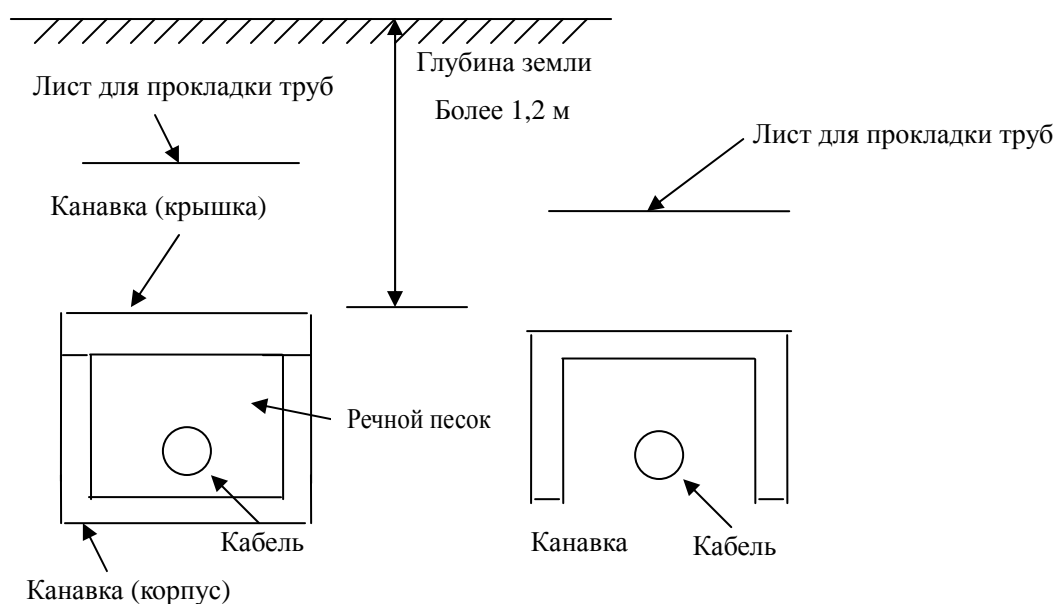


Рис. 1-3-3 Пример способа прямой подземной прокладки кабелей

(4) Электрическое помещение для распределительной подстанции 110 кВ

Устанавливают электрическое помещение для распределительной подстанции 110 кВ рядом с самой распределительной подстанцией, устанавливаемой в западной части участка ТЭЦ. Внутри помещения размещаются вспомогательные высоковольтные выключатели (комплектное распределительное устройство), центр управления, источник питания аккумулятора постоянного тока, релейный щит и пр.

В случае невозможности размещения из-за ограниченного пространства, устанавливают в здании стороны энергосистемы в распределенном положении. Кроме того, из-за недостаточного расстояния от основного оборудования энергосистемы следует обеспечить расположение с учетом эксплуатационных качеств, принятия мер при авариях и пр.

**1.3.2 Рассмотрение общей схемы расположения**

ГАК «Узбекэнерго» в своем пре-ТЭО, представленном в настоящее время на рассмотрение правительством, составила изначальный проект расположения с предположением, что оборудование проекта JICA будет поставлено в двух комплектах такой модели, что и в проекте NEDO. По этому проекту планируется установка общей распределительной подстанции 110 кВ в западном крае участка. В восточной стороне участка находится здание для котлов и турбин, совместно используемое для проектов NEDO и JICA (с запада энергоблок №1 (NEDO), энергоблок №2 (JICA), энергоблок №3 (JICA)). По строительным нормам и правилам П-89-80 «Генеральные планы промышленных предприятий», которые определяют строительные нормы и правила по противопожарным проездам предприятий, расстояние от края проезжей части, обеспечивающей проезд пожарных машин, до боковых стен входа и выхода зданий должно быть 12 м, от других стен, - 8 м, от ограждения границы участка, - 1,5 м. Таким образом, в случае установки ширины проезжей части в 6 м, совместным использованием здания можно сократить площадь в направлении

восток-запад на  $12 \text{ м} + 6 \text{ м} + 12 \text{ м} = 30 \text{ м}$ .

В данном обследовании согласно принципам совмещения, указанным в табл. 1-1-1, произвели подтверждение и рассмотрение участка ввода ВЛ, спецификации оборудования распределительной подстанции 110 кВ и пр., подготовили исправленный вариант вышеуказанного первоначального проекта (см. рис. 1-3-4, рис. 1-3-5 ).

Основные исправления, внесенные в первоначальный проект, следующие:

- (1) Обеспечение участка для ввода ВЛ в 30 м  
Из результатов рассмотрения в п. 1.2.1(3), установили длину пролета между разветвительной опорой и опорной рамой распределительной подстанции в 30 м. В связи с этим переместили систему в целом к востоку на 10 м от первоначального проекта.
- (2) Изменение количества опорных рам распределительной подстанции и количества ячеек при Т-образном разветвлении
- (3) Добавление опоры Т-образного разветвления и проводов ввода  
На основе результатов рассмотрения в п. 1.2.1(5) и п. 1.3.1(2) выбрали местоположение опоры для Т-образного разветвления и ячеек стороны ВЛ.
- (4) Изменение маршрута трубопровода в связи с изменением местоположения здания  
Внесли изменения так, чтобы стойки трубопроводов, устанавливаемые при монтаже оборудования NEDO, не помешали установке оборудования JICA.

В заключение можно считать, что совмещение здания для котлов и турбин позволяет сократить занимаемую площадь, ГТКС класса 25 МВт в трех комплектах и распределительная подстанция 110 кВ вполне разместятся на предполагаемой стройплощадке.

В дальнейшем через детальное проектирование здания, устройств и оборудования для реализации двух проектов определяют окончательную схему расположения.



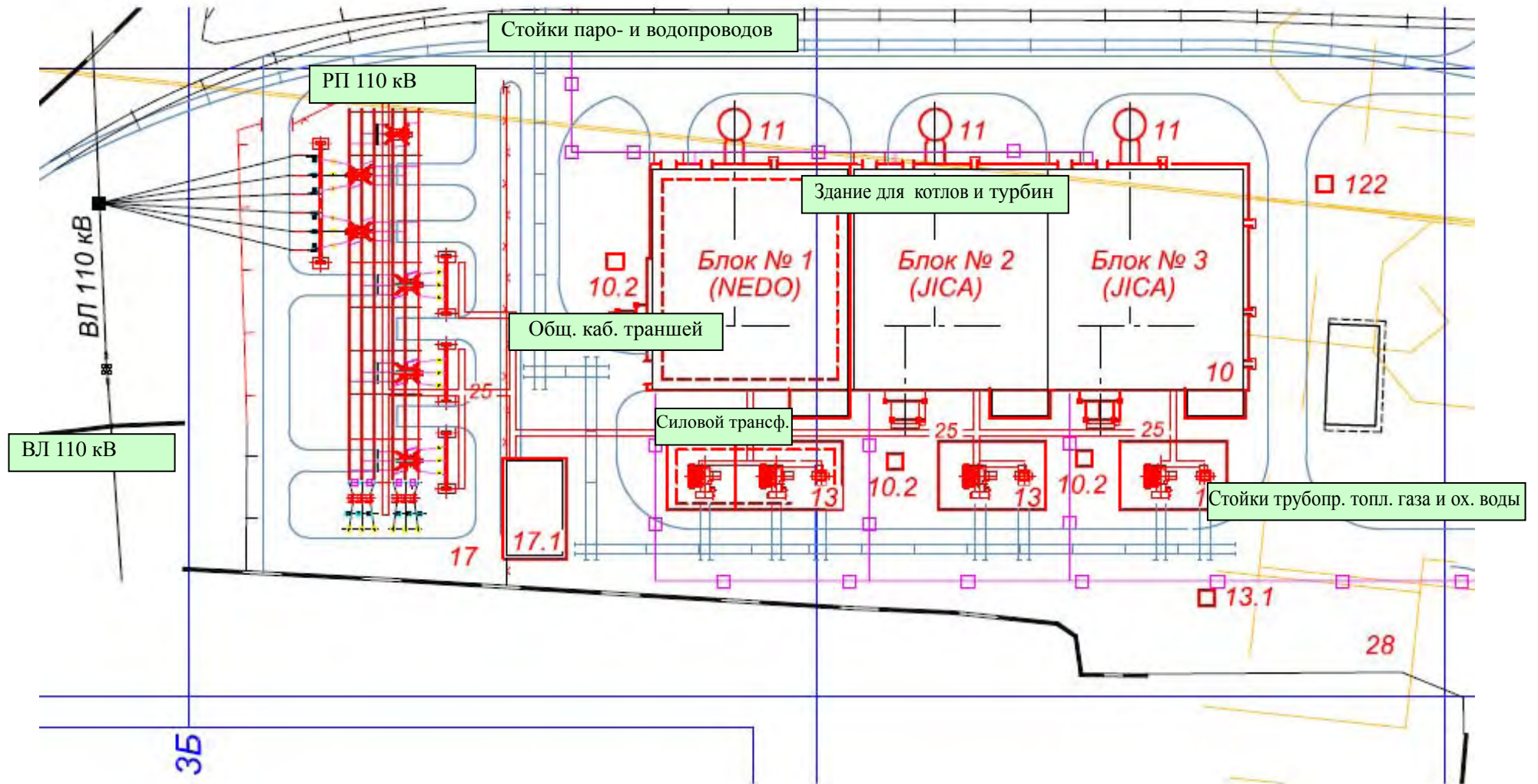
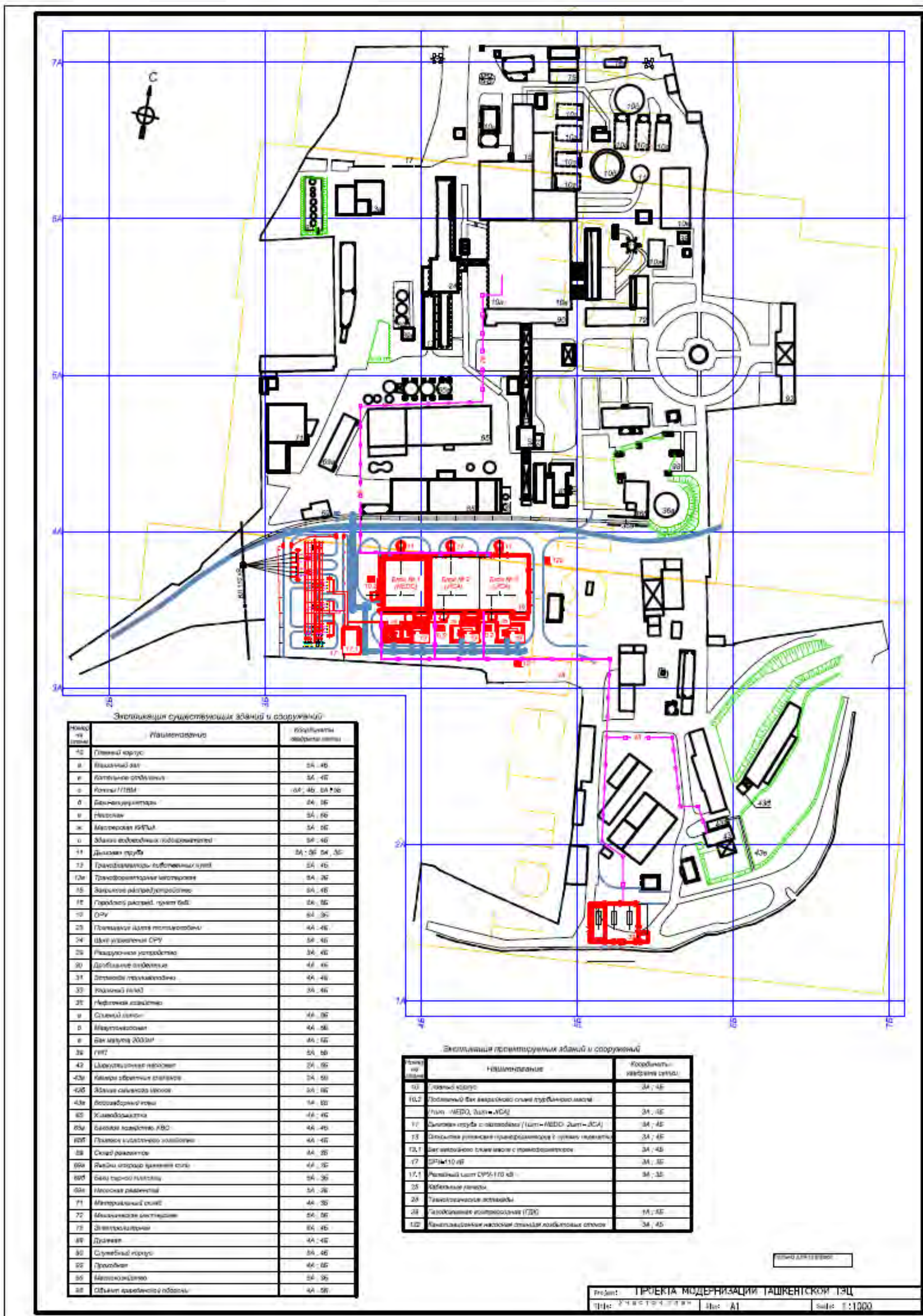


Рис. 1-3-4 Схема будущего расположения ТашТЭЦ

Шкала : 100 м/сетка

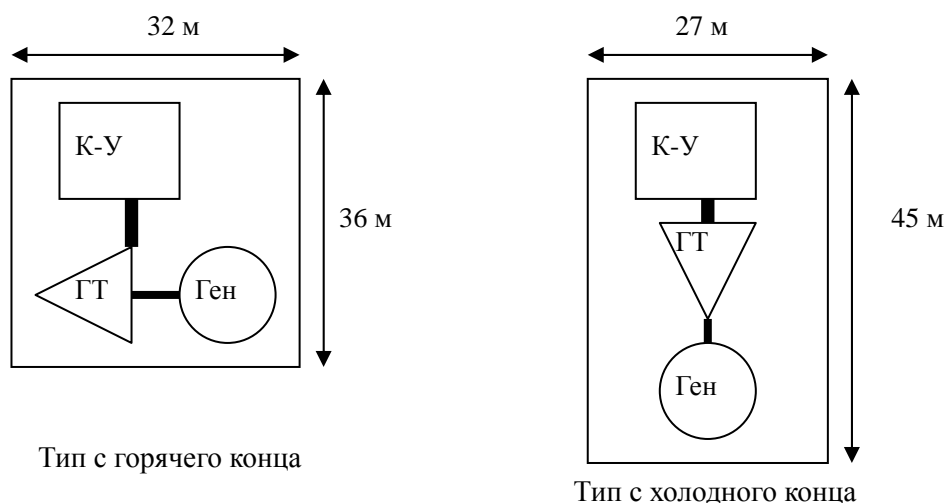


### 1.3.3 Рассмотрение альтернативных вариантов

По расположению газотурбинных генераторов, используемых в энергосистемах с комбинированным циклом и в ГТ-ых когенерационных системах, имеются два типа соединения: тип с горячего конца, по которому электрический генератор соединяется со стороной нагнетания газовой турбины, и тип с холодного конца, по которому электрический генератор соединяется со стороной всасывания. Для ГТКС проекта NEDO рассматривается вариант типа с горячего конца, по которому в боковой стороне по отношению к турбинному генератору (в направлении восток-запад), располагаются выхлопной воздуховод, котел-утилизатор, дымовая труба. Таким образом, с одной стороны размер в направлении юг-север сокращается, но размер в направлении восток-запад увеличивается. Один из примеров: на рис. 1-3-6 показаны примерные размеры зданий для обоих типов при внедрении предполагаемой ГТ (Хитачи Н-25) для проекта NEDO. Если для ГТКС проекта ЛСА применяется такой же тип с горячего конца, как при ГТКС проекта NEDO, размеры здания для трех комплектов ГТКС, включая проект NEDO, составляют 96 м (=32 м x 3) в направлении восток-запад и 36 м в направлении юг-север. В случае применения типа с холодного конца, - 86 м (=32 м + 27 м x 2) в направлении восток-запад и, 45 м в направлении юг-север (часть оборудования ЛСА), что означает сокращение на 10 м в направлении восток-запад и увеличение на 9 м в направлении юг-север.

Как изложено выше, согласно строительным нормам и правилам П-89-80 «Генеральные проекты промышленных предприятий», нужно обеспечить проезжей части для пожарных машин требуемое расстояние от здания, поэтому даже в случае применения типа с горячего конца не так много запаса площади в направлении юг-север, как показано на рис. 1-3-4.

Таким образом, при применении типа с холодного конца желательно расположить здания для оборудования NEDO и стойки для трубопроводов топливного газа и охлаждающей воды в положении, смещая по возможности более к югу, чтобы зрительно выровнялись южные стены здания для котлов и турбин.



Прим.) К-У: Котел-утилизатор

ГТ: Газовая турбина

Ген: Генератор

Указанные размеры, - примерные размеры здания для ГТ (Н-25), предлагаемого для проекта NEDO.

Рис. 1-3-6 Общее расположение ГТКС типа с горячего конца и типа с холодного конца

## ГЛАВА 2      РАССМОТРЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ                          ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

### СОДЕРАЖЕНИЕ

2.1	Подтверждение состава существующей системы .....	1
2.1.1	Спецификация существующего оборудования (механического оборудования) 1	
2.1.2	Спецификация существующего оборудования (электрического оборудования) . .....	12
2.1.3	Линия границы между новым оборудованием и существующим оборудованием .....	14
2.2	Эксплуатационное состояние существующего оборудования .....	15
2.2.1	Объем снабжения электроэнергией, горячей водой и паром .....	15
2.2.2	Эксплуатационное состояние существующего оборудования.....	19
2.3	Базовое обследование ГТ-ой когенерационной системы .....	23
2.3.1	Обзор.....	23
2.3.2	Рассматриваемые условия.....	23
2.3.3	Результаты рассмотрения .....	35
2.3.4	Обзор результатов рассмотрения.....	37
2.3.5	Заключение результатов рассмотрения.....	37
2.4	Рассмотрение оптимальной производственной системы .....	46
2.4.1	Рассмотрение оптимальной системы ГТКС .....	46
2.4.2	Основная спецификация электрооборудования .....	62

## **ГЛАВА 2 РАССМОТРЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ**

По проекту модернизации Ташкентской ТЭЦ планируется установка на предполагаемой стройплощадке размером 200 м (восток-запад) на 79 м (юг-север) газотурбинных когенерационных систем (в дальнейшем, - ГТКС), класса 25 МВт, в трех комплектах, относящихся и к проекту NEDO и к проекту, реализуемому по кредиту ОНР Японии, а также их соединение с существующей ЛЭП 110 кВ, непосредственно проходящей через край западной части стройплощадки. При этом участок для проекта NEDO располагается, по плану, на краю западной части данной стройплощадки. В данном обследовании рассматривают способ соединения с ЛЭП и участок для установки распределительной подстанции 110 кВ, а также координируют с участком для проекта NEDO. Кроме этого, рассматривают совместное с проектом NEDO использование здания ГТКС, центральной диспетчерской, различных трубопроводов и прочего, и вырабатывают план для обеспечения эффективной эксплуатации всей ТЭЦ.

### **2.1 Подтверждение состава существующей системы**

Для подтверждения теплового баланса произвели обследование текущего положения существующей ТЭЦ и подтверждение текущей мощности и эксплуатационного состояния существующего основного оборудования.

#### **2.1.1 Спецификация существующего оборудования (механического оборудования)**

Ниже представлена спецификация существующего основного оборудования ТашТЭЦ.

##### **(1) Паровые котлы**

С 1939 года, когда был установлен первый котел, паровые котлы постепенно добавлялись, и в 1955 году был внедрен новейший, пятый котел. Техобслуживание паровых котлов производится через каждые 2 года в режиме простой проверки, через каждые 4 года, - в режиме капитальной проверки, что обеспечивает сохранение функциональности оборудования. В табл. 2-1-1 представлена основная спецификация паровых котлов.

Табл. 2-1-1 Основная спецификация паровых котлов

№ агрегата	-	К-1	К-2	К-3	К-4	К-5
Тип котла	-	Передняя топка, топка с водяным охлаждением, естественная циркуляция (установка в помещении)				
Способ тяги котла	-	Способ уравновешенной тяги				
Рабочее топливо	-	Природн. газ/мазут	Природн. газ/мазут	Природн. газ	Природн. газ	Природн. газ/мазут
Номинальная паропроизводительность	т/ч	60	60	70	75	150
Давление осн. пара (на выходе перегревателя)	МПаг (кг/см <sup>2</sup> г)	3.14 (30.8)	3.14 (30.8)	3.43 (33.6)	3.53 (34.6)	3.33 (32.7)
Температура осн. пара (на выходе перегревателя)	°С	425	425	425	420	420
Температура питательной воды	°С	105	105	105	105	105
Время начала эксплуатации	год	1939	1939	1948	1954	1955

(Источник) Ответ от ТашТЭЦ

(2) Паровые турбины

Паровая турбина была поставлена в тот период, когда построен паровой котел №4, в 1954 году и работает до сих пор. Техобслуживание паровой турбины производится каждый год, что обеспечивает сохранение функциональности оборудования. Основная спецификация паротурбинного генератора представлена в табл. 2-1-2.

Табл. 2-1-2 Основная спецификация паротурбинного генератора

Тип	Одноцилиндровая осевая конденсационная турбина
Кол.	1 шт.
Номинальная производительность	22,500 кВт
Условия пара на выходе турбины	2.75 МПаг (27.0 кг/см <sup>2</sup> г), 400°С
Условия отбора пара	9кг/см <sup>2</sup> г, 320°С
Условия заводского пара	7кг/см <sup>2</sup> г, 270°С
Макс. количество всасывания пара (на входе турбины)	350т/ч
Макс. количество отбора пара	300т/ч
Вакуум в конденсаторе	0.05 ата

(Источник) Ответ от ТашТЭЦ

(3) Водогрейные котлы

В качестве оборудования для снабжения горячей водой и отопления корпорацией по снабжению энергией г. Ташкента был поставлен в 1963 году котел №6 (производительность 50Гкал/ч), и с тех пор до 1969 года, когда был установлен котел №12 (производительность 100Гкал/ч), были внедрены водогрейные котлы, всего 7 шт. (общая производительность 650Гкал/ч). Техобслуживание водогрейных котлов производится через каждые 2 года в режиме простой проверки, через каждые 4 года, - в режиме капитальной проверки, что обеспечивает сохранение функциональности оборудования. В табл. 2-1-3 представлена основная спецификация водогрейных котлов.

Табл. 2-1-3 Спецификация водогрейных котлов

№ агрегата	-	К-6	К-7	К-8	К-9	К-10	К-11	К-12
Тип котла	-	Передняя топка, топка с водяным охлаждением, прямоточный тип (установка в помещении)						
Способ тяги котла	-	Способ уравновешенной тяги						
Рабочее топливо	-	Природн. газ	Природн. газ	Природн. Газ	Природн. газ	Природн. газ /мазут	Природн. газ /мазут	Природн. газ /мазут
Номинальная паро-производительность	Гкал/ч	50	100	100	100	100	100	100
Выходн. давление гор. воды (на выходе котла)	МПаг (кг/см <sup>2</sup> г)	2.5 (24.5)	2.0 (19.6)	2.5 (24.5)	2.5 (24.5)	2.5 (24.5)	2.5 (24.5)	2.5 (24.5)
Выходн. темп. гор. воды (на выходе котла)	°С	150	150	150	150	150	150	150
Входн. темп. гор. воды (на входе котла)	°С	70	70	70	70	70	70	70
Начало эксплуатации	Год	1963	1965	1965	1966	1967	1968	1969

(Источник) Ответ от ТашТЭЦ

(4) Конденсатор

Отработавший в паровой турбине пар подается для питательной воды водогрейных котлов и теплообмена. В качестве питательной воды для водогрейных котлов используется водопроводная вода. Основная спецификация конденсатора представлена в табл2-1-4.

Табл. 2-1-4 Спецификация конденсатора

Позиции	Единица	-
Модель	-	25-КЦС-6 (Охлаждающая поверхность, перемещающий тип)
Фирма-изготовитель		Ленинградский металлический завод
Тип охлаждающей воды	-	Водопроводная вода
Расход охл. воды на входе конденсатора	м <sup>3</sup> /ч	3,500
Давление охл. воды на входе конденсатора	кг/см <sup>2</sup> г	0.8
Темпер. охл. воды на входе конденсатора	°С	7.9
Давление охл. воды на выходе конденсатора	кг/см <sup>2</sup> г	0.7
Темпер. охл. воды на выходе конденсатора	°С	27.6
Площадь охлаждения	м <sup>2</sup>	2,000
Кол. трубок	шт.	4,420
Размер трубок (длина x диаметр x толщина)	мм	6,050 x 24.0 x 1.0
Материалы трубок	-	Латунь L-68
Вакуум	кПа	0.05

(Источник) Ответ от ТашТЭЦ

(5) Конденсационный насос

В табл. 2-1-5 представлена основная спецификация конденсационного насоса.

Табл. 2-1-5 Спецификация конденсационного насоса

Позиции	Единица	№1	№2
Производительность	т/ч	125	125
Полное давление	кг/см <sup>2</sup> Г	5.5	5.5
Давление всасывания	кг/см <sup>2</sup> Г	-0.5	-0.5
Давление нагнетания	кг/см <sup>2</sup> Г	4.5	4.5
Температура воды	°С	47	47

(Источник) Ответ от ТашТЭЦ

(6) Подогреватель питательной воды низкого давления для паровых котлов

Основная спецификация подогревателя питательной воды низкого давления для паровых котлов представлена в табл. 2-1-6.



Табл. 2-1-6 Спецификация подогревателя питательной воды низкого давления для паровых котлов

Позиции	Единица	-
Входн. расход (конденсата) подогревателя	т/ч	50~130
Входн. давление (конденсата) подогревателя	кг/см <sup>2</sup> Г	5.0~5.5
Выходн. давление (конденсата) подогревателя	кг/см <sup>2</sup> Г	4.5~5.0
Входн. давление (пара) подогревателя	кг/см <sup>2</sup> Г	-0.3
Выходн. давление (пара) подогревателя	кг/см <sup>2</sup> Г	-0.6~-0.92
Входн. темп. (конденсата) подогревателя	°С	40~45
Выходн. темп. (конденсата) подогревателя	°С	45~80
Входн. темп. (пара) подогревателя	°С	90~100
Выходн. темп. (пара) подогревателя	°С	45~50

(Источник) Ответ от ТашТЭЦ

(7) Деаэратор для паровых котлов

Основная спецификация деаэратора для паровых котлов представлена в табл. 2-1-7.

Табл. 2-1-7 Спецификация деаэратора для паровых котлов

Позиции	Единица	№1	№2	№3	№4
Тип	-	Под давлением	Под давлением	Под давлением	Под давлением
Входной расход (добавочной воды) деаэратора	т/ч	20	20	20	20
Выходной расход (питательной воды) деаэратора	т/ч	150	150	150	150
Выходное давление (питательной воды) деаэратора	кг/см <sup>2</sup> Г	0.5	0.5	0.5	0.5
Входная темп. (дренажа) деаэратора	°С	117	117	117	117
Внутреннее давление деаэратора	кг/см <sup>2</sup> Г	0.22	0.22	0.22	0.22

(Источник) Ответ от ТашТЭЦ

(8) Питательный насос для паровых котлов

Основная спецификация питательного насоса для паровых котлов представлена в табл. 2-1-8.

Табл. 2-1-8 Спецификация питательного насоса для паровых котлов

Позиции	Единица	№1	№2	№3	№4	№5	№6	№7
Произв-ть	т/ч	100	100	150	100	150	150	150
Полное давл.	кг/см <sup>2</sup> g	53	53	53	53	53	53	53
Давл. всасыв.	кг/см <sup>2</sup> g	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Давл. нагнет.	кг/см <sup>2</sup> g	48	48	48	48	48	48	48
Темп. воды	°C	105~	105~	105~	105~	105~	105~	105~
		108	108	108	108	108	108	108

(Источник) Ответ от ТашТЭЦ

(9) Установка подготовки воды

Имеются установки подготовки воды в количестве 3 шт., две из них используются для водогрейных котлов, одна, - для паровых котлов. Основная спецификация установки подготовки воды представлена в табл. 2-1-9.

Табл. 2-1-9 Спецификация установки подготовки воды

Позиции	Единица	№3	№4	№5
Производительность	т/ч	1,250	2,000	180
Качество воды на выходе установки подготовки воды	pH (при 25°C)	-	6.5~7.5	6.5~7.5
	Ионы железа	мкг/л как Fe	26~133	26~133
	Все испарен. остатки	мг/л	96~110	96~110
	Хлорид-ионы	мг/л как Cl <sup>-</sup>	3.96~7.3	3.96~7.3
	Сульфит-ионы	мг/л как SO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	21~37.03	21~37.03
	Щелочь	мг/кг	0.68~0.8	0.68~0.8
	Общий органический углерод	мг/кг	2.2~5.5	2.2~5.5
	Взвешенные вещества	мг/кг	0.5	0.5

(Источник) Ответ от ТашТЭЦ

(10) Подогреватели питательной воды для водогрейных котлов

Данное оборудование не является рабочим постоянно, а используется при останове паровой турбины, например, из-за техобслуживания. Так как при останове паровой турбины подогрев питательной воды для водогрейных котлов не производится в конденсаторе, включением данного оборудования недостающее тепло подается на питательную воду, в результате чего обеспечивается входная требуемая температура деаэратора для водогрейных котлов, находящегося в нижней по течению стороне данной системы. Основная спецификация подогревателя питательной воды низкого давления для водогрейных котлов показана в табл. 2-1-10.

Табл. 2-1-10 Спецификация подогревателя питательной воды низкого давления для водогрейных котлов

Позиции	Единица	№1	№2	№3	№4	№5	№6
Входной расход (питательной воды) подогревателя	т/ч	1,500~ 3,200	1,500~ 3,200	1,500~ 3,200	1,500~ 3,200	1,500~ 3,200	1,500~ 3,200
Входной расход (подогретой воды) подогревателя	т/ч	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Входное давление (питательной воды) подогревателя	кг/см <sup>2</sup> Г	1~4	1~4	1~4	1~4	1~4	1~4
Входное давление (подогретой воды) подогревателя	кг/см <sup>2</sup> Г	4~10	4~10	4~10	4~10	4~10	4~10
Выходное давление (питательной воды) подогревателя	кг/см <sup>2</sup> Г	1~4	1~4	1~4	1~4	1~4	1~4
Выходное давление (подогретой воды) подогревателя	кг/см <sup>2</sup> Г	2~8	2~8	2~8	2~8	2~8	2~8
Входная темп. (питательной воды) подогревателя	°С	25~40	25~40	25~40	25~40	25~40	25~40
Входная темп. (подогретой воды) подогревателя	°С	63~80	63~80	63~80	63~80	63~80	63~80
Выходная темп. (питательной воды) подогревателя	°С	<95	<95	<95	<95	<95	<95
Выходная темп. (подогретой воды) подогревателя	°С	40~55	40~55	40~55	40~55	40~55	40~55

(Источник) Ответ от ТашТЭЦ

(11) Подающий насос низкого давления для водогрейных котлов

В табл. 2-1-11 показана основная спецификация подающего насоса низкого давления для водогрейных котлов.

Табл. 2-1-11 Спецификация подающего насоса низкого давления для водогрейных котлов

Позиции	Единица	№1	№2	№3	№4	№5	№6
Производит.	т/ч	1,260	720	720	720	1,250	720
Полн. давление	кг/см <sup>2</sup> Г	5	5	5	5	5	5
Давл. всасыв.	кг/см <sup>2</sup> Г	0.8 ~ 4	0.8 ~ 4	0.8 ~ 4	0.8 ~ 4	0.8 ~ 4	0.8 ~ 4
Давл. нагнет.	кг/см <sup>2</sup> Г	6.4	8.9	8.9	8.9	7.0	8.9
Темп. воды	°С	25 ~ 40	25 ~ 40	25 ~ 40	25 ~ 40	25 ~ 40	25 ~ 40

(Источник) Ответ от ТашТЭЦ

(12) Подогреватель питательной воды высокого давления для водогрейных котлов

На рис. 2-1-12 показана основная спецификация подогревателя питательной воды высокого давления для водогрейных котлов.

Табл. 2-1-12 Спецификация подогревателя питательной воды высокого давления для водогрейных котлов

Позиции	Единица	№3	№4	№5	№9	№10
Давление(пара)	кг/см <sup>2</sup> Г	13	7	3	14	14
Давление (пит. воды)	кг/см <sup>2</sup> Г	14	15	23	23	23
Темп. (пара)	°С	350	400	400	400	400
Темп. (пит. воды)	°С	150	150	120	150	150
Производит. (пара)	м3	—	4.3	7.44	8.342	8.342
Производит. (пит. воды)	м3	—	1.96	1.95	3.017	3.017
Расход (пит. воды)	т/ч	1,000	400	725	1,800	1,800

(Источник) Ответ от ТашТЭЦ

(13) Деаэратор для водогрейных котлов

На рис. 2-1-13 показана основная спецификация деаэратора для водогрейных котлов.

Табл. 2-1-13 Спецификация деаэратора для водогрейных котлов

Позиции	Единица	№1	№2	№3	№4
Тип	-	Вакуумный	Вакуумный	Вакуумный	Вакуумный
Входной расход (питат. воды) деаэратора	т/ч	640	640	640	640
Входной расход (охлажд. воды) деаэратора	т/ч	160	160	160	160
Выходной расход (питат. воды) деаэратора	т/ч	800	800	800	800
Входное давление (питат. воды) деаэратора	кг/см <sup>2</sup> Г	1.9	1.9	1.9	1.9
Входное давление (охлажд. воды) деаэратора	кг/см <sup>2</sup> Г	2.1	2.1	2.1	2.1
Входная темп. (питат. воды) деаэратора	°С	75	75	75	75
Входная темп. (охлажд. воды) деаэратора	°С	42	42	42	42
Выходная темп. (питат. воды) деаэратора	°С	68	68	68	68
Внутренн. давление деаэратора	кг/см <sup>2</sup> Г	-0,65~ -0,75	-0,65~ -0,75	-0,65~ -0,75	-0,65~-0,75

(Источник) Ответ от ТашТЭЦ

(14) Подающий насос высокого давления для водогрейных котлов

В табл. 2-1-14 показана основная спецификация подающего насоса высокого давления для водогрейных котлов.

Табл. 2-1-14 Спецификация подающего насоса высокого давления для водогрейных  
КОТЛОВ

Позиции	Единица	№1	№2	№3	№4	№5	№6
Производит.	т/ч	720	1250	720	800	1,260	720
Полное давл.	кг/см <sup>2</sup> Г	-	-	-	-	-	-
Давл. всасыв.	кг/см <sup>2</sup> Г	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Давл. нагнет.	кг/см <sup>2</sup> Г	9.0	7.0	9.0	10.0	6.4	9.0
Темп. воды	°С	65	65	65	65	65	65

(Источник) Ответ от ТашТЭЦ

(15) Питательный насос для водогрейных котлов

В табл. 2-1-15 показана основная спецификация питательного насоса для водогрейных котлов.

Табл. 2-1-15 Спецификация питательного насоса для водогрейных котлов

Позиции	Единица	№1	№2	№3	№4	№5	№6	№7
Производит.	т/ч	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Полное давл.	кг/см <sup>2</sup> Г	12~17	12~17	12~17	12~17	12~17	12~17	12~17
Давл. всасыв.	кг/см <sup>2</sup> Г	2~4	2~4	2~4	2~4	2~4	2~4	2~4
Давл. нагнет.	кг/см <sup>2</sup> Г	20	20	20	20	20	20	20
Темп. воды	°С	50~60	50~60	50~60	50~60	50~60	50~60	50~60

Позиции	Единица	№8	№9	№10	№11	№12	№13	№14
Производит.	т/ч	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Полное давл.	кг/см <sup>2</sup> Г	12~17	12~17	12~17	12~17	12~17	12~17	12~17
Давл. всасыв.	кг/см <sup>2</sup> Г	2~4	2~4	2~4	2~4	2~4	2~4	2~4
Давл. нагнет.	кг/см <sup>2</sup> Г	20	20	20	20	20	20	20
Темп. воды	°С	50~60	50~60	50~60	50~60	50~60	50~60	50~60

(Источник) Ответ от ТашТЭЦ

(16) Система

На рис. 2-1-1 показана блок-схема ТашТЭЦ в настоящее время.

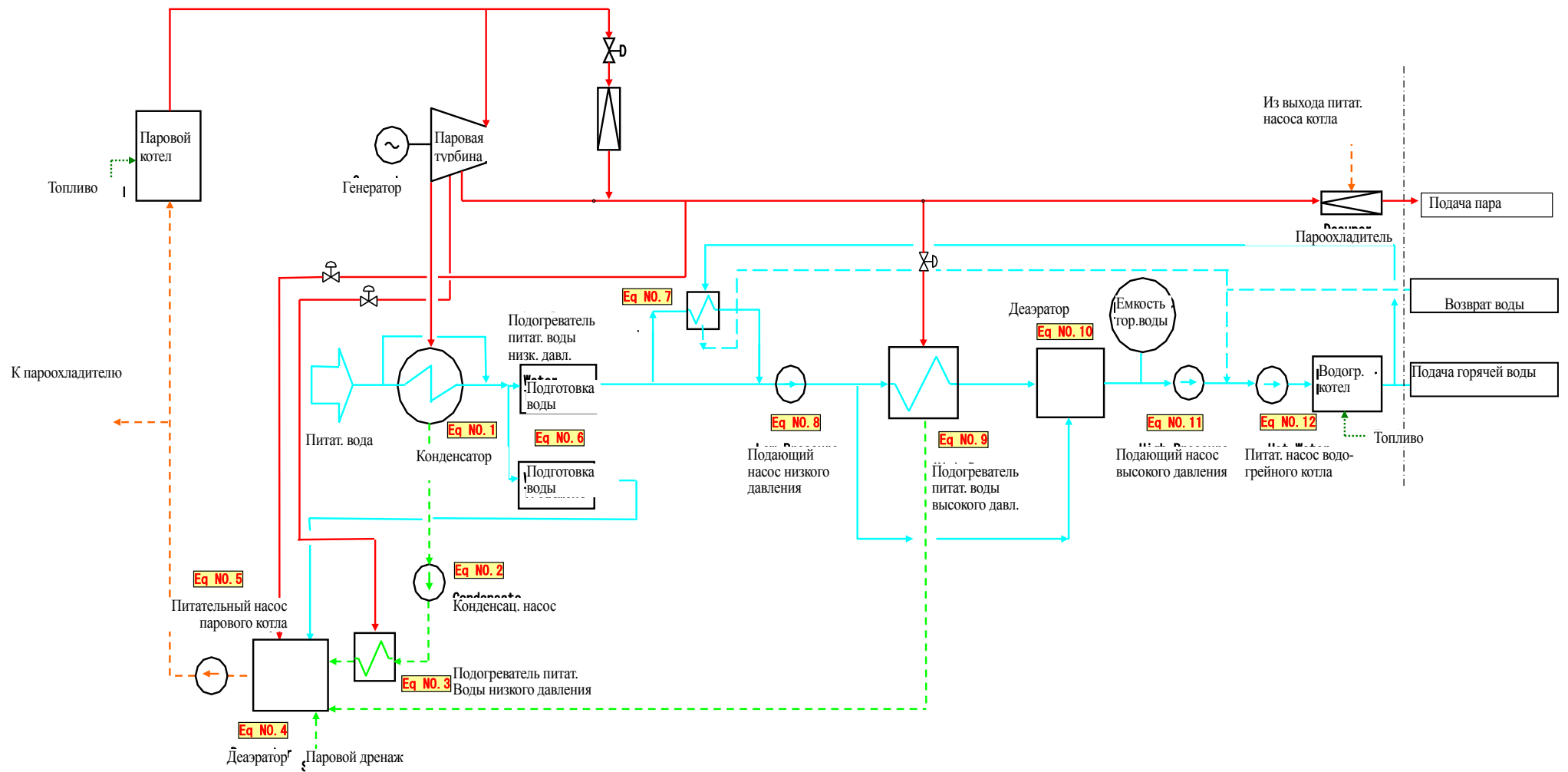


Рис. 2-1-1 Блок-схема ТашТЭЦ

## 2.1.2 Спецификация существующего оборудования (электрического оборудования)

Существующее оборудование ТашТЭЦ проработало 40 – 70 лет после его пуска и наблюдается продолжающийся общий износ оборудования. Однако можно наблюдать, что унаследованные технологии эпохи СССР заметно отражаются на техобслуживании изношенного оборудования. Все электрооборудование, - старого образца производства СССР, наблюдается общее снижение надежности оборудования. Не только высоко- и низковольтное оборудование и устройства, но и различные счетчики, управляющие переключатели и другие приборы, размещенные в центральной диспетчерской, ныне редко находящихся старых типов и сильно изношены (рис.2-1-2). В частности защитное реле, - типа с подвижным контактом, плунжерного типа, - они установлены на релейном щите старого типа, который размещен за стоечной панелью в операторской. Выключатели 6.3 кВ, - воздушные выключатели старого образца, прерыватели из типов низковольтных вспомогательных приборов, - частично используются переключатели ножевого типа.



Рис. 2-1-2 Электрические приборы



Рис. 2-1-3 Центральная диспетчерская

### (1) Электрический генератор

Электрический генератор с производительностью 25000 кВА, изготовленный в 1953 году на заводе г. Харькова, бывший СССР, - двухполюсный генератор с воздушным охлаждением. До сих пор была произведена несколько раз обмотка катушек ротора и статора (рис. 2-1-4).

Спецификация существующего генератора :

- Номинальное напряжение : 6.3 кВ±5%
- Класс изоляции : класс В
- Длина : 16.5 м
- Номинальный ток : 2290А, ток ротора : 320А, 50 Гц, коэффициент мощности : 0.8
- Число оборотов : 3000 об/мин
- Напряжение на выводах генератора : 6.3 кВ



(2) Повышающий трансформатор

Выработанная электроэнергия передается из шин существующей подстанции 6,3 кВ через два повышающих трансформатора на двухцепную ВЛ 110 кВ, которая соединяется с подстанцией Юксака. Кроме того, электроэнергия передается через третичную обмотку повышающего трансформатора на шины 35 кВ и шины 110 кВ по двухцепной линии (рис. 2-1-5).

Спецификация существующего трансформатора :

- Производство СССР 1958 года (масляный тип с принудительным охлаждением)  
6.3 кВ/110 кВ
- Производительность : 31500 кВА×2, соединение Yo/Yo/Δ, 50Hz

(3) Система мониторинга данных

Единственная новая система производства России, которая преобразует с помощью преобразователя основные данные генерации, посылает их на комнату управления данными. Внедрено оборудование, позволяющее мониторинг некоторых эксплуатационных параметров в режиме реального времени на настольном экране, но невозможна печать данных, показанных на экране, что и неудобно для управления эксплуатацией (рис. 2-1-6).

(4) Устройство контроля синхронизма генератора

При параллельном соединении генераторов операции по контролю синхронизма генераторов производятся путем ручного управления оператором частотой, напряжением и фазами. В качестве нового оборудования ТашТЭЦ надеется на внедрение автоматического синхронизатора выключателей, ставшего в последнее время основным направлением.



Рис. 2-1-4 Генератор



Рис. 2-1-5 Повышающий трансформатор



Рис. 2-1-6 Система мониторинга данных

### 2.1.3 Линия границы между новым оборудованием и существующим оборудованием

#### (1) Питательная вода

Подтвердили качество воды на входе существующего парового котла, находящегося на будущей линии границы и проверили, возможно ли ее применение к новому оборудованию. Сравнение качества питательной воды существующего парового котла и требований ЯПС (JIS) представлено в табл. 2-1-16.

Табл. 2-1-16 Сравнение качества питательной воды для существующих паровых котлов и требований ЯПС (JIS)

Позиции	Единица	Миним. значение	Макс. значение	JIS B8223 табл. 4 См. «Качество питательной воды котла-утилизатора и котельной воды», колонки, где ниже 10 МПа.
Тип добавочной воды	-	-	-	Ионообменная вода
рН (при 25 °С)	-	8.5	9.5	8.5-9.7
Твердость	мг/л как CaCO <sub>3</sub>	-	-	Не обнаружено
Жиры	мг/л	0.13	0.2	Желательно на нижнем уровне
Растворенный кислород	мкг/л	10	20	Менее 7
Ионы железа	мкг/л как Fe	35	90	Менее 30
Ионы меди	мкг/л как Cu	5	15	Менее 20
Гидрозин	мкг/л как N <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	-	-	Более 10

(Источник) Ответ от ТашТЭЦ

В настоящее время качество питательной воды по растворенному кислороду и ионам железа показывает слегка высокие значения, но существующие котлы работают нормально с данным качеством воды, так что проблем не будет. Что касается количества питательной воды, то тоже проблем не будет, так как при останове существующих котлов используют в качестве альтернативы новые котлы.

(2) Охлаждающая вода для подшипников

Охлаждающую воду для подшипников забирают из реки Сары, протекающей рядом с ТЭЦ, после удаления пыли фильтром подают воду на охлаждение подшипников оборудования, затем сливают ее в реку Сару без обработки. Имеются в наличии насосы охлаждающей воды для подшипников в 4 компл. (290 т/ч×2 шт., 2,020 т/ч×2 шт.). Из них 290 т/ч×2 шт. используются в настоящее время, один как постоянно работающий, а другой в качестве запасного. Кроме того, насосы 2,020 т/ч×2 шт. использовали для текстильной фабрики, но в настоящее время не используются.

Настоящий расход охлаждающей воды для подшипников оборудования, - примерно 150 ~ 200 т/ч, а требуемый расход охлаждающей воды для подшипников нового оборудования, - примерно 700т/ч (при ГТ в трех компл.) . Таким образом, в настоящее положение производительность насосов недостаточна, поэтому нужно добавить насосы охлаждающей воды для подшипников или применить тип с водяным охлаждением.

(3) Сточные воды

В настоящее время нет установки для обработки сточных вод. Сточные воды, образующиеся при пуске и останове устройств, сливаются в протекающую рядом реку Сару без предварительной обработки, как и для вышеуказанной охлаждающей воды для подшипников и дождевой воды. Так как результаты анализа качества сточных вод удовлетворяют нормам сточных вод, а кроме того сточные воды, выпускаемые при установке нового оборудования, таких же свойств, как и у существующего оборудования, можно предположить возможность их слива без предварительной обработки.

(4) Топливный газ

В отчете о «ТЭО модельного проекта высокоэффективной газотурбинной когенерационной системы для ТЭЦ (Узбекистан) как одного из модельных проектов повышения эффективности мирового использования энергии» (март 2009 г.) (в дальнейшем, - «отчет NEDO 2009 г.») говорится, что в связи с заданиями осуществления проекта было отмечено слишком низкое давление подачи топливного газа (в настоящее время, - 1,5 кг/м<sup>2</sup>) и меры по повышению давления подачи были рассмотрены стороной Узбекистана. В результате этого был разработан и принят план строительства газопровода, специального для Ташкентской ТЭЦ, на участке от газораспределительной подстанции Куйлюка до газораспределительной подстанции Южный, с расстоянием 5,6 км, тем самым было разрешено одно из технических заданий. Строительство уже началось, оно закончится до конца года и давление газа повысится, по плану, до 3 кг/м<sup>2</sup>).

## 2.2 Эксплуатационное состояние существующего оборудования

### 2.2.1 Объем снабжения электроэнергией, горячей водой и паром

(1) Вырабатываемая мощность, объем выработки электроэнергии, объем снабжения горячей водой и паром в количестве тепла за последние 10 лет

Запись о вырабатываемой мощности, объеме выработки электроэнергии, объеме снабжения горячей водой и паром в количестве тепла за последние 10 лет показана на рис. 2-2-1 и в табл. 2-2-1.

- Макс. вырабатываемая мощность любого из прошедших лет превышает номинальную мощность 22.5 МВт и достигает 22.9~24.2 МВт. Минимальная вырабатываемая мощность, - 9.0~17.7 МВт.
- Объем выработки электроэнергии в 2006 году опускался до 124.4 МВтч, кроме этого года он сохраняется в диапазоне 150~175 ГВтч и нет существенных колебаний.
- Объем снабжения горячей водой существенно не изменился за последние 10 лет, как и объем выработки электроэнергии. Он колеблется в пределах 1620 ~ 1910x10<sup>3</sup>Гкал.
- В отличие от вышеуказанных двух случаев, объем снабжения паром показывает тенденцию снижения, от 245.7x10<sup>3</sup>Гкал в 1999 году до 28.6 x10<sup>3</sup>Гкал в 2008 году.
- В результате 2008 года объем снабжения горячей водой, - 1623x10<sup>3</sup>Гкал, объем выработки электроэнергии, - 162 ГВтч (1394 x10<sup>3</sup> Гкал) , объем снабжения паром, - 29 x10<sup>3</sup>Гкал, общая сумма, - 1791x10<sup>3</sup>Гкал. Из них объем снабжения горячей водой составляет большую часть, 90.6%, объем выработки электроэнергии, - 7.8%, объем снабжения паром, - 1.6%.

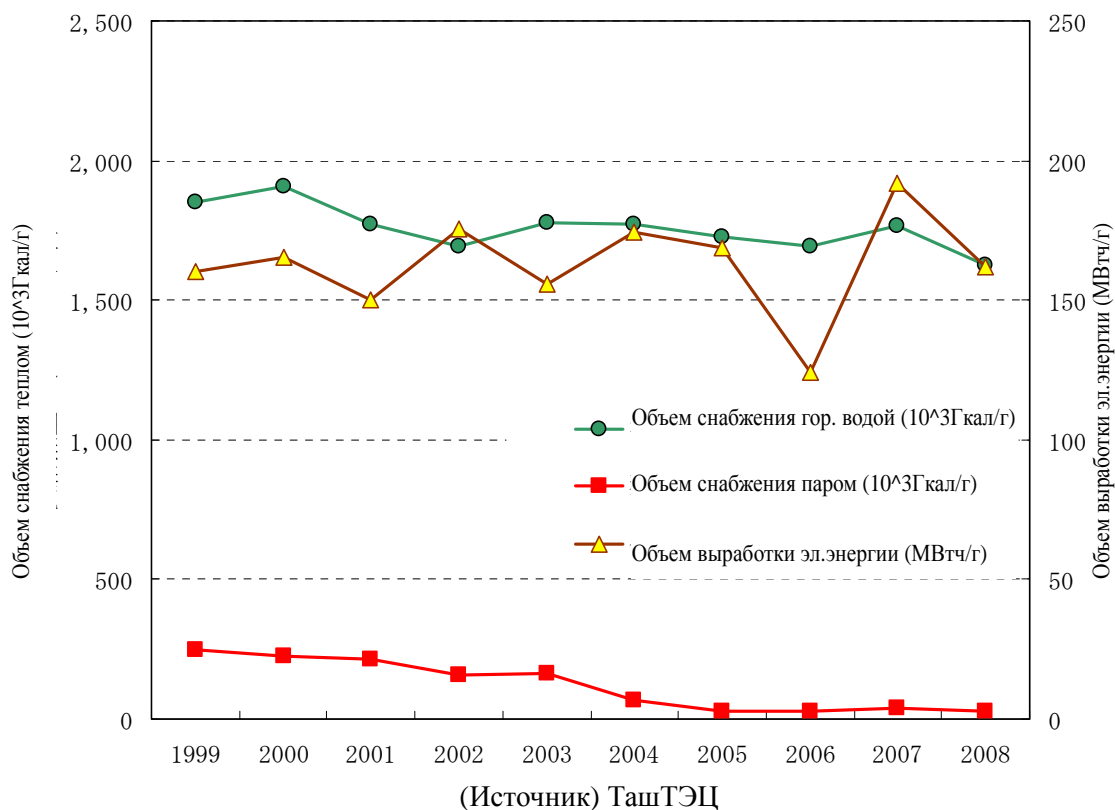


Рис. 2-2-1 Объем выработки электроэнергии, объем снабжения горячей водой и паром за последние 10 лет

Табл. 2-2-1 Объем выработки электроэнергии, объем снабжения горячей водой и паром за последние 10 лет

Год	Мощность (МВт)		Объем выработки эл.энергии (ГВтч)	Объем снабжения гор. водой в кол. тепла (10 <sup>3</sup> Гкал)	Объем снабжения паром в кол. тепла (10 <sup>3</sup> Гкал)
	Макс.	Миним.			
1999	23.0	9.0	160.386	1,853.6	245.7
2000	23.0	13.5	165.600	1,908.2	224.6
2001	23.8	14.8	150.070	1,772.0	216.2
2002	23.8	13.8	175.494	1,695.3	159.4
2003	22.8	15.5	155.839	1,777.2	163.2
2004	22.9	15.5	174.483	1,773.5	65.9
2005	24.2	16.0	168.599	1,729.3	31.0
2006	23.7	15.6	124.361	1,693.0	29.7
2007	23.7	17.7	191.849	1,769.1	36.7
2008	23.9	14.4	162.082	1,623.0	28.6

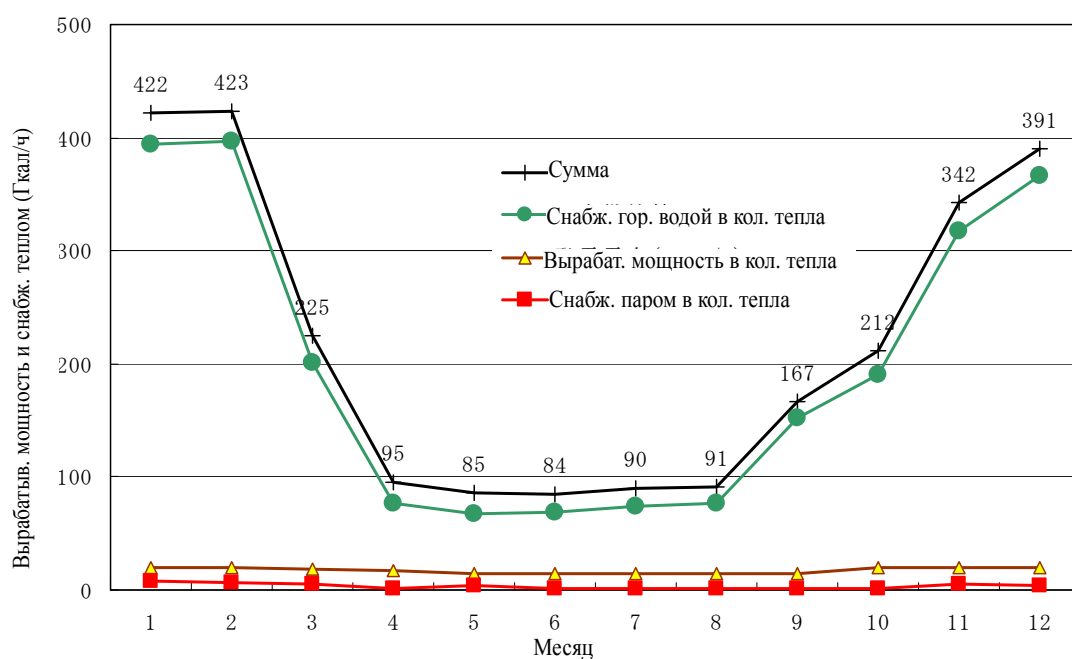
(Источник) ТашТЭЦ

(2) Объем выработки электроэнергии, объем снабжения горячей водой и паром в количестве тепла по месяцам

Запись о вырабатываемой мощности, объем снабжения горячей водой и паром в количестве тепла по месяцам показана в табл. 2-2-2.

На рис. 2-2-2 показано количество тепла за час (Гкал/ч), полученное путем деления суммы объема выработки электроэнергии и объем снабжения теплом по месяцам, показанный в табл. 2-2-2, на календарное время каждого месяца (количество дней x 24 ч).

С апреля по август, когда останавливаются водогрейные котлы, лишь одни паровые котлы снабжают паром для завода, паром для генерации электроэнергии и паром для подогрева горячей воды, всего теплом 90Гкал/ч~100Гкал/ч. В январе и феврале, когда увеличивается объем снабжения теплом, водогрейные котлы и паровые котлы вместе снабжают теплом 420Гкал/ч, что показывает более, 4-х кратное увеличение объема летнего периода.



(Источник) Составлено на основе ответа от ТашТЭЦ

Рис. 2-2-2 Выработываемая мощность, объем снабжения горячей водой и паром в кол. тепла по месяцам 2008 год

(3) Выработываемая мощность и объем снабжения горячей водой и паром в кол. тепла в летний и зимний периоды

На основе данных 2008 года о выработываемой мощности, объеме снабжения горячей водой и паром, составляли таблицу 2-2-3, показывающую средние значения и диапазоны колебания на летний (5 месяцев с апреля по август) и зимний (4 месяца с февраля по апрель) периода.

Объем снабжения горячей водой в зимний период, - в среднем 368.8Гкал/ч, а в летний период он составляет в среднем 71.8Гкал/ч, что существенно меньше, чем в зимний период.

Выработываемая мощность в зимний период, - в среднем 23.1МВт, в летний период, - в среднем 16.6МВт. В зимний период выработываемая мощность постоянно превышает номинальную мощность 22.5МВт.

Объем снабжения паром в количестве тепла имеет тенденцию зимнего увеличения и летнего снижения, как это показывают горячая вода и электроэнергия, но он составляет лишь 1~2% общего объема снабжения теплом.

Табл. 2-2-2 Вырабатываемая мощность, объем снабжения горячей водой и паром в количестве тепла в летний и зимний периоды (2008 г.)

	Летний период (апр.-авг.)		Зимний период (нояб.-февр.)	
	Средн.	(Миним.- Макс.)	Средн.	(Миним - Макс.)
Вырабатываемая мощность	16.6 МВт	( 16.4 ~ 16.7)	23.1 МВт	( 22.8 ~ 23.3)
Объем снабжения гор. водой	71.8 Гкал/ч	( 67.6 ~ 76.1)	368.8 Гкал/ч	(322.3 ~ 403.9)
Объем снабжения паром	1.7 Гкал/ч	( 0.8 ~ 3.4)	6.0 Гкал/ч	( 16.4 ~ 16.7)
Выр. мощн. + снабж. теплом	87.8 Гкал/ч	( 84.4 ~ 91.3)	394.7 Гкал/ч	(341.9 ~ 424.0)

## 2.2.2 Эксплуатационное состояние существующего оборудования

### (1) Эксплуатационное состояние паровых котлов и водогрейных котлов

Спрос на электроэнергию, горячую воду и пар, поставляемые ТашТЭЦ, удовлетворяют с помощью 5 паровых котлов и 7 водогрейных котлов, производящих пар и горячую воду.

Генерированный паровыми котлами пар (30к) поставляется, в основном, в качестве пара (28к) для привода паротурбинного генератора. Отбираемый из паровой турбины пар (8к~13к) используется в качестве пара для подогрева добавочной воды (водопроводной воды) системы горячей воды, вместе с этим он подается на соседний завод. Отработавший пар паровой турбины используется для подогрева добавочной воды системы горячей воды с помощью конденсатора.

Водогрейные котлы подогревают добавочную воду системы горячей воды вместе с горячей водой, возвращающейся из г. Ташкента, подогретая здесь вода подается в город Ташкент.

Паровые котлы работают круглогодично кроме 14-хдневного останова, в апреле и в сентябре по одной неделе, когда проводят проверку паровой турбины.

Водогрейные котлы включаются, в основном, в течение 4-х месяцев, с ноября по февраль, когда включается отопительная система г. Ташкента, и полностью отключаются на 4 месяца с апреля по август. В переходные периоды, с зимы на лето, март, с сентября по октябрь, они работают с более низкой нагрузкой, чем в зимний период.

Подобные условия эксплуатации паровых котлов и водогрейных котлов показаны в пунктах (2) и (3).

(2) Объем выработки пара и горячей воды в количестве тепла и расход топлива  
Расход пара и питательной воды и расход топлива в паровых котлах по месяцам 2008 года показаны в табл. 2-2-3.

На рис. 2-2-3 показаны расхода за час (т/ч) и количество тепла за час (Гкал/ч), получаемые делением суммы объема пара (т) в количестве тепла (Гкал) и расхода топлива (Гкал) по месяцам, рассчитанной на основе табл. 2-2-3, на календарное время (дни x 24 ч).

Табл.2-2-3 Расход пара и питательной воды и расход топлива в паровых котлах по месяцам 2008 года

Месяц	Объем испарения	Темп. пара	Давл. пара	Объем пит. воды	Темп. пит. воды	Расход топлива	Кол. тепла топлива	КПД котлов
-	т	°С	кг/см <sup>2</sup> Г	т	°С	1000 м <sup>3</sup>	ккал/м <sup>3</sup>	%
1-й	221,405	409.9	30.6	224,969	104.6	19,889	8279	90.5
2-й	206,461	410.0	30.5	210,093	106.1	18,592	8271	89.9
3-й	151,496	410	30.0	154,606	107.0	13,411	8,273	91.0
4-й	108,650	409.9	28.1	110,673	106.0	9,533	8195	92.1
5-й	99,410	408.0	28.0	101,504	105.0	8,832	8,190	92.0
6-й	94,063	408.0	28.0	96,071	105.0	8,287	8,304	92.0
7-й	104,611	405.7	28.3	106,659	105.5	9,127	8299	91.6
8-й	105,659	404.3	28.15	107,779	105.0	9,377	8202	92.45
9-й	73,722	404.0	30.0	75,222	104.0	6,556	8,302	91.0
10-й	122,972	404.3	32.0	125,390	104.5	11,055	8127	91.2
11-й	176,483	405.4	32.0	179,902	106.4	15,876	8132	91.1
12-й	192,630	406.0	32.0	196,228	106.0	17,265	8,135	92.0
Сумма	1,657,562	407.2	29.7	1,689,096	105.6	14,7799	72416.8	90.8

(Источник) ТашТЭЦ



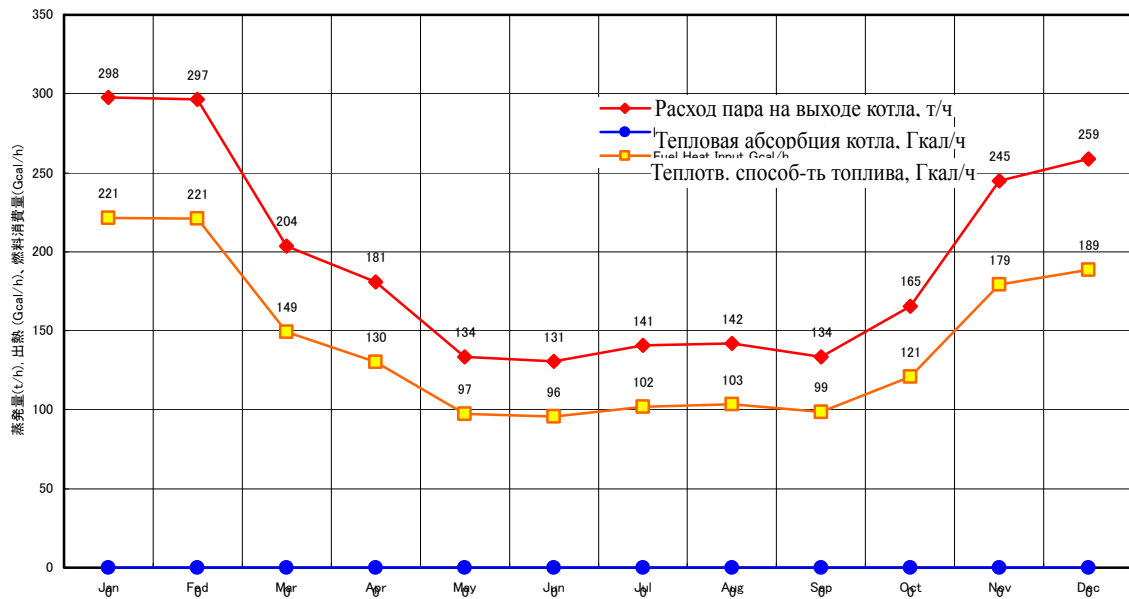


Рис. 2-2-3 Фактические результаты эксплуатации паровых котлов по месяцам 2008 г.

- (3) Объем горячей воды в количестве тепла и расход топлива в водогрейных котлах Фактические результаты количества выработанного тепла и расхода топлива в водогрейных котлах по месяцам 2008 г. показаны в табл. 2-2-4. На рис. 2-2-4 показаны расход за час (т/ч) и количество тепла за час (Гкал/ч), получаемые делением суммы объема пара (т) в количестве тепла (Гкал) и расхода топлива (Гкал) по месяцам, рассчитанной на основе табл. 2-2-4, на календарное время (дни x 24 ч).

Табл. 2-2-4 Расход пара и питательной воды и расход топлива в водогрейных котлах по месяцам 2008 года

Месяц	Расход гор. воды на выходе	Темп. гор. воды на выходе	Давл. гор. воды на выходе	Расход гор. воды на входе	Темп. гор. воды на входе	Расход прир. газа	Выработка тепла прир. газа
-	т	°С	кг/см <sup>2</sup> Г	т	°С	1000 м <sup>3</sup>	ккал/м <sup>3</sup>
1-й	6,448,362	83.3	10.6	6,448,362	56.2	22,883	8,279
2-й	5,578,992	88.5	11.4	5,578,992	58.5	21,564	8,271
3-й	2,089,510	85.0	11.1	2,089,510	55.3	9,397	8,273
4-й	-	-	-	-	-	-	-
5-й	-	-	-	-	-	-	-
6-й	-	-	-	-	-	-	-
7-й	-	-	-	-	-	-	-
8-й	-	-	-	-	-	-	-
9-й	331,211	75.1	11.6	331,211	53.9	954	8,302
10-й	795,803	84.8	8.4	795,803	68.8	1,815	6,095
11-й	5,334,871	86.9	12.7	5,334,871	62.0	18,047	8,132
12-й	5,626,125	93.1	12.6	5,626,125	62.5	22,882	8,135
Сумма	26,204,874			26,204,874		97,540	41,090

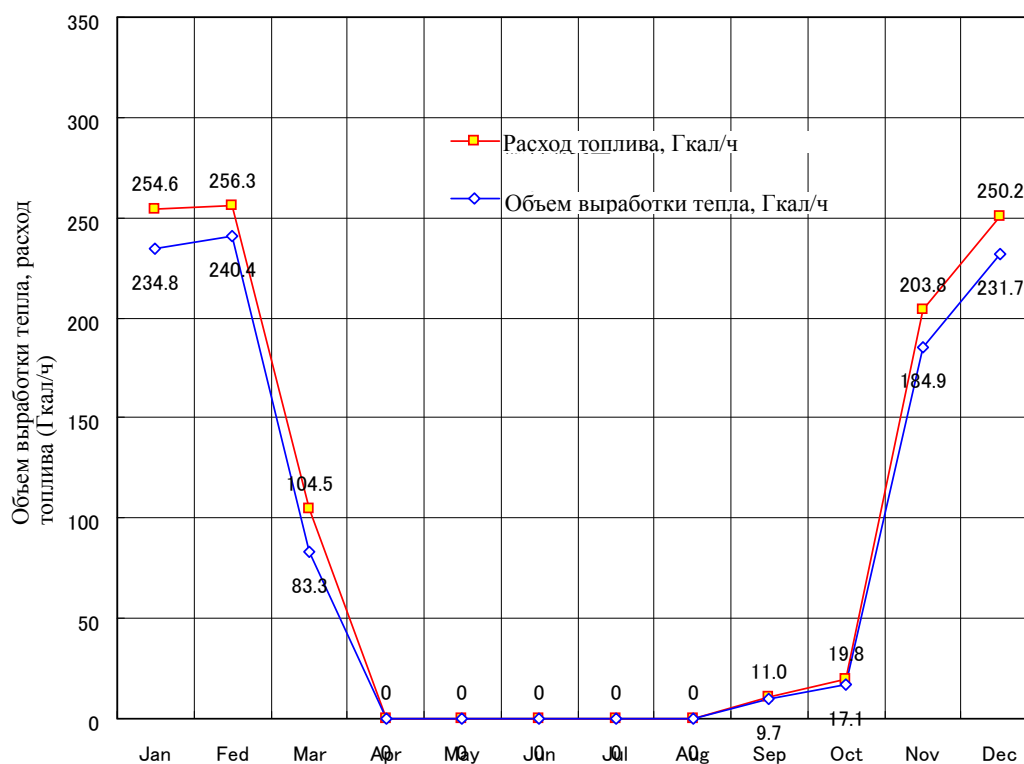


Рис. 2-2-4 Объем выработки тепла и расход топлива в водогрейных котлах по месяцам 2008 г.

(Источник) ТашТЭЦ

## 2.3 Базовое обследование ГТ-ой когенерационной системы

### 2.3.1 Обзор

Когенерационная система определяется как система, производящая из более одного вида первичной энергии вторичную энергию, более двух видов. В рассматриваемой отчете система представляет собой газотурбинную когенерационную систему (в дальнейшем, - ГТКС), в которой при получении природного газа как первичной энергии газотурбинный генератор вырабатывает электроэнергию, с использованием отработавшего газа из газовой турбины вырабатывается тепловая энергия такая, как пар и горячая вода.

В отношении к внедряемой газовой турбине в ГТКС, производственные характеристики ГТКС существенно различаются в зависимости от типов тепловой энергии, утилизируемой с помощью котла-утилизатора (в дальнейшем, - К-У) и самой системы К-У.

В нашем случае рассматривали производственные характеристики ГТКС, состоящей из газотурбинных генераторов класса 25МВт в двух комплектах и соответствующих им К-У в двух комплектах, при комбинации разных типов утилизируемой тепловой энергии и типов системы К-У. Предполагается, что внедряемая ГТКС будет соединена с существующей паротурбинной когенерационной системой (в дальнейшем, - ПТКС), поэтому установили технические характеристики утилизируемой тепловой энергии в соответствии с представленными ниже характеристиками тепловой энергии, используемой в существующей ПТКС.

### 2.3.2 Рассматриваемые условия

Производственные характеристики ГТКС зависят от атмосферных условий места ее установки, типов, характеристик и теплотворной способности топлива, а также от рабочих характеристик газовых турбин и генераторов. Таким образом, для рассмотрения плана и характеристик нужно установить эти условия, представленные ниже.

(1) Атмосферные условия

Атмосферные среднегодовые условия на месте установки следующие:

Температура по сухому термометру: 15 °С  
Относительная влажность: 60 %  
Атмосферное давление: 93.6 кПа

(2) Топливо

Тип: природный газ

Характеристика

Состав	Мольная доля (%)
CH <sub>4</sub>	93.9
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3.2
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.4
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.1
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.1
O <sub>2</sub>	1.0
N <sub>2</sub>	0.9
CO <sub>2</sub>	0.4
Сумма	100.0

При этом, предполагается отсутствие состава сульфида.

Низкая теплотворная способность: 8,670 ккал/м<sup>3</sup>N (0 °С, 101.3 кПа)

- (3) Техническая характеристика утилизируемой тепловой энергии
- |                     |   |
|---------------------|---|
| Пар выс. давления   | 30 кг/см <sup>2</sup> абс. × 400 °С (для привода паровой турбины) |
| Пар средн. давления | 10 кг/см <sup>2</sup> абс. × 280 °С (для подачи на завод)         |
| Пар низк. давления  | 3 кг/см <sup>2</sup> абс. × 150 °С (для подогрева гор. воды)      |
| Горячая вода        | 70 °С   |
- (4) Темп. питательной воды
- |                     |   |
|---------------------|---|
| Пар выс. давления   | 105 °С (без деаэратора) и 70 °С (с деаэратором) |
| Пар средн. давления | 105 °С (без деаэратора) и 70 °С (с деаэратором) |
| Пар низк. давления  | 70 °С (с деаэратором)                           |
| Горячая вода        | 15 °С   |
- (5) Рабочая характеристика газовой турбины
- При рассмотрении рабочей характеристики ГТКС использовали рабочую характеристику газовой турбины класса 25 МВт новой модели H25 такого же типа, который предполагается внедрить в предшествующем проекту JICA проекте NEDO. В табл. 2-3-1, представленной на следующей странице, показаны значения рабочей характеристики стандартных типов газовых турбин класса 25 МВт, выпускаемых в настоящее время на заводах-изготовителях, при условиях ИСО (топлива из природного газа). Эти данные были взяты из справочника издательства «Мир газотурбин 2009 года».
- (6) Система К-У
- Как изложено выше в п.(3), рассматривают варианты утилизации тепловой энергии в четырех видах. В зависимости от того, какой вид утилизируемой тепловой энергии или сколько видов тепловой энергии утилизируют одновременно, возможны много вариантов системы К-У. Кроме того, в зависимости от того, от какого из существующего оборудования подать питательную воду на систему К-У, также различается структура системы К-У.

Табл. 2-3-1 Рабочая характеристика газовых турбин стандартного типа промышленного назначения класса 25МВт

Фирмы-изготовители	ВНЕ	Хитачи		Мицубиси	SMS	SMS
Номер модели	PG5371(РА)	H-25 (стар.)	H-25 (новейш)	MF-221	STG-600	STG-700
Мощность на выводах генератора (МВт)	26.3	27.5	31.0	30.0	24.8	29.1
Тепловой КПД (%)	28.5	33.8	34.8	32.0	34.2	36.0
Расход топлива (м <sup>3</sup> N/ч)	9,150	8,070	8,840	9,300	7,190	8,020
Расход воздуха (т/ч)	441	317	338	389	290	328
Темп. отработавшего газа (°С)	487	555	564	533	543	518

(Источник) Справочник «Мир газовых турбин» 2009 г.

Условия: Атм. температура 15 °С  
Отн. влажность 60 %  
Атм. давление 101.3 кПа  
Топливо Природный газ

При постройке системы К-У, в случае подачи питательной воды из выхода деаэратора существующего парового котла, не устанавливают деаэратор в стороне системы К-У, а в случае подачи питательной воды из входа деаэратора существующего парового котла или из выхода подогревателя горячей воды, устанавливают деаэратор в стороне системы К-У. С учетом таких условий рассматривали 8 вариантов системы К-У, которые можно рационально комбинировать с существующей ПТКС. В табл. 2-3-2 показан состав системы в 8-х вариантах. На последующих страницах представлены блок-схемы различных типов К-У.

Табл. 2-3-2 Состав системы К-У

№.	Тип котла-утилизатора	Вид утилизуемой тепловой энергии				Темп. пит. воды) (°C)	Деаэратор
		Пар выс. давл.	Пар ср. давл.	Пар низк. давл.	Горяч. вода		
1	Пар выс. давл. без деаэратора	○				105/ -	
2	Пар выс. давл. с деаэратором	○				70/ -	○
3	Пар ср. давл. без деаэратора		○			105/ -	
4	Пар ср. давл. с деаэратором		○			70/ -	○
5	Пар ср. /выс. давл. с деаэратором	○	○			70/ -	○
6	Пар ср. /низк. давл. с деаэратором		○	○		70/ -	○
7	Пар выс. давл. / горячая вода	○			○	105/15	
8	Горячая вода				○	- /15	

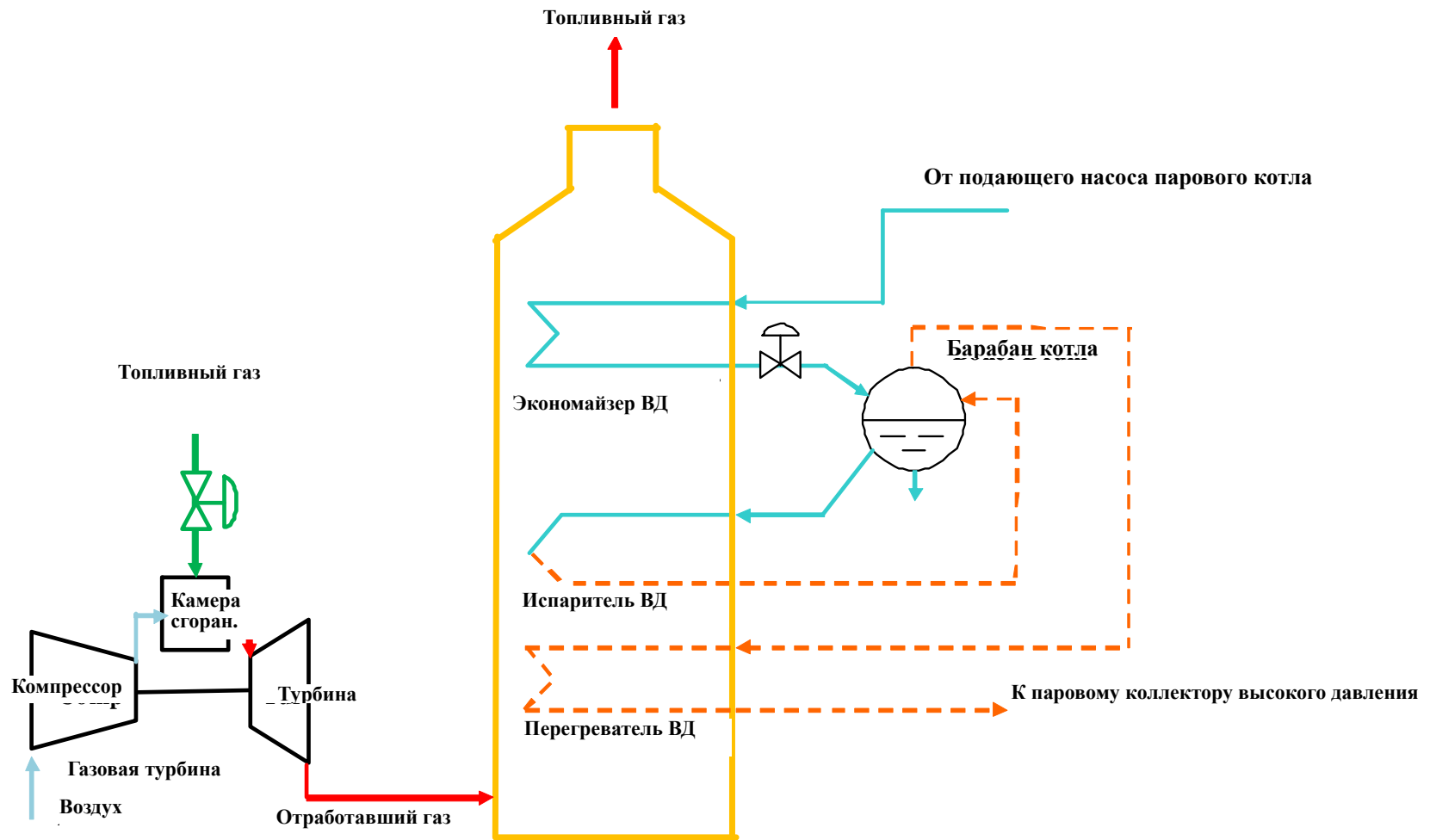


Рис. 2-3-1 Блок-схема ГТКС с системой К-У с утилизацией пара высокого давления без деаэратора

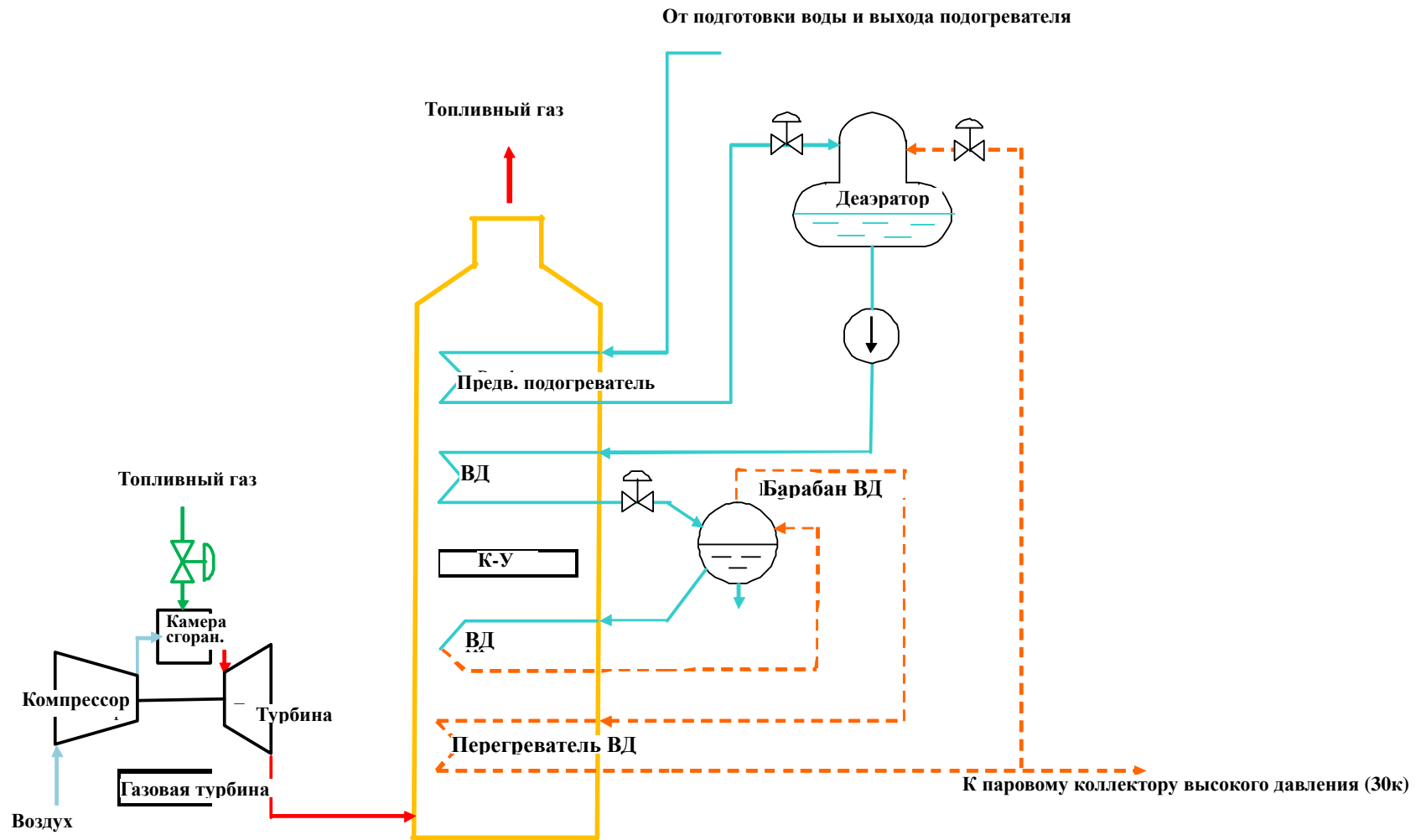


Рис. 2-3-2 Блок-схема ГТКС с системой К-У с утилизацией пара высокого давления с деаэратором

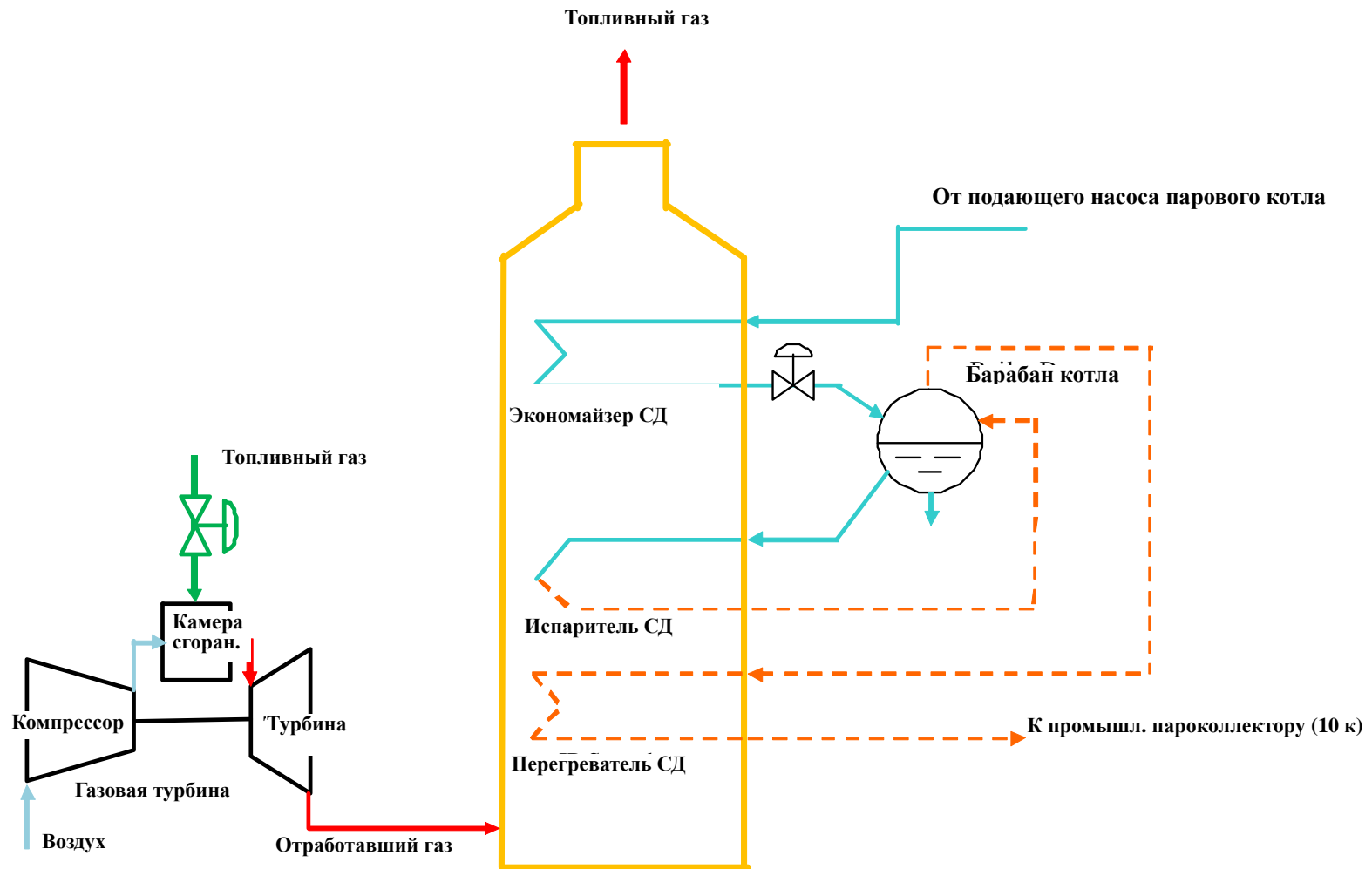


Рис. 2-3-3 Блок-схема ГТКС с системой К-У с утилизацией пара среднего давления без деаэратора



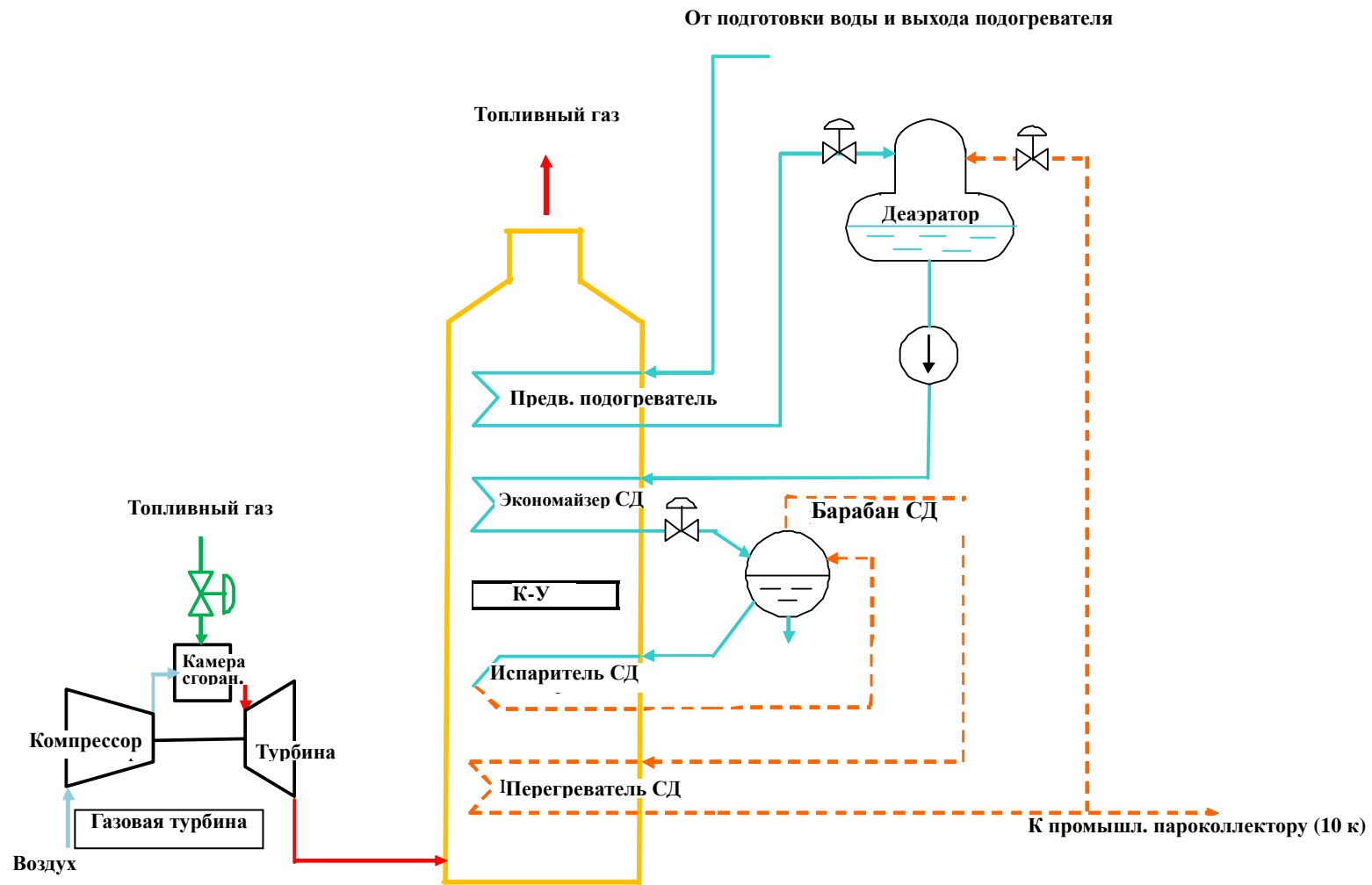


Рис. 2-3-4 Блок-схема ГТКС с системой К-У с утилизацией пара среднего давления с деаэратором

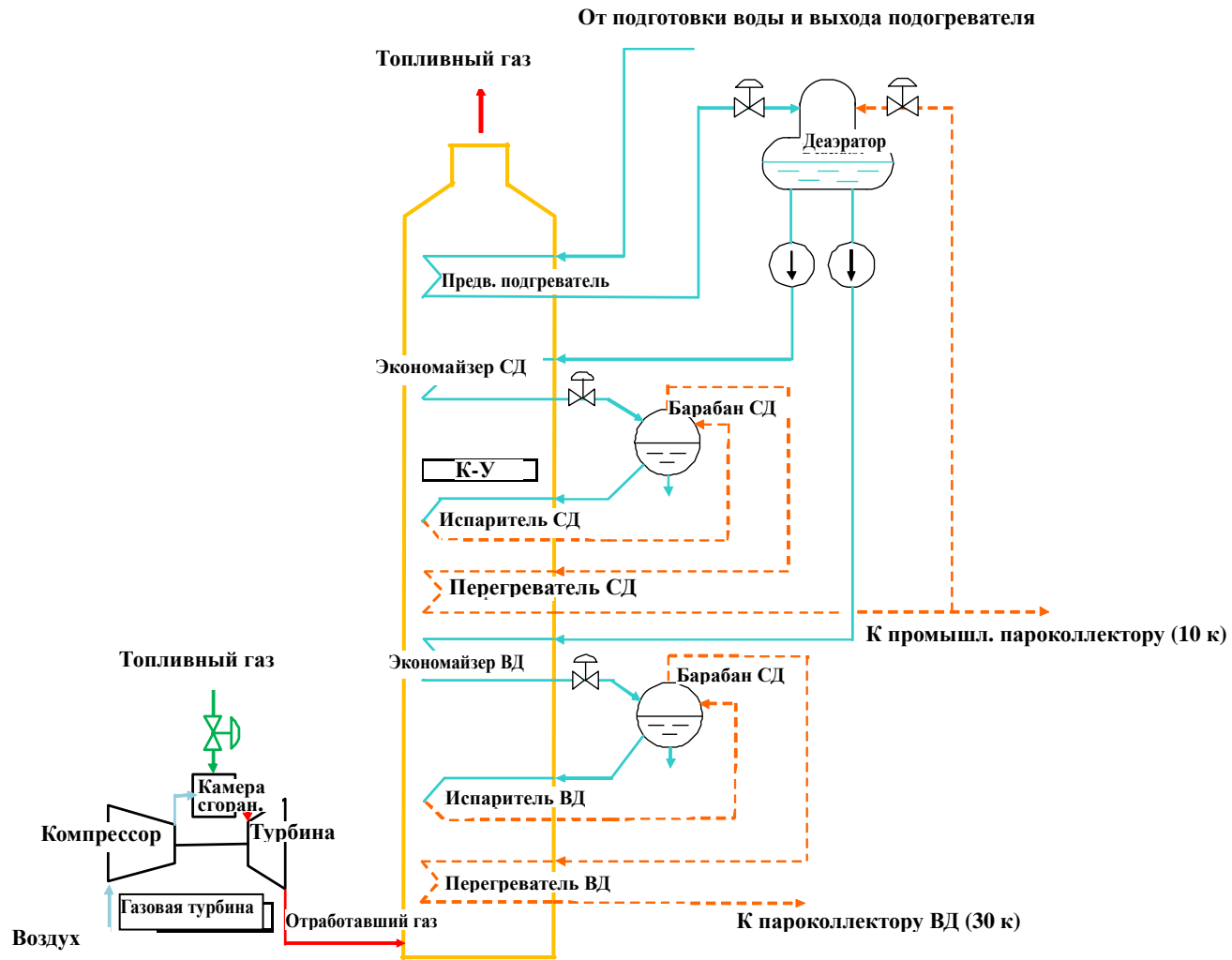


Рис. 2-3-5 Блок-схема ГТКС с системой К-У с утилизацией пара среднего/высокого давления с деаэратором

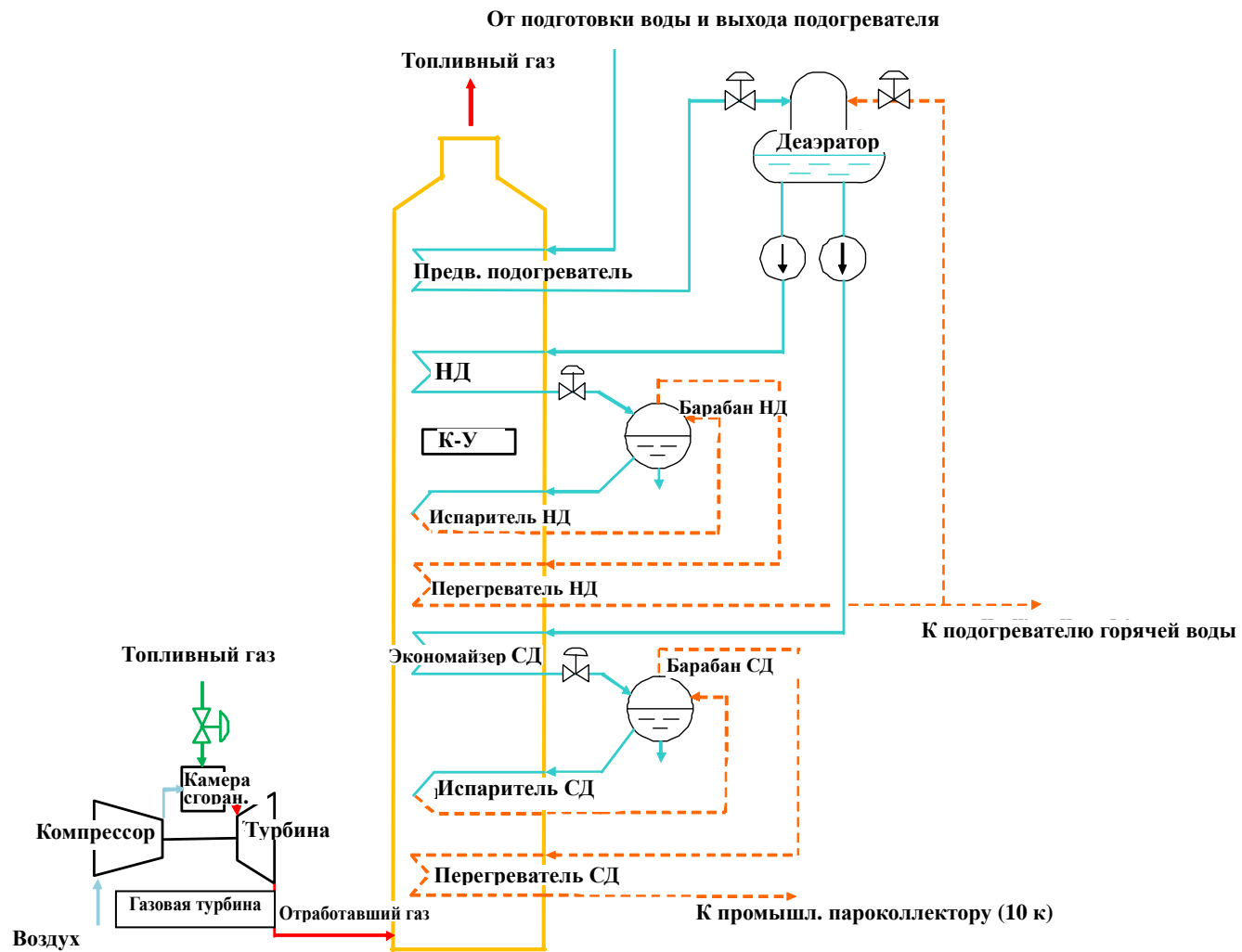


Рис. 2-3-6 Блок-схема ГТКС с системой К-У с утилизацией пара среднего/низкого давления с деаэратором

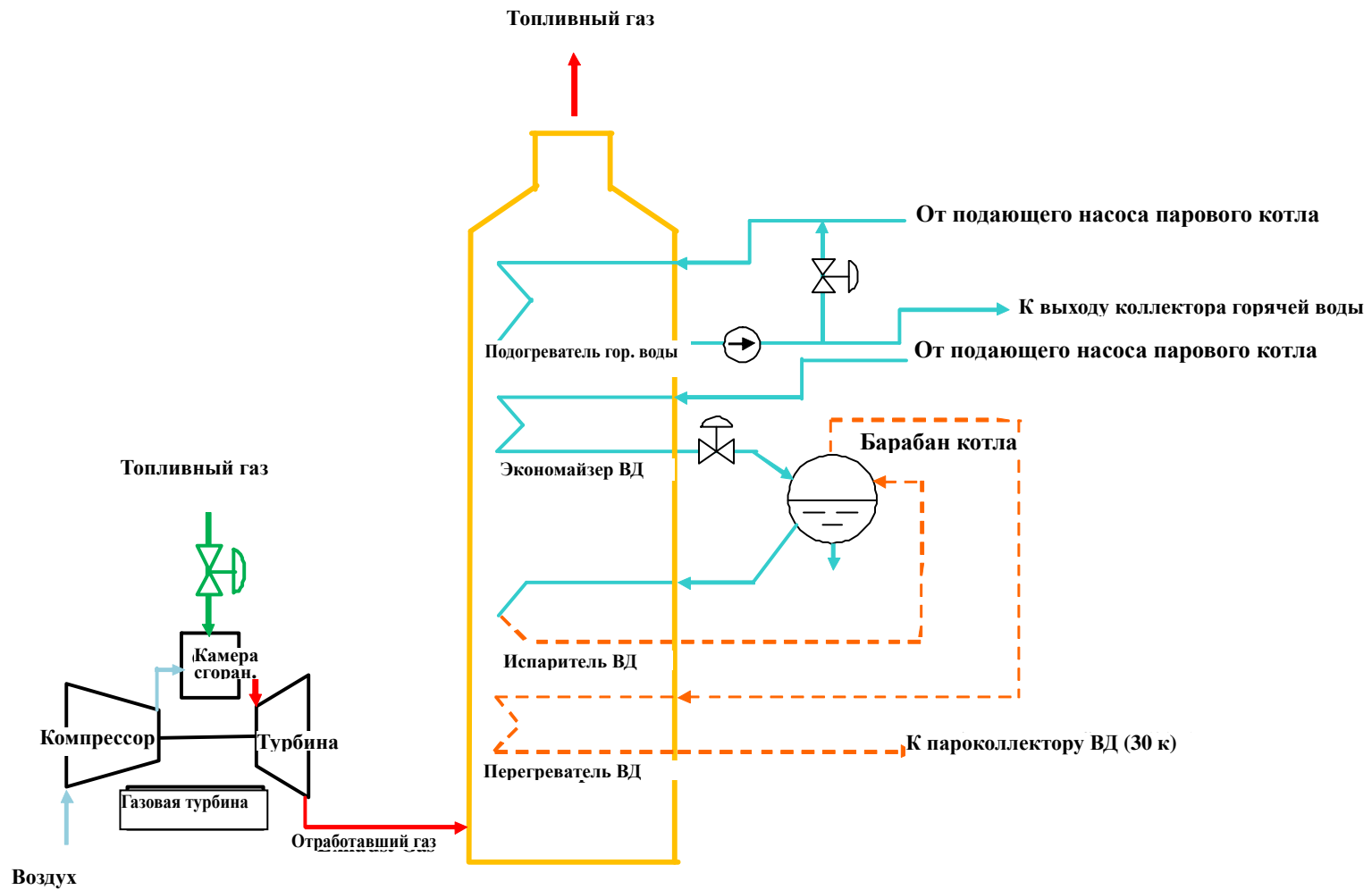


Рис. 2-3-7 Блок-схема ГТКС с системой К-У с утилизацией пара ВД и горячей воды без деаэратора

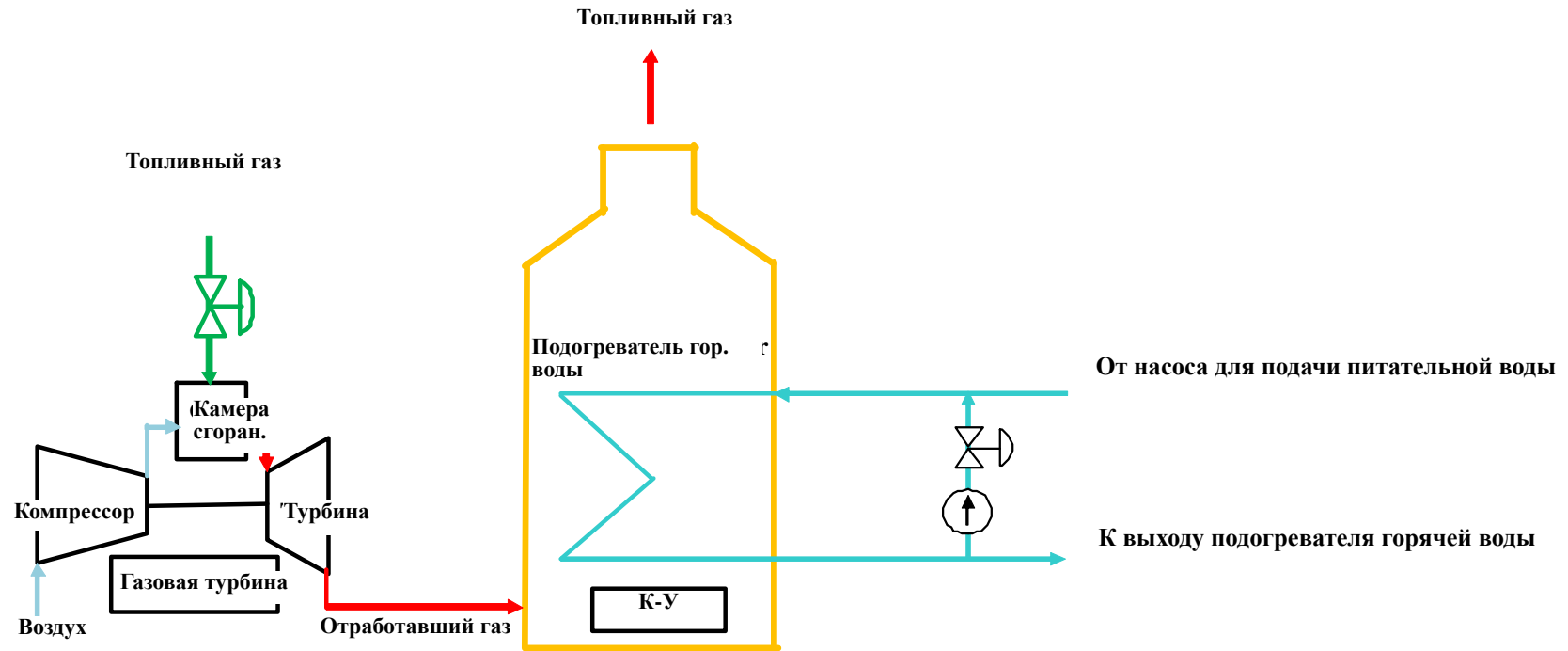


Рис. 2-3-8 Блок-схема ГТКС с системой К-У с утилизацией горячей воды без деаэратора

(7) Способ оценки рабочей характеристики ГТКС

В качестве способа оценки рабочей характеристики когенерационной системы применяется, как правило, тепловой КПД производства, как отношение суммы электрической и тепловой энергии к входной тепловой энергии топлива, выражаемое в процентах.

$$\text{Тепловой КПД производства (\%)} = \frac{\text{эл.энергия} + \text{теплов.энергия}}{\text{расход топлива}} \times 100$$

Независимо от одного или нескольких выходов тепловой энергии, - если их стоимость на единицу энергии (долл. США/кВт) одинакова, данный тепловой КПД выражает степень экономичности энергосистемы. Однако, в случае, когда выходы тепловой энергии более двух видов (например, электричество и пар) и их стоимость за единицу тепловой энергии различается, данный тепловой КПД производства не всегда выражает степень экономичности.

В нашем обследовании предлагают тепловой КПД производства, связанный с экономичностью энергосистем, производящих два вида энергии, электричество и тепло (в дальнейшем, «откорректированный тепловой КПД производства»). Далее будет описание процесса получения откорректированного теплового КПД.

Можно представить, что экономичность энергосистемы связана с отношением выручки выходящей тепловой энергии (электричество и тепло) к затратам топлива как приходящей тепловой энергии. Далее данное отношение можно преобразовать следующим образом:

Выручка от продажи выходной тепловой энергии

затраты на топливо как входную энергию

$$= \frac{\text{выручка от продажи эл.энергии} + \text{выручка от продажи тепловой энергии}}{\text{затраты на топливо как входную тепловую энергию}}$$

$$= \frac{\text{цена за ед. продав. электр.} \times \text{эл.мощность} + \text{цена за ед. продав. тепла} \times \text{тепл.мощность}}{\text{расход топлива} \times \text{цена на ед. топлива}}$$

$$= \frac{\text{цена за ед. продав. эл.} \times (\text{эл.мощность} + \text{тепломощность} \times \frac{\text{цена за ед. прод. тепла}}{\text{цена за ед. прод. электр.}})}{\text{расход топлива} \times \text{цена за ед. топлива}}$$

где цена за единицу продаваемого электричества, цена за единицу продаваемого тепла, цена за единицу топлива, - определенные величины. Таким образом, отношение выручки от продажи выходной тепловой энергии к затратам на топливо как входную тепловую энергию пропорционально нижеследующему:

$$\frac{\text{эл.мощность} + \text{тепломощность} \times \frac{\text{цена за ед. продав. тепла}}{\text{цена за ед. прод. электр.}}}{\text{расход топлива}}$$

Это значение в процентном выражении называется откорректированным тепловым КПД производства.

$$\begin{aligned} \text{Откорр. тепловой КПД (\%)} &= \\ &= \frac{\text{эл.мощн.} + \text{тепломощн.} \times \frac{\text{цена за ед. прод. тепла}}{\text{цена за ед. прод. электр.}}}{\text{расход топлива}} \times 100 \end{aligned}$$

Таким образом, откорректированный тепловой КПД является показателем для оценки рабочей характеристики когенерационных систем, связанным с экономичностью. По данной формуле, если цена за единицу продаваемого электричества и цена за единицу продаваемого тепла равны, то откорректированный тепловой КПД производства равен обычному тепловому КПД производства.

### 2.3.3 Результаты рассмотрения

На основе вышеприведенных рассматриваемых условий произвели расчет теплового баланса для восьми вариантов ГТКС, образованных при сочетании новейшей модели газовой турбины H25 с восемью вариантами системы К-У, и определили величины рабочей характеристики каждой ГТКС (выработка мощности, тепловая мощность, КПД выработки электроэнергии, тепловой КПД производства, откорректированный тепловой КПД, температура газа на выходе К-У, площадь теплопередачи К-У, и пр.). При определении рабочей характеристики К-У предположили, что минимальная разница между температурой стороны газа и температурой стороны пара и воды, - 15°C. Стоимость К-У определяется, в основном, площадью теплопередачи, поэтому для определения относительной разницы стоимости по различным системам К-У произвели расчет площади теплопередачи К-У.

Так как для расчета откорректированного теплового КПД нужно определение отношения цены за единицу продаваемого тепла к цене за единицу продаваемого электричества, приняли следующие значения:

Цена за единицу продаваемого электричества = 0.04 долл. США/кВтч

Цена за единицу продаваемого тепла = 7.3 долл. США/Гкал = 0.0063 долл. США/кВтч

В табл. 2-3-3 представлены величины рабочих характеристик, полученные на основе результатов расчета теплового баланса восьми ГТКС. В этой таблице представлены вместе с этим величины рабочей характеристики существующей ПТКС при условиях зимнего периода, основанные на отчете NEDO, составленном в марте 2009 года (Отчет об обследовании возможности реализации модельного проекта по высокоэффективной газотурбинной когенерации для ТЭЦ).

Табл. 2-3-3 Величины рабочих характеристик каждой ГТКС на основе расчета теплового баланса

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ	Сущест. ПТКС	Новая ГТКС							
		Пар ВД, без деаэр.	Пар ВД, с деаэр.	Пар СД, без деаэр.	Пар СД, с деаэр.	Пар С/ВД, с деаэр.	Пар С/НД, с деаэр.	Пар ВД, гор. вода	Горячая вода
Тип К-У	-								
Выработка мощности (МВт)	20.7	58.2	58.2	58.2	58.2	58.2	58.2	58.2	58.2
Тепловая мощность (Гкал/ч)	889.8	77.4	75.8	82.8	80.8	76.4	81.4	96.4	103.6
Тепловой вход питательной воды	29.0	10.6	6.9	12.1	7.9	7.2		15.3	22.4
Тепловой вход (Гкал/ч)	461.8								
Теплоподвод топлива (Гкал/ч)	476.0	145.5	145.5	145.5	145.5	145.5	145.5	145.5	145.5
Темп. отработав. газа К-У (°С)	90-110	177	166	154	140	163	138	90	90
Площ. теплоперед. К-У (м <sup>2</sup> )*1	-	8,326	8,554	7,678	8,044	6,493	5,765	7,739	4.470
КПД выработки эл.энергии (%)	3.7	34.4	34.4	34.4	34.4	34.4	34.4	34.4	34.4
Теплов. КПД производства(%)	87.6	80.3	81.8	83.0	84.5	82.0	84.8	90.2	90.2
Откорр. теп. КПД производ. (%)	16.9	41.6	41.9	42.0	42.3	41.9	42.3	43.2	43.2

Диаграммы теплового баланса каждой ГТКС приложены к нижеследующим страницам.



#### **2.3.4 Обзор результатов рассмотрения**

В зависимости от систем К-У тепловой КПД производства существенно различается (80% ~ 90%), но различия откорректированного теплового КПД производства незначительны.

Тепловой КПД или откорректированный тепловой КПД производства ГТКС с системой К-У с большой площадью теплопередачи не всегда обеспечат большие значения.

Система К-У с утилизацией только пара высокого давления имеет наибольшую площадь теплопередачи, но ее тепловой КПД или откорректированный тепловой КПД производства ГТКС составляет наименьшее значение.

Система К-У с утилизацией только горячей воды имеет наименьшую площадь теплопередачи (примерно 50% площади теплопередачи у системы К-У с утилизацией только пара высокого давления), а ее тепловой или откорректированный тепловой КПД производства у ГТКС достигают наибольшего значения.

Из таблицы ясно, что независимо от применяемых систем К-У между существующей ПТКС и ГТКС нет разницы в тепловом КПД производства энергии, возникает существенная разница в откорректированном тепловом КПД производства. Между ПТКС и ГТКС нет разницы в отношении теплового выхода в сумме электрического и теплового выходов к тепловому входу топлива. Однако между ГТКС и ПТКС имеется большая разница в соотношении теплового выхода и электрического выхода. Другими словами, у ГТКС высокий коэффициент отношения электрического выхода, продаваемого дороже, к тепловому выходу, продаваемому дешевле, поэтому откорректированный тепловой КПД выше, чем у ПТКС. По этой причине ГТ-ая когенерационная система считается лучшей, чем прежний тип ПТ-ой когенерационной системы. Таким образом, данный проект использует особенности ГТКС, заключающиеся в большей пропорции электрической мощности, чем тепловая мощность, позволяет осуществить высокоэффективную генерацию электроэнергии при сохранении текущего уровня теплоснабжения ТашТЭЦ и приводит к сокращению объема расхода топлива на других действующих электростанциях.

#### **2.3.5 Заключение результатов рассмотрения**

В результате рассмотрения стало ясным, что в зависимости от систем К-У, рабочая характеристика ГТ-ой когенерационной системы представляет существенную разницу в тепловом КПД производства энергии. Однако нет существенной разницы в откорректированном тепловом КПД производства, учитывающем стоимость продаваемого тепла. С точки зрения затрат на оборудование ГТКС преимущественным считается ГТКС с утилизацией горячей воды (способ НВ), имеющей меньшую площадь теплопередачи К-У.

Однако в настоящем проекте учитывается объединение с существующей ПТКС, поэтому нужно рассмотреть оптимизацию окончательно объединенной системы. С этой целью в следующей главе рассматривают варианты объединения существующей ПТКС с ГТКС с тремя типичными системами К-У (пара высокого давления без деаэратора, пара среднего давления с деаэратором, горячей воды), производят расчет их теплового баланса, на основе этих результатов проводят сравнительный анализ рабочих характеристик, эксплуатационных качеств и свойств техобслуживания и определяют оптимальную объединенную когенерационную систему.

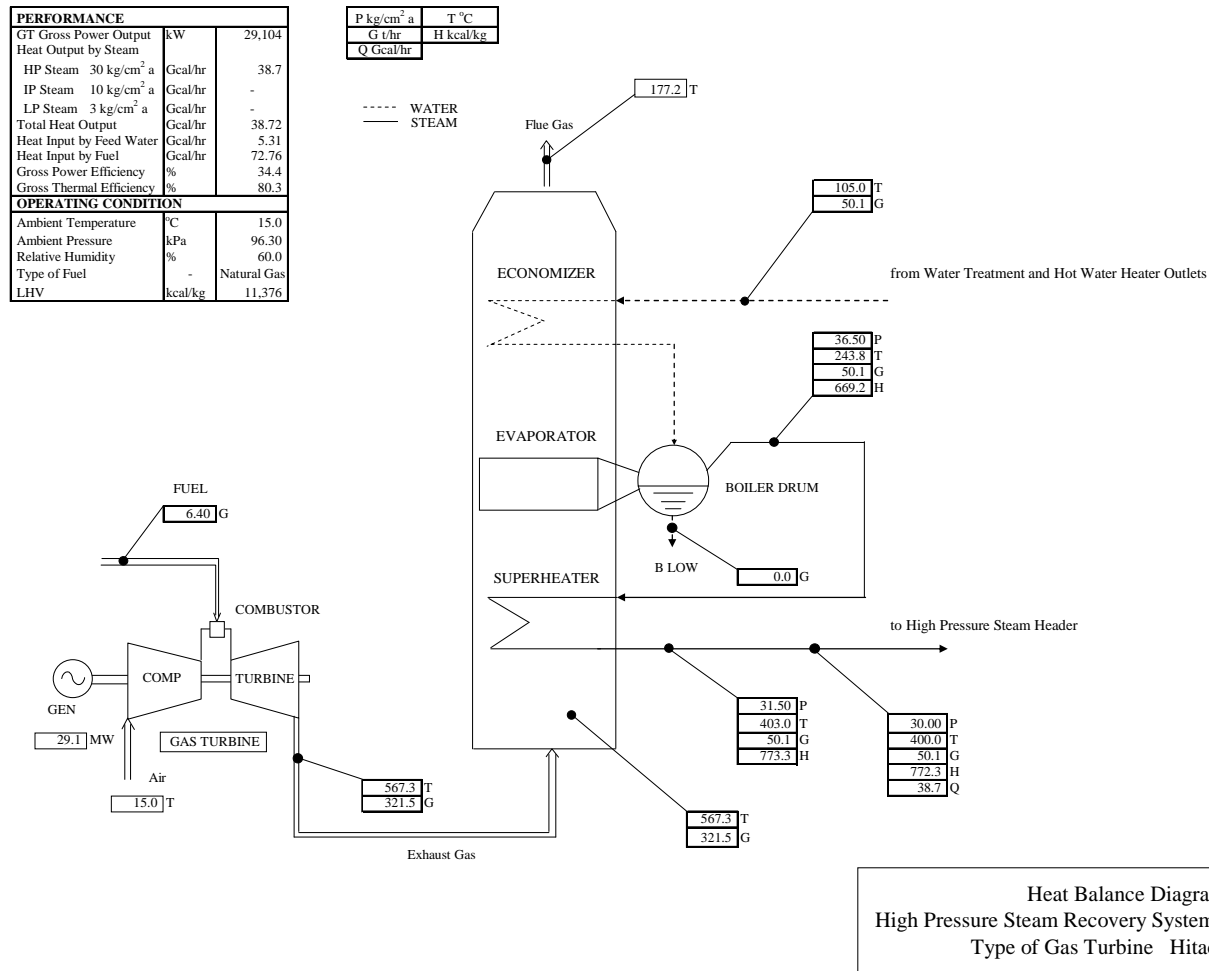


Рис. 2-3-9 Диаграмма теплового баланса ГТКС с системой К-У с утилизацией пара ВД без деаэратора

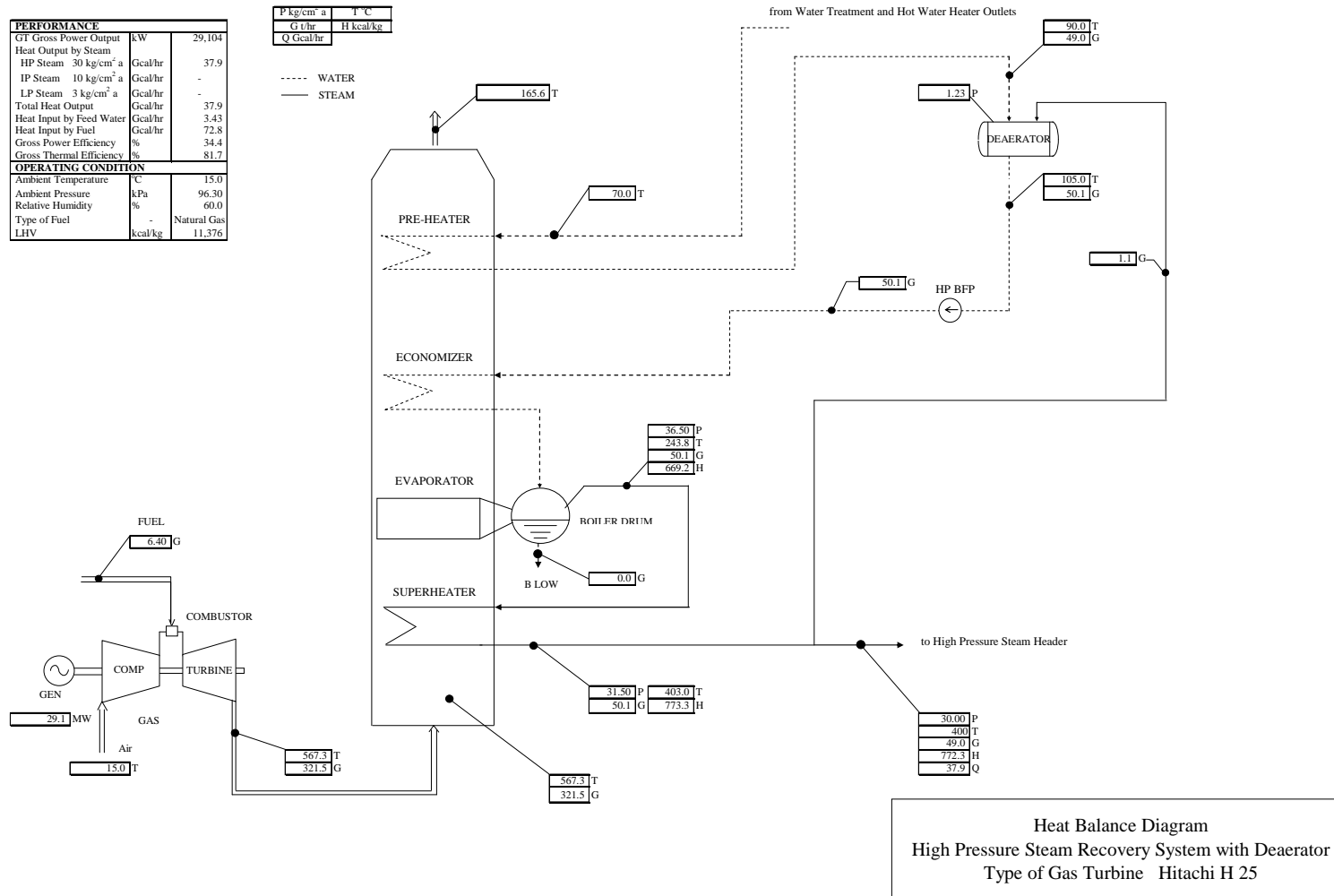


Рис. 2-3-10 Диаграмма теплового баланса ГТКС с системой К-У с утилизацией пара ВД с деаэратором

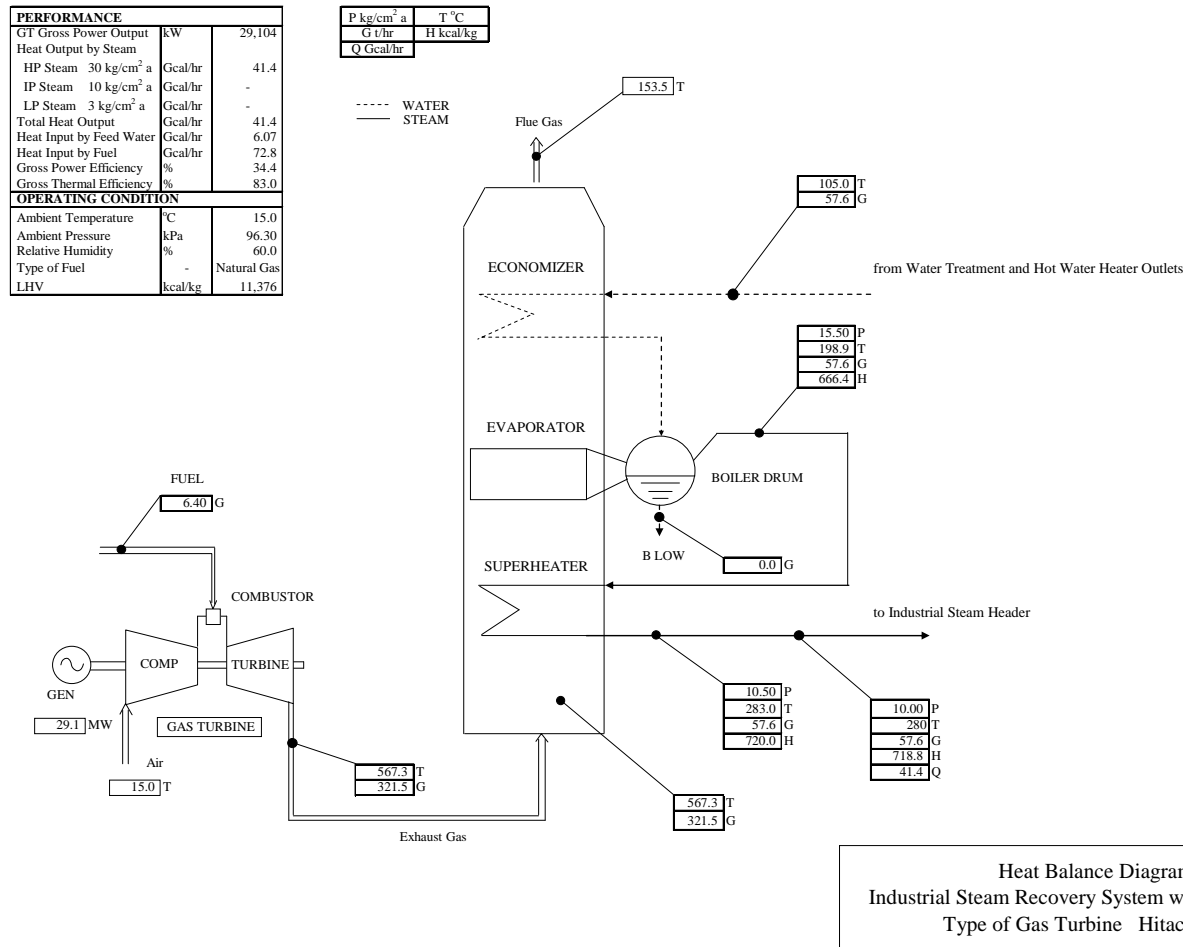


Рис. 2-3-11 Диаграмма теплового баланса ГТКС с системой К-У с утилизацией пара СД без деаэратора

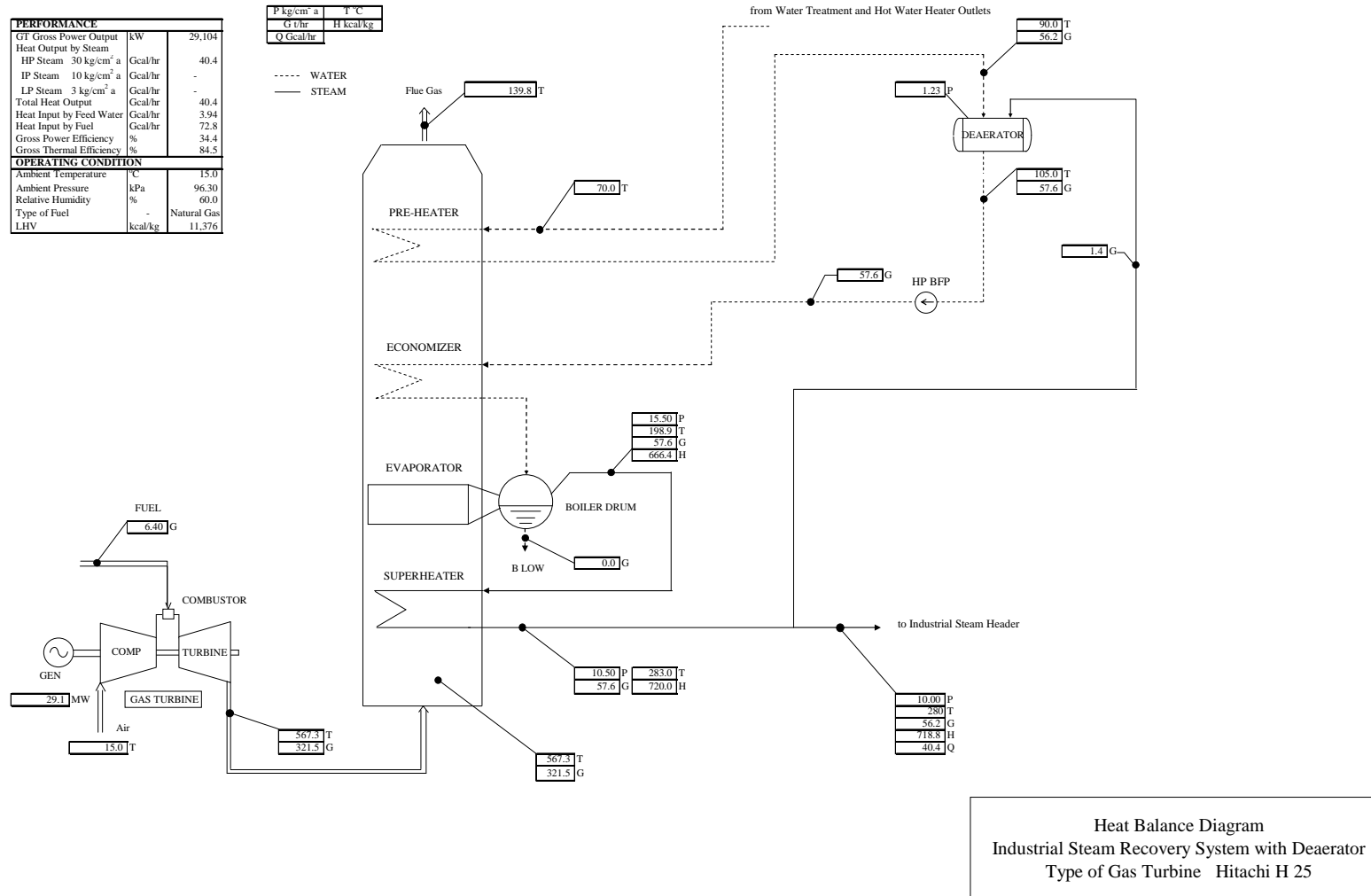


Рис. 2-3-12 Диаграмма теплового баланса ГТКС с системой К-У с утилизацией пара СД с деаэратором

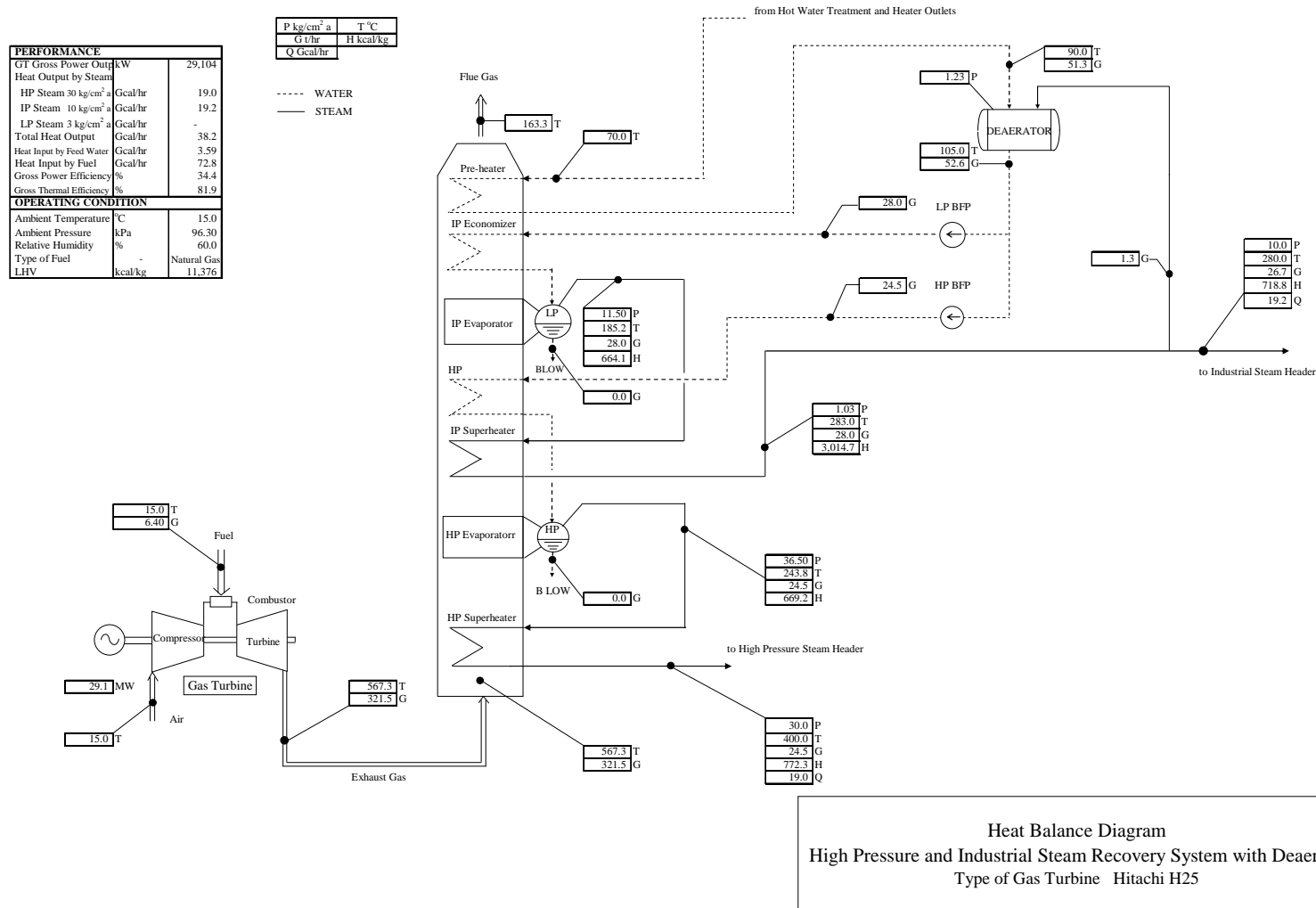


Рис. 2-3-13 Диаграмма теплового баланса ГТКС с системой К-У с утилизацией пара ВД/СД с деаэратором

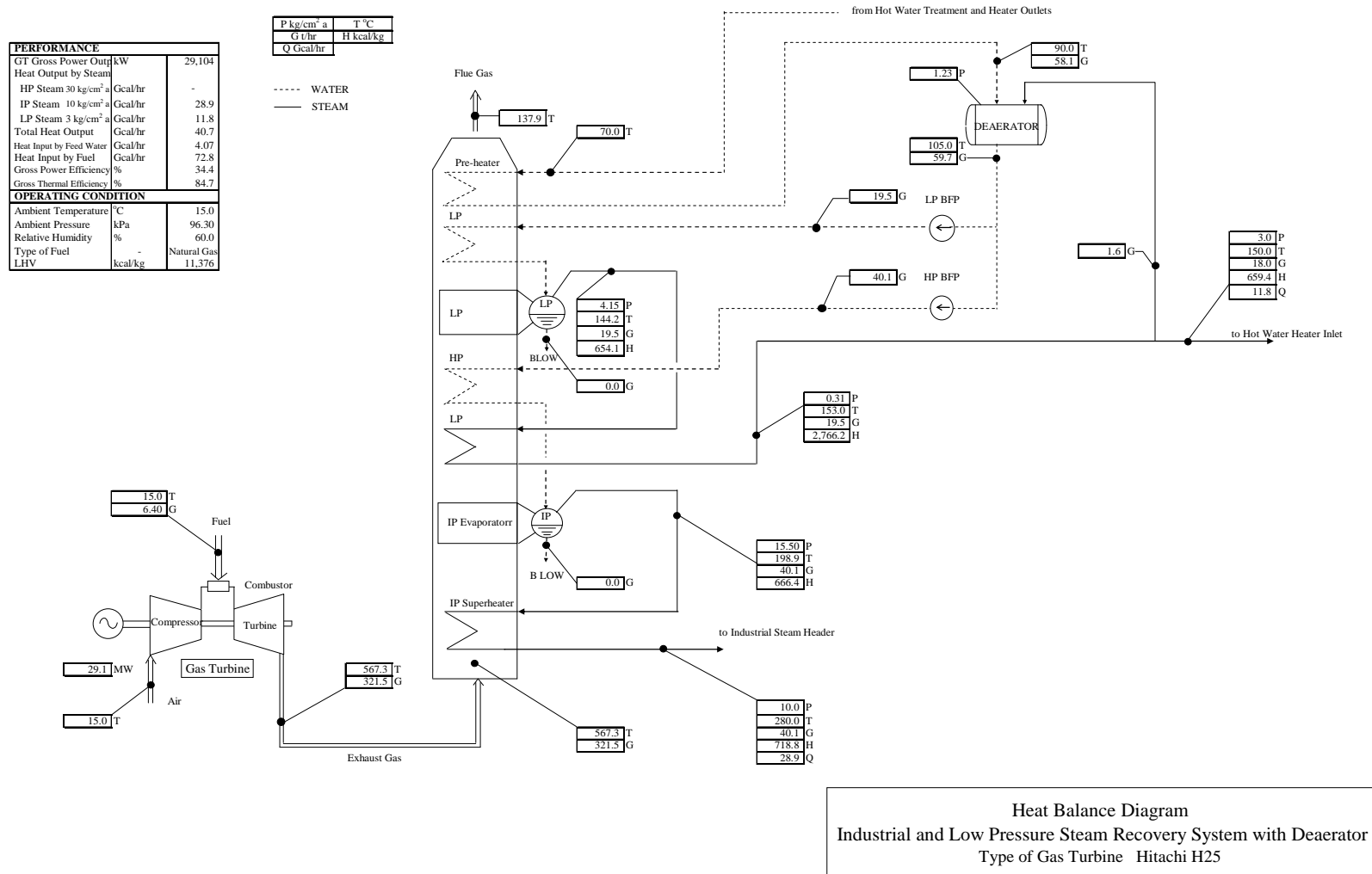


Рис. 2-3-14 Диаграмма теплового баланса ГТКС с системой К-У с утилизацией пара ВД/НД с деаэратором

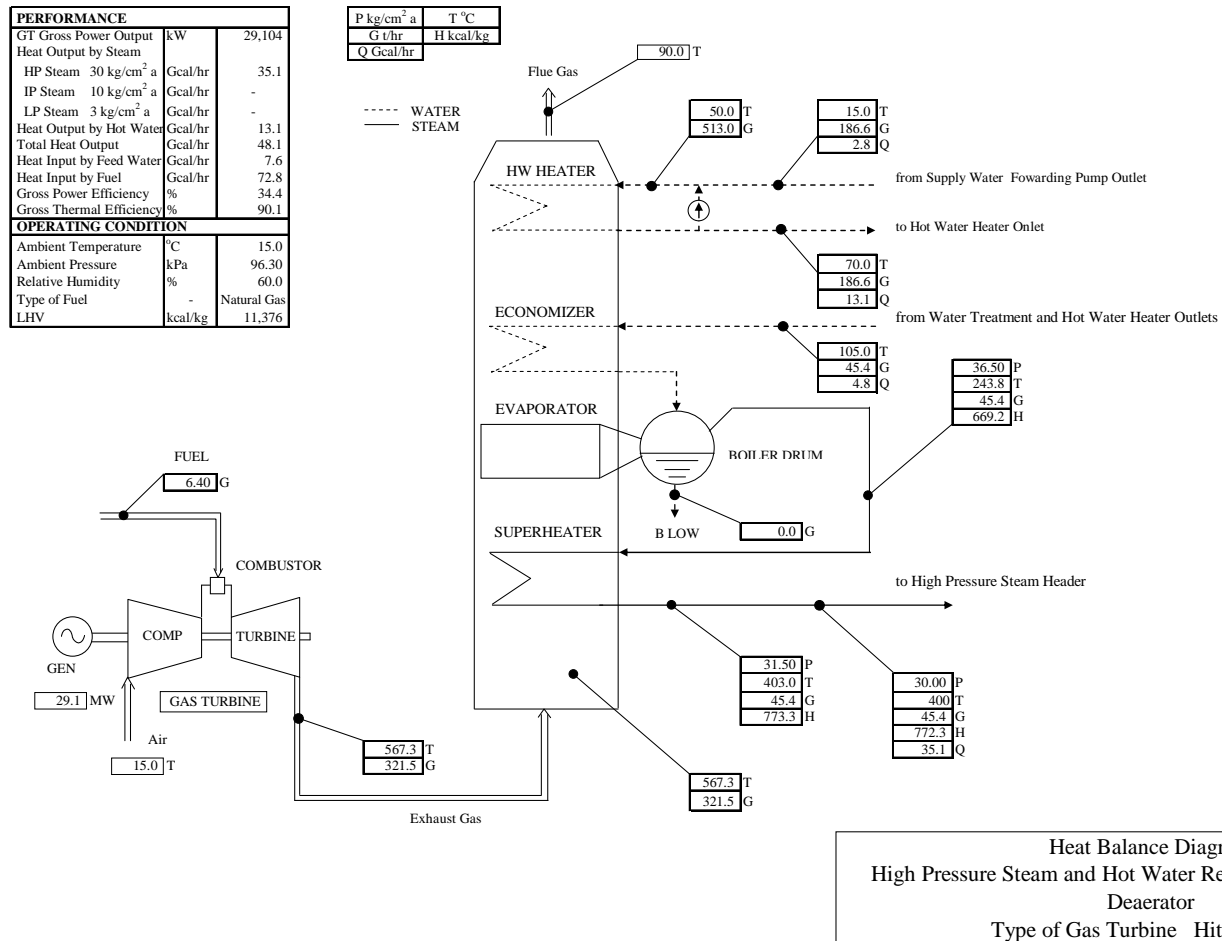


Рис. 2-3-15 Диаграмма теплового баланса ГТКС с системой К-У с утилизацией пара ВД/горячей воды



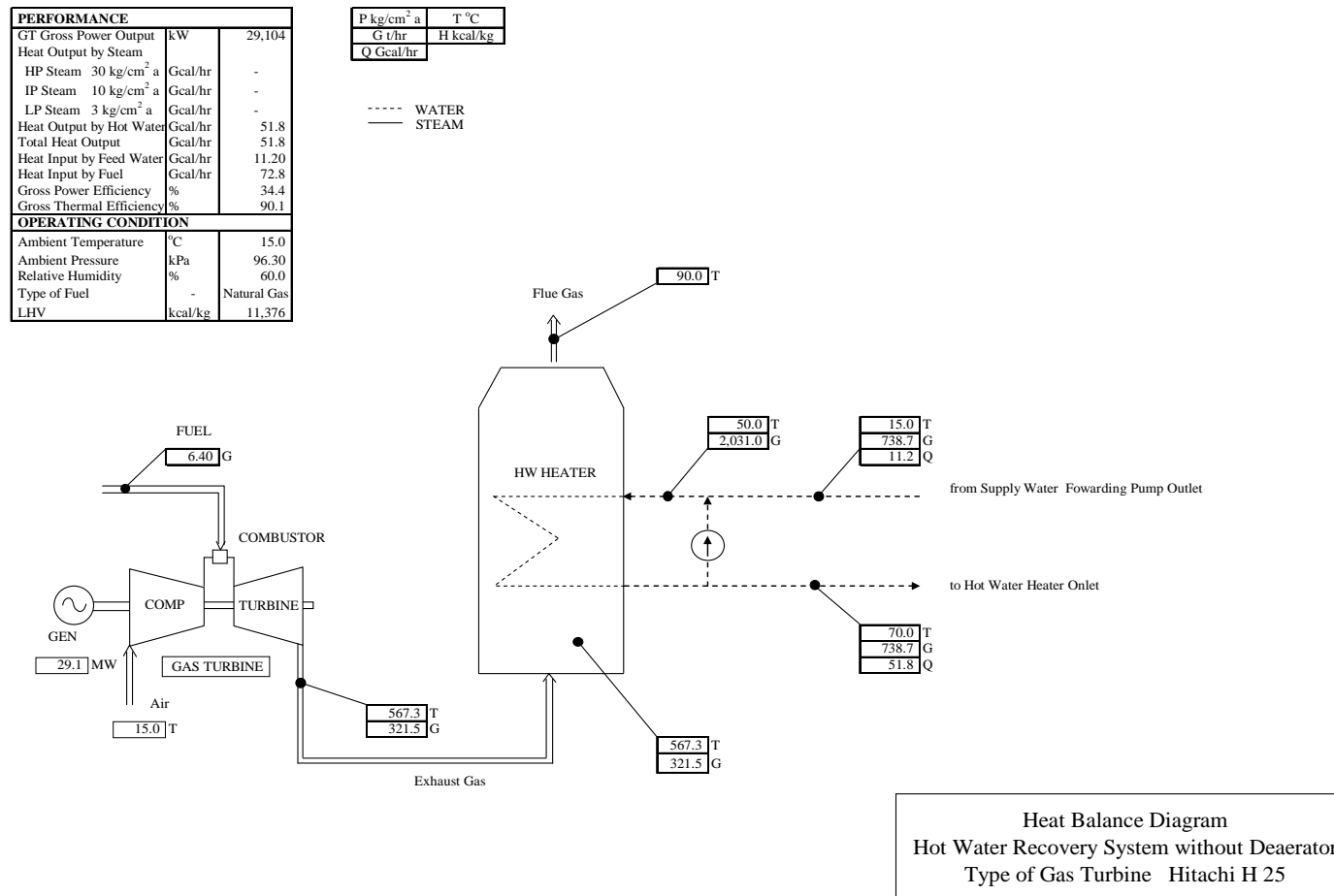


Рис. 2-3-16 Диаграмма теплового баланса ГТКС с системой К-У с утилизацией горячей воды

## 2.4 Рассмотрение оптимальной производственной системы

### 2.4.1 Рассмотрение оптимальной системы ГТКС

Внедрение новой газотурбинной когенерационной системы (ГТКС) позволяет осуществить высокоэффективную выработку электроэнергии путем использования утилизированного тепла отработавшего газа газовой турбины для существующей ТЭЦ.

Здесь рассматриваются комбинации существующей системы с ГТКС с тремя вариантами, пара высокого давления, пара среднего давления и горячей воды, и проводят сравнительную оценку экономичности.

#### (1) Рассматриваемые условия

##### а) Общие условия

- Предполагается, что до и после внедрения ГТКС не меняются объем вырабатываемой электроэнергии, объем подачи горячей воды и объем подачи пара существующей энергосистемой, так как за прошедшие 10 лет эти объемы не менялись и конкретный план увеличения на будущем отсутствует.
- Предполагается, что в отличие от газовой турбины Н-25 (производства 2007 г., 1 шт.) для ГТКС проекта NEDO, в ГТКС проекта JICA будут газовые турбины новейшего типа Н-25 (2 шт.) из-за различия в периоде поставки.
- Годовые рабочие дни, - 351 день с учетом останова существующей энергосистемы в летний период сроком на 14 дней. Предполагается, что ГТКС для NEDO и для JICA одинакова с существующей энергосистемой. Рабочее время в летний и зимний периоды вычисляются распределением на 351 день так, чтобы годовой объем энергоснабжения, полученный из расчета теплового баланса существующей энергосистемы, совпал с фактическим объемом.
- С учетом сезонного различия объема снабжения энергией расчет теплового баланса энергосистемы производится отдельно на летний период (водогрейный котел остановлен) и на зимний период (водогрейный котел включен).
- Атмосферная температура в летний период, - 25°C, в зимний период - 5 °C . Среднегодовое атмосферное давление и влажность, - 96,3 кПа и 60%, соответственно.
- Рабочее топливо для существующих котлов и для новой ГТКС, - природный газ.
- Вырабатываемая новой ГТКС электроэнергия регулируется путем снижения нагрузки или останова устаревшего оборудования других электростанций, и предполагается, что суммарный объем выработки электроэнергии в республике Узбекистан не меняется до и после внедрения ГТКС.
- Экономическая оценка равна годовому объему расхода топлива в республике Узбекистан до и после внедрения ГТКС в перерасчете на современную стоимость.

##### б) Годовой объем выработки электроэнергии, снабжения горячей водой и паром

Объем выработки электроэнергии и объемы снабжения горячей водой и паром предполагают фактические величины 2008 г., представленные в нижней таблице.

Табл. 2-4-1 Годовой объем выработки электроэнергии, объем снабжения горячей водой и паром (результаты 2008 г.)

Годовой объем выработки электроэнергии	139.4x103Гкал/г (162.1ГВтч/г)
Годовой объем снабжения горячей водой	1623.0x103Гкал/г
Годовой объем снабжения паром	28.6x103Гкал/г

с) Объем снабжения теплом в ТашТЭЦ

Предполагается, что объем снабжения теплом в ТашТЭЦ не меняется до и после внедрения ГТКС, и, ссылая на отчет NEDO 2009 г., объем снабжения теплом в летний и зимний периоды следующий

Табл. 2-4-2 Данные об объеме снабжения паром и горячей водой с разбивкой

Объем снабжения	Единица	Летний период	Зимний период
Пар	Гкал/ч	1.7	9.1
Горячая вода	Гкал/ч	73.4	389.9
Сумма	Гкал/ч	75.1	399.0

d) Рабочая характеристика газовой турбины

Рабочая характеристика газовой турбины класса 25 МВт, модель Н-25 (новейшая), внедряемой, по предположению, в данном проекте, в летний и зимний период была рассчитана на основе величин рабочей характеристики издания «Gas Turbine World 2009». Кроме того, рабочая характеристика Н-25 (модель 2007 г.), применяемого в проекте NEDO, показана при ссылке на отчет NEDO 2009 г.

Табл. 2-4-3 Рабочая характеристика газовой турбины

Проект	-	Настоящий проект		Проект NEDO	
Модель х кол.	—	Hitachi H-25 (новейшая модель)х 2 шт.		Hitachi H-25 (2007) х 1 шт.	
Сезон	—	Зимний	Летний	Зимний	Летний
Атм. температура	°С	5.0	25.0	5.0	25.0
Атм. влажность	%	60		60	
Атм. давление	мбар	963		963	
Мощность генератора	МВт	30.7	27.3	28.69	25.38
Приход тепла топлива	Гкал/ч	75.6	75.6	77.49	71.68
Темп. отработавшего газа	°С	561	573	552	563
Расход воздуха	т/ч	324.6	305.2	309.8	291.3
Расход отраб. газа	т/ч	331.2	311.3	323.9	304.5

(Источник) Частично из отчета NEDO 2009 г.

е) Рабочая характеристика котла-утилизатора

Производят сравнительную оценку трех вариантов систем котла-утилизатора газовой турбины для настоящего проекта; пара высокого давления, пара среднего давления и горячей воды. Рабочая характеристика котлов-утилизаторов различных типов в летний и зимний периода представлена в нижней таблице. Кроме того, рабочая характеристика К-У проекта NEDO показана параллельно с данными, полученными из отчета NEDO 2009 г.

Табл. 2-4-4 Рабочая характеристика котлов-утилизаторов

Проект	Ед.	Настоящий проект						Проект NEDO	
		Зима			Лето			Зима	Лето
Сезон		Зима			Лето			Зима	Лето
Атм. температура влажность/давление	°С	5			25			5	25
Расход отработ. газа	т/ч	331.2			311.3			323.9	304.5
Темп. отработ. газа (на входе)	°С	561			573			552	563
Способ утилизации тепла в К-У	-	Пар ВД	Пар СД	Гор. вода	Пар ВД	Пар СД	Гор. вода	Пар ВД	
Темп. отработ. газа (на выходе)	°С	177	140	90	176	139	90	180	180
Объем утилизации тепла	Гкал/ч	34.0	36.9	41.2	33.2	36.0	39.8	32.0	31.4

f) Условия экономической оценки

При оценке экономичности используют следующую цену на природный газ (закупочную цену) и настоящий коэффициент стоимости.

Табл. 2-4-5 Цена природного газа и текущий коэффициент стоимости

Закупочная цена природного газа (*)	40 долл. США/Гкал
Текущие условия оценки стоимости	
- Срок проекта	25 лет
- Ставка дисконта	12%
- Текущий коэфф. стоимости	7.84

(\*)Используется цена природного газа, продаваемого в 2008 г. «Газпром» РФ на Запад, - 326 долл. США/1000 м<sup>3</sup> (40,0 долл. США/Гкал).

(2) Результаты расчета теплового баланса

Диаграммы теплового баланса ТашТЭЦ в летний и зимний периоды до внедрения ГТКС взяты из отчета, составленного NEDO в марте 2009 г. На основе этих диаграмм произвели расчет теплового баланса после внедрения ГТКС.

Подробности теплового баланса представлены в конце данного параграфа, на (рис. 2.4.1-1) по (рис. 2.4.1-8).

Результаты расчета величин основных рабочих характеристик представлены в нижней таблице.

а) Вырабатываемая в ТашТЭЦ и передаваемая электроэнергия

Табл.2-4-6 Вырабатываемая и передаваемая электро мощность ТашТЭЦ

Позиции		До внедрения ГТКС		До внедрения ГТКС					
				Пар ВД		Пар СД		Гор. вода	
Сезон		лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима
Выработка эл.энергии									
• Сущ. пар. турбина	МВт	16.41	20.72	16.41	20.72	8.80	20.72	8.32	20.72
• NEDO-ГТКС	МВт	—	—	25.38	28.69	25.38	28.69	25.38	28.69
• ЛСА-ГТКС	МВт	—	—	52.69	61.47	42.91	61.48	40.55	61.47
• Сумм. выработка эл.энергии	МВт	16.41	20.72	94.48	110.88	77.09	110.89	74.25	110.88
	МВт	основа	основа	+78.1	+90.2	+60.7	+90.2	+57.8	+90.1
Передача эл.энергии	МВт	основа	основа	+69.5	+85.7	+54.0	+80.2	+51.5	+80.2
ЛСА-ГТКС (коэфф. нагрузки*)	%	-	-	96.4	100	78.5	100	74.2	100

Так как объем снабжения теплом снижается летом, регулировка производится снижением коэффициента нагрузки ЛСА-ГТКС. В случае пара среднего давления и горячей воды мал объем прихода тепла существующей энергосистемы, коэффициент нагрузки, -78,5% и 74,2%, соответственно: это значительно ниже, чем 96,4% в случае пара высокого давления.

б) Расход топлива в ТашТЭЦ

Табл. 2-4-7 Расход топлива в ТашТЭЦ

Расход топлива	Единица	До внедр. ГТКС		После внедрения ГТКС					
				Пар высокого давл.		Пар средн. давл.		Горячая вода	
		лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима
Сущ. пар. котел	Гкал/ч	103.38	221.32	0.0	110.1	0.0	108.0	0.0	108.0
Сущ. водогр. котел	Гкал/ч	-	254.63	0.0	254.6	-	254.6	-	254.6
NEDO-ГТКС	Гкал/ч	-	-	71.7	77.5	71.7	77.5	71.7	77.5
ЛСА-ГТКС	Гкал/ч	-	-	135.4	151.2	108.8	151.2	104.2	151.2
Сумма	Гкал/ч	103.4	475.9	207.1	593.4	180.4	591.2	175.9	591.2
	Гкал/ч	основа	основа	+ 103.7	+117.5	+77.1	+115.3	+72.6	+115.3

с) Объем электропередачи и объем расхода топлива в других ЭС

За счет доли увеличения объема электропередачи при внедрении ГТКС в ТашТЭЦ можно сократить выработку электроэнергии на других станциях Узбекистана и объем топлива, расходуемого на выработку электроэнергии.

Табл. 2-4-8 Объем электропередачи и объем расхода топлива на других ЭС

Другие ЭС	Единица	До внедр. ГТКС		После внедрения ГТКС					
				ПарВД		ПарСД		Горячая вода	
				лето	зима	лето	зима	лето	зима
Мощность в зажиме Эл.передачи	МВт	основа	основа	-69.5	-80.2	-54.0	-80.2	-51.5	-80.2
Расход топлива	Гкал/ч	основа	основа	-194.0	-224.1	-150.8	-224.1	-143.7	-224.1

Прим.: Отдаваемая мощность, - доля увеличения ТашТЭЦ. Расход топлива рассчитывается с использованием фактического КПД отдаваемой мощности 30,8%.

d) Эффект сокращения расхода топлива при внедрении ГТКС

В случае, когда не изменяются объем снабжения теплом и объем электроэнергии в республике Узбекистан в целом, при внедрении ГТКС расход топлива сокращается следующим образом:

Табл. 2-4-9 Эффект сокращения расхода топлива при внедрении ГТКС

Сокращение расхода топлива при внедрении ГТКС	Единица	До внедрения ГТКС		После внедрения ГТКС					
				Пар высокого давления		Пар среднего давления		Горячая вода	
				лето	зима	лето	зима	лето	зима
Расход топлива	Гкал/ч	основа	основа	-103.1	-121.7	-70.6	-123.9	-71.2	-108.8

**(3) Текущая стоимость объема сокращения расхода топлива при внедрении ГТКС**

Если оценить текущую стоимость объема сокращения расхода топлива при внедрении ГТКС, способ пара высокого давления, способ пара среднего давления и способ горячей воды выгоднее, чем настоящее положение, на 255 млн долл., 230 млн долл. и 225 млн долл., соответственно. Кроме того, способ пара высокого давления выгоднее, чем способ среднего давления, на 25 млн долл., на 30 млн. долл., чем способ горячей воды.

Табл. 2-4-10 Текущая стоимость объема сокращения расхода топлива при внедрении ГТКС

Текущая стоимость объема сокращения расхода топлива	Единица	До внедрения ГТКС		После внедрения ГТКС					
				Способ пара ВД		Способ пара СД		Способ горячей воды	
	-	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима
Расход топлива	Гкал/ч	основа	основа	-90.3	-106.6	-73.7	-108.8		
Год. рабоч. дни (*)	дней/г	219	132	219	132	219	132	219	132
Годовой расход топлива	103Гкал/г.	основа	основа	-475	-338	-387	-345	-374	-345
	103Гкал/г.	основа		-812		-732		-719	
Удельная цена природного газа	Долл./Гкал	40		40		40		40	
Годовой расход топлива	Млн долл./г.	основа		-32.5		-29.3		-28.7	
Коэфф. текущей стоимости (**)	-	7.84		7.84		7.84		7.84	
Тек. стоимость расх. топлива	Млн долл.	основа		-255		-230		-225	
	Млн долл.	+255		основа		+25		+30	

(\*) : Годовые рабочие дни, - 351 день с учетом останова существ. энергосистемы на 7 дней в апреле и сентябре, каждая, и ГТКС для NEDO и для ЛСА аналогичны с существующей энергосистемой. Рабочие дни в летний и зимний период распределены так, чтобы годовая суммарная тепловая мощность (Гкал/г.) совпала с фактической величиной 2008 г.

(\*\*) : Коэффициент текущей стоимости, - 7,84 при условии срока проекта 25 лет, ставка дисконта 12%.

#### (4) Результаты сравнения экономичности способов утилизации тепла ГТКС

При внедрении ГТКС можно сократить объем сжигания природного газа в других работающих тепловых электростанциях с низкой КПД. Если оценить по методу современной стоимости расходы топлива на 25 лет, применение способа пара высокого давления, способа среднего давления и способа горячей воды экономит 255 млн долл., 230 млн долл. и 225 млн. долл., соответственно.

Следовательно, ГТКС способа пара высокого давления сократит расходы топлива по сравнению со способом пара среднего давления и способом горячей воды на 25 млн долл. и 30 млн долл., соответственно. Стоимость строительства котла-утилизатора для способа пара высокого давления, - порядка 10 млн долл., поэтому сокращение расходов на строительство для способа пара среднего давления или способа горячей воды составляет максимум порядка нескольких млн долл. Таким образом, сокращение расходов на строительство при применении способа пара среднего давления или способа горячей воды совсем незначительно по сравнению с объемом сокращения расхода топлива, составляющим 25 и 30 млн долл., соответственно; следовательно, способ пара высокого давления более экономичен.

С технической точки зрения ГТКС, способ пара высокого давления обладает по



сравнению со способом пара среднего давления и со способом горячей воды следующими преимуществами:

- i) не нужен деаэрактор для ГТКС;
- ii) не нужно средство пополняемой воды;
- iii) не нужен питательный насос.
- iv) расстояние между существующей системой и новой ГТКС составляет более 100 м, так что преимуществен способ высокого давления, по которому применяются соединительные трубопроводы с малым диаметром.
- v) нет ограничений по выработке электроэнергии существующим паротурбинным генератором.

Кроме того, его аппаратная конструкция проста, а также высоки характеристики эксплуатации, техобслуживания и ремонта.

### **(5) Заключение**

Оптимальная ГТКС, применяемая в Ташкентской ТЭЦ, - способа пара высокого давления.

(Прилагаемые материалы)

Ниже прилагаются диаграммы теплового баланса до и после внедрения ГТКС, использованные при оценке экономичности.

Диаграммы теплового баланса

(Рис.2-4-1) до внедрения ГТКС– летний период

(Рис.2-4-2) до внедрения ГТКС– зимний период

(Рис.2-4-3) после внедрение ГТКС (пара высокого давления) – летний период

(Рис.2-4-4) после внедрения ГТКС (пара высокого давления) – зимний период

(Рис.2-4-5) после внедрения ГТКС (пара среднего давления) – летний период

(Рис.2-4-6) после внедрения ГТКС (пара среднего давления) – зимний период

(Рис.2-4-7) после внедрения ГТКС (горячей воды) – летний период

(Рис.2-4-8) после внедрения ГТКС (горячей воды) – зимний

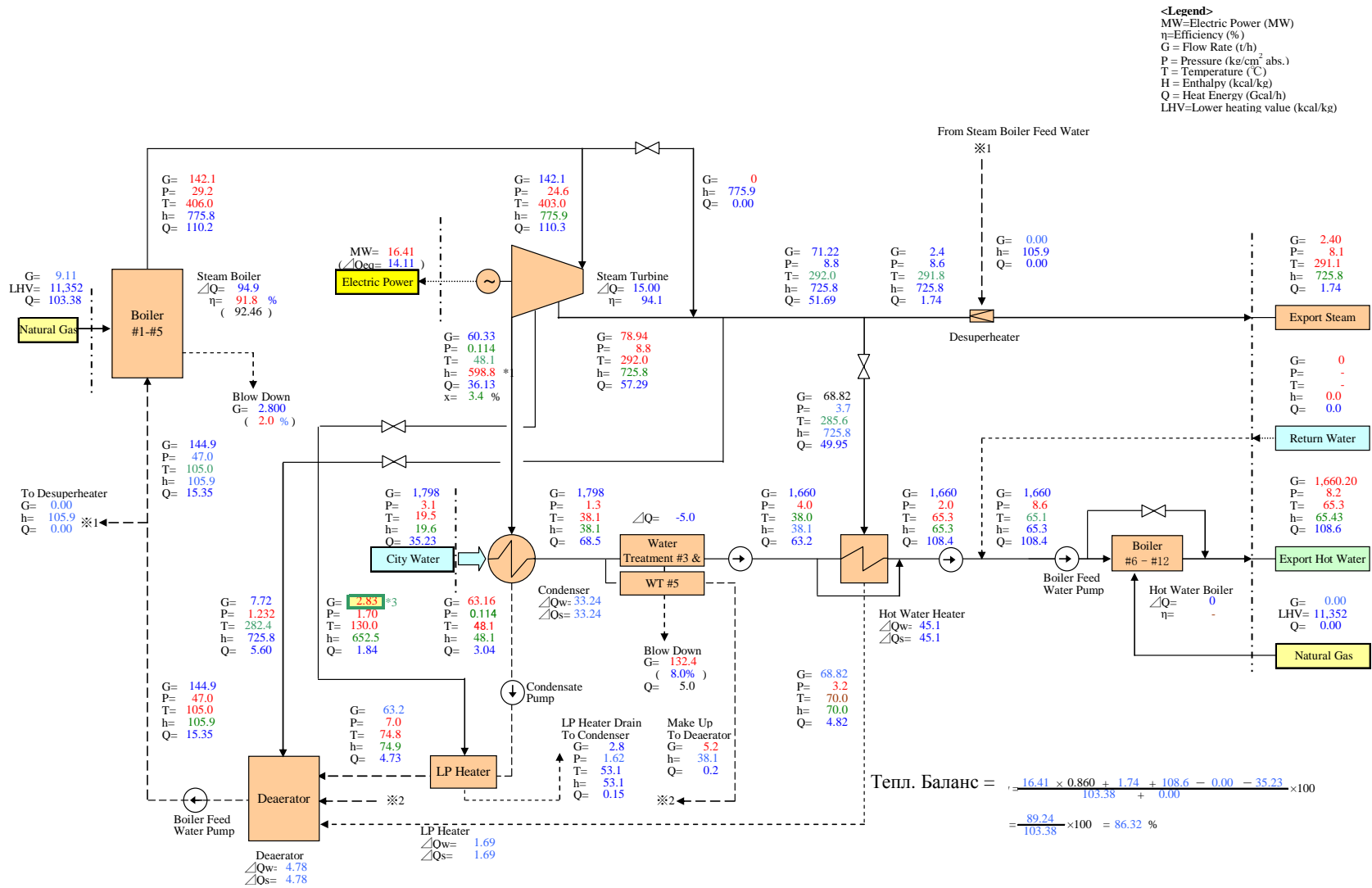


Рис.2-4-1 До внедрения ГТКС– летний период

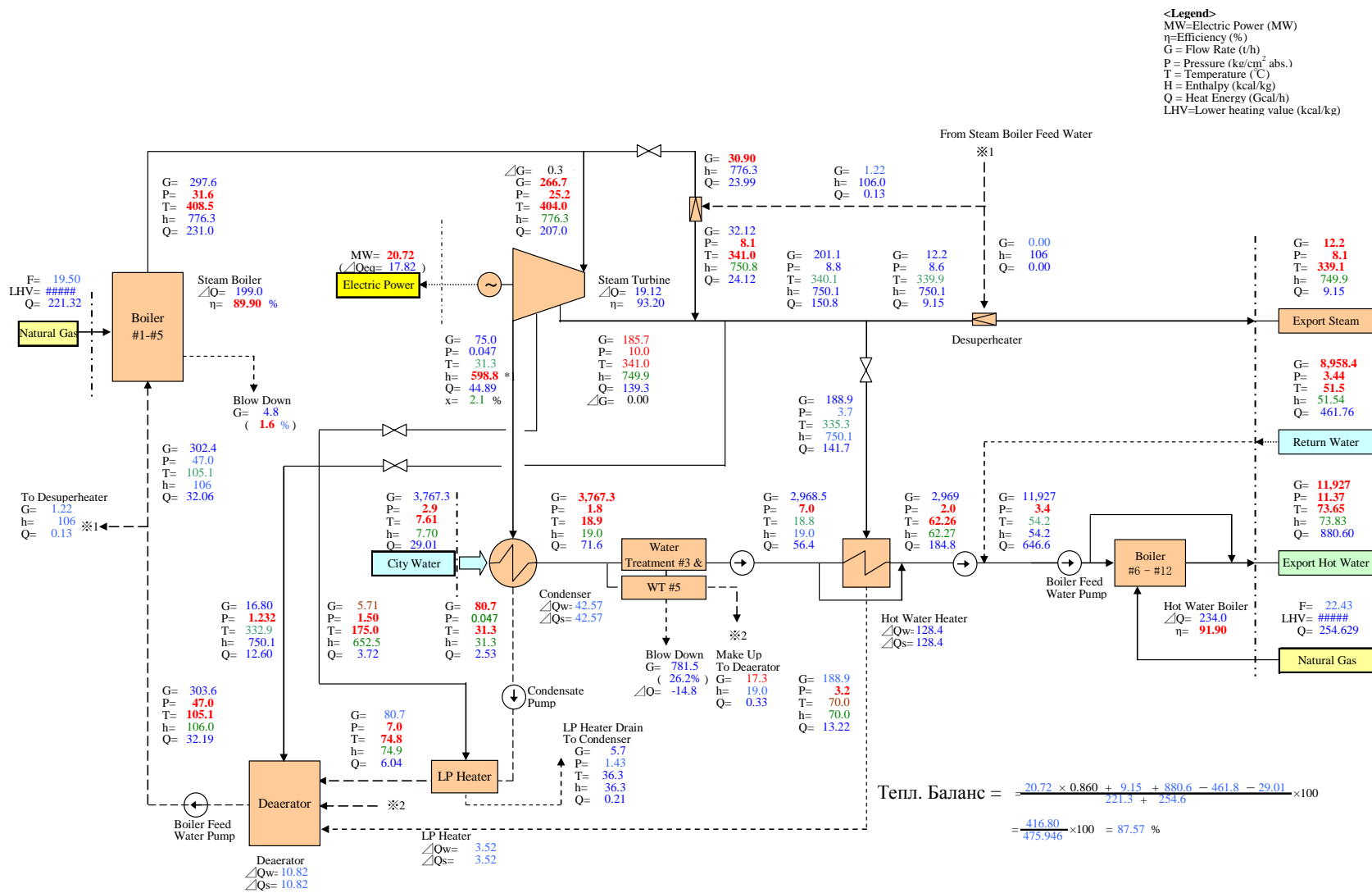


Рис.2-4-2 До внедрения ГТКС– зимний период

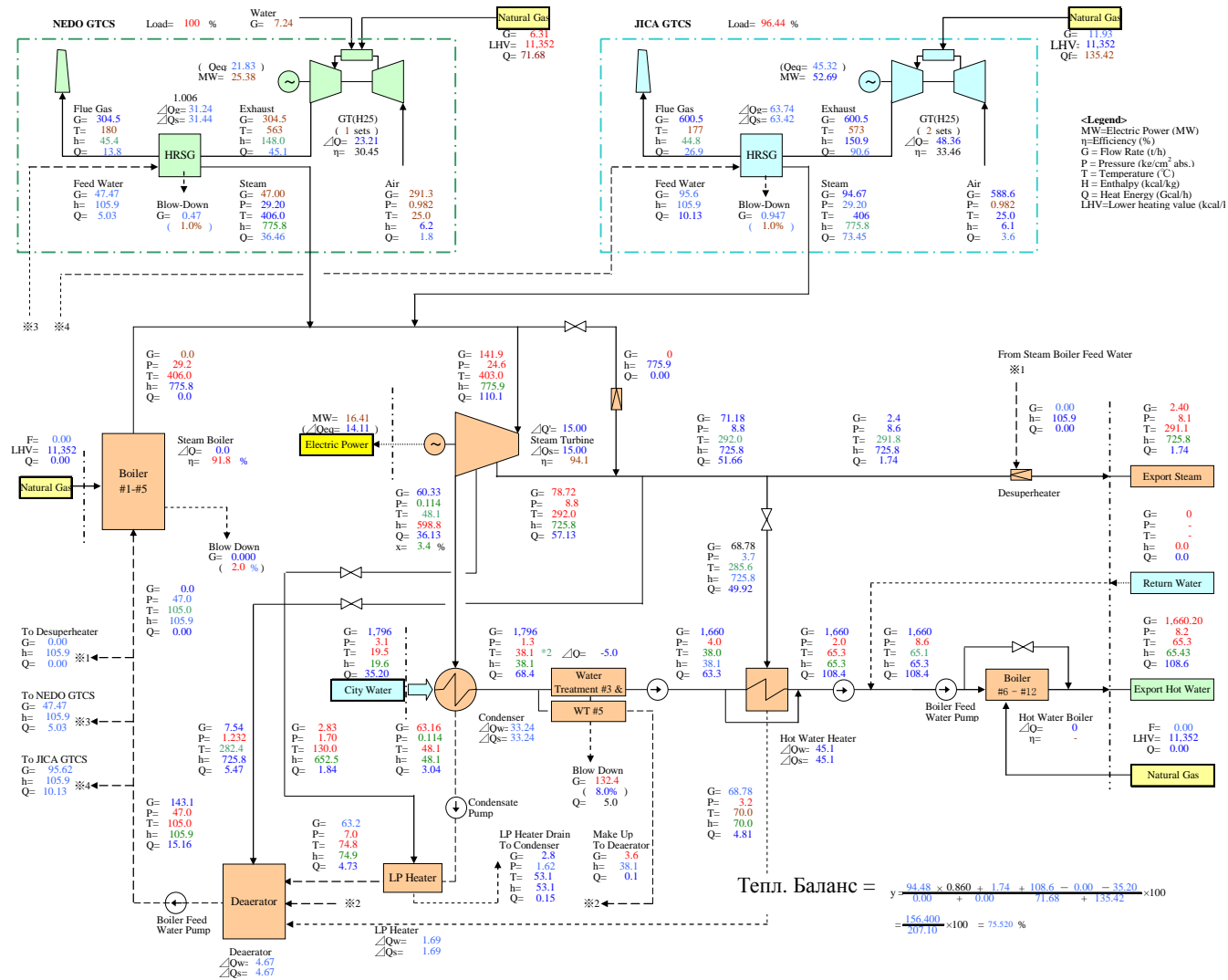


Рис.2-4-3 После внедрения ГТКС (пара высокого давления) – летний период



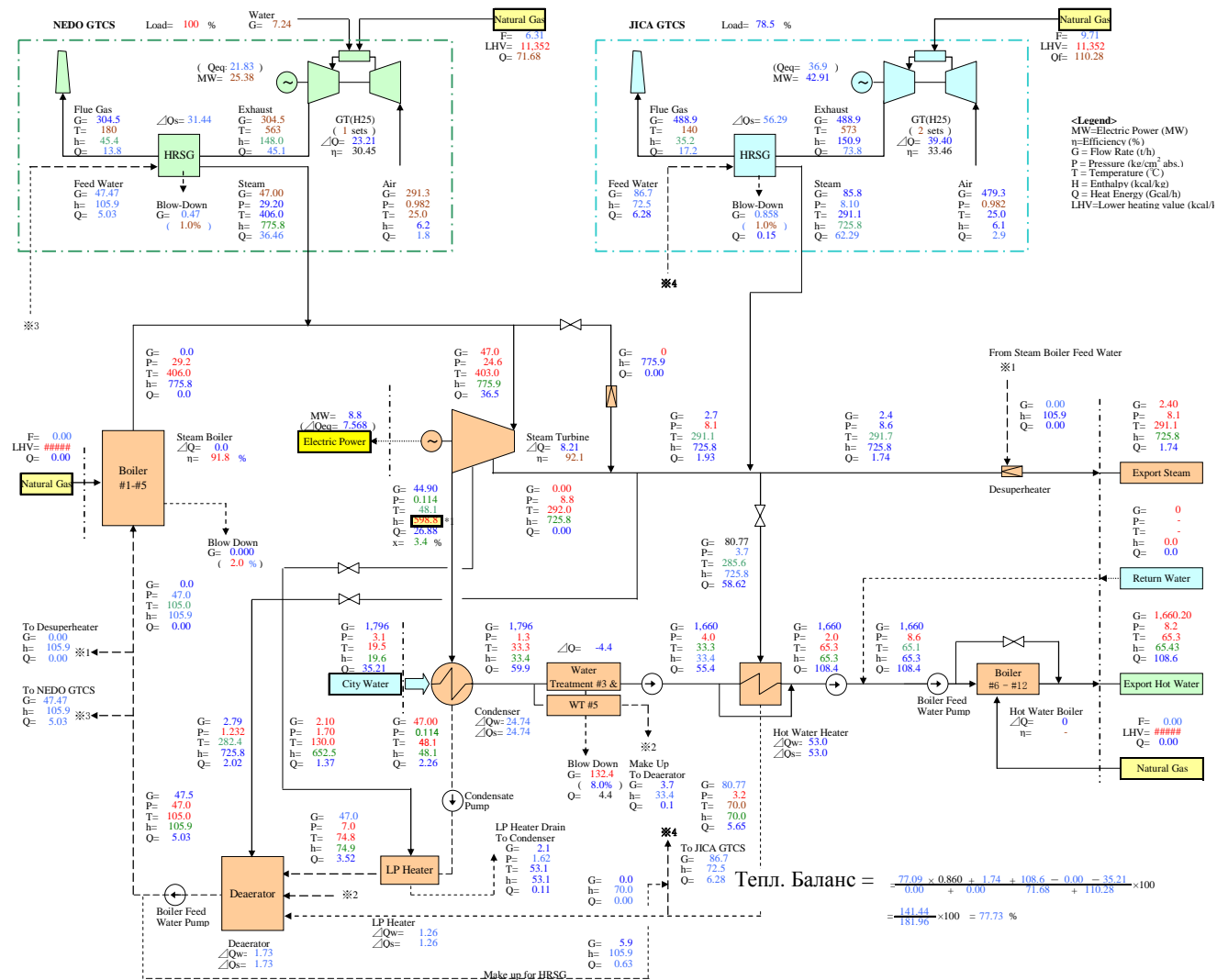


Рис.2-4-5 После внедрения ГТКС (пара среднего давления) – летний период

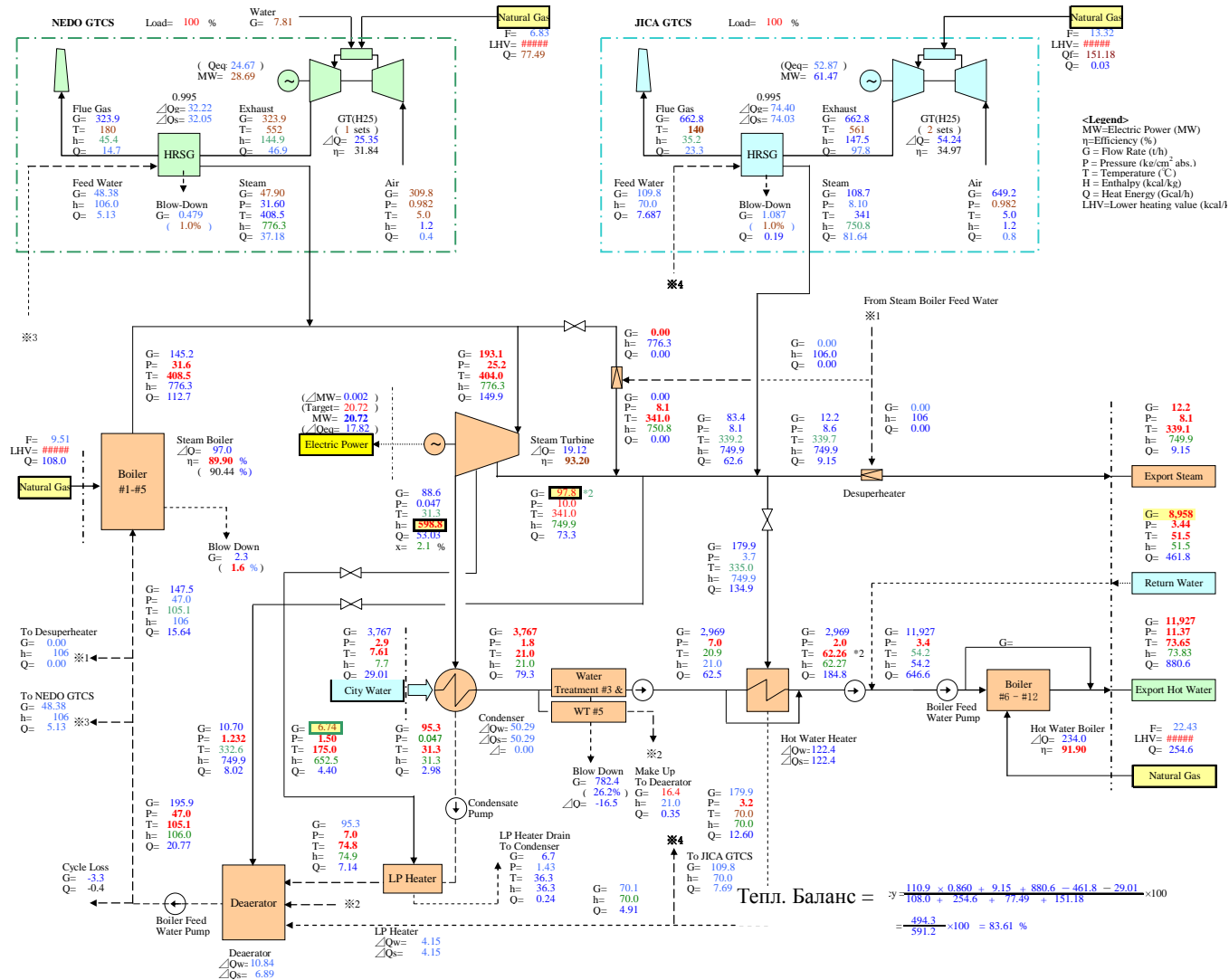


Рис.2-4-6 После внедрения ГТКС (пара среднего давления) – зимний период

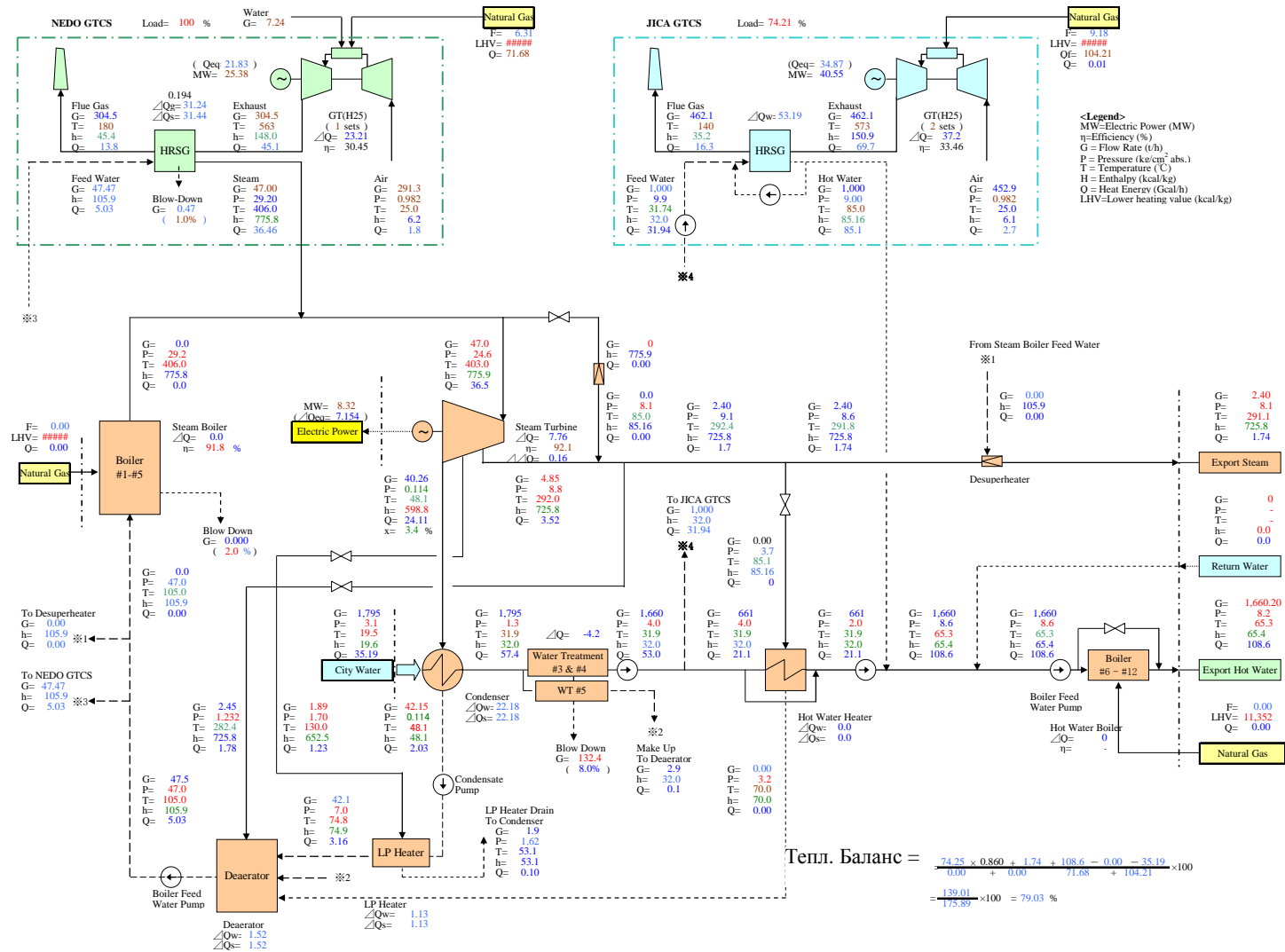


Рис.2-4-7 После внедрения ГТКС (горячей воды) – летний период



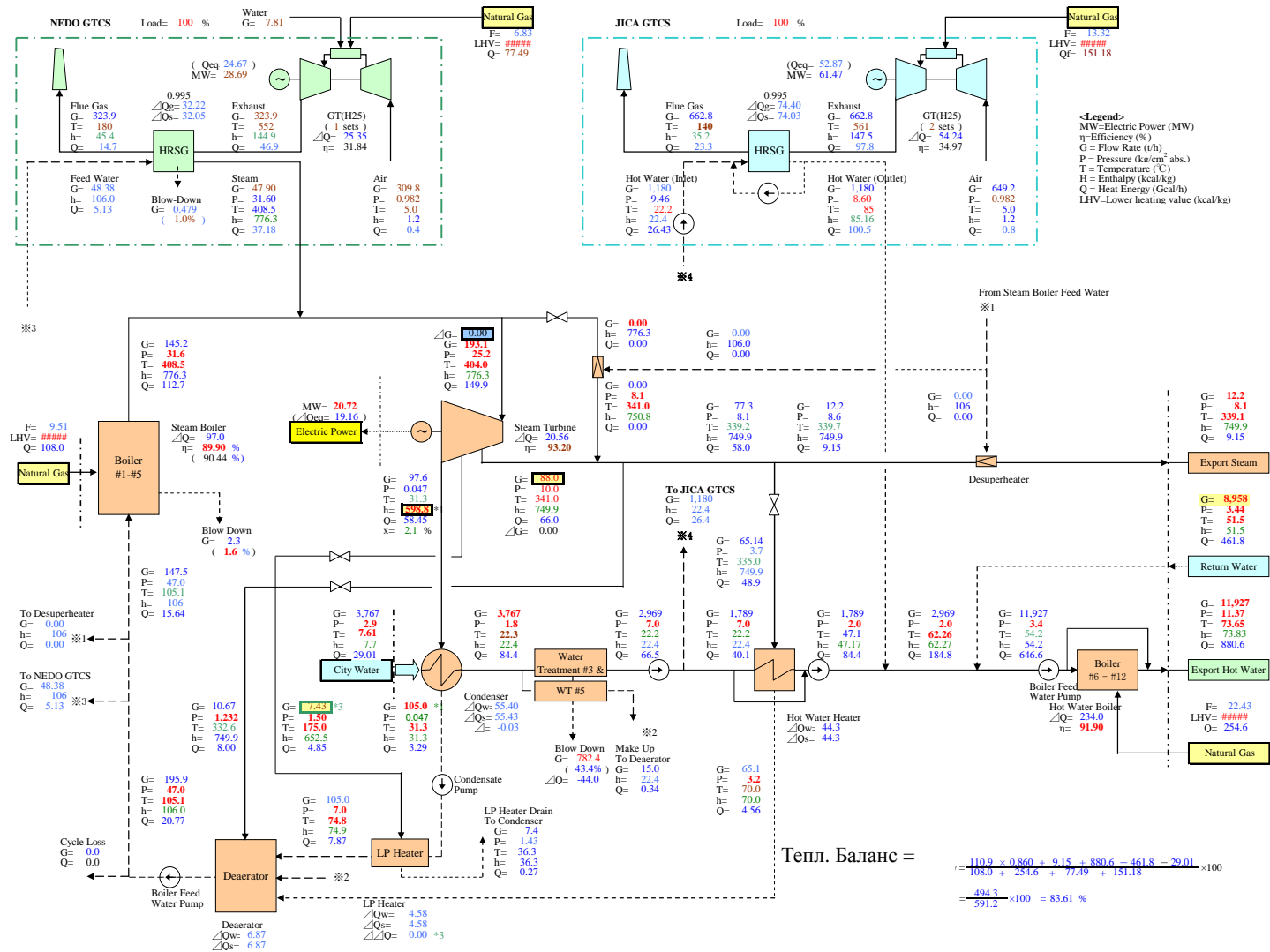


Рис.2-4-8 После внедрения ГТКС (горячей воды) – зимний

## 2.4.2 Основная спецификация электрооборудования

### (1) Основные позиции

На рис. 2-4-9 черновик представлена однолинейная схема новой системы ТЭЦ. В зависимости от результатов международного тендера на энергоблок ЛСА возможны различные варианты спецификации поставляемого изготовителями оборудования. Так как в зависимости от типов энергоблока вспомогательное оборудование, размещаемое в ТЭЦ, будет различаться в его производительностью на настоящем этапе трудно определить спецификацию электрооборудования новой системы. На основе плана ГАК «Узбекэнерго» предположили примерную производительность производственного оборудования и установили временно спецификацию основного электрооборудования. При базовом проектировании должно соблюдать международные стандарты и проектные стандарты Узбекистана (ПУЭ: Правила устройства установок). Далее перечислены подтверждаемые позиции, касающиеся метода базовой системы проекта строительства нового энергоблока.

- Рассмотрение проектной спецификации новых трансформаторов, составленной ТЕР.
- Возбудитель генератора, - бесщёточного статического типа.
- Установить новый аварийный дизельный генератор. Было выражено желание получить отчет об основных позициях для решения производительности.
- Соединение от вторичной стороны повышающего трансформатора энергоблока до распределительного устройства выполняется с помощью кабелей, прокладываемых в траншеях. Следует обратить серьезное внимание на способы изгиба и стандартную прокладку кабелей.
- Напряжение в зажиме генератора составляет 11 кВ, хотя в существующей системе, - 6,3 кВ. В отличие от существующей системы устанавливают трансформатор на территории ТЭЦ и обеспечивают электроэнергию ТЭЦ.
- Было высказано желание получить отчет о методе расчета полного сопротивления в процентах.
- В распределительной подстанции устанавливают газовые выключатели комбинированного типа (SF<sub>6</sub>).
- С помощью системы автоматической синхронизации генератора, внедряемой в центральной диспетчерской, должно быть обеспечено параллельное управление.
- Внимательно учитывая характеристики управления и эксплуатации ТЭЦ в целом, следует внедрить новейшую систему управления с возможностью операций на ЭЛТ.
- По всем средствам связи ТЭЦ следует внедрить новое оборудование и произвести модернизацию с учетом базового проекта.
- Следует учитывать расположение внедряемого производственного оборудования.

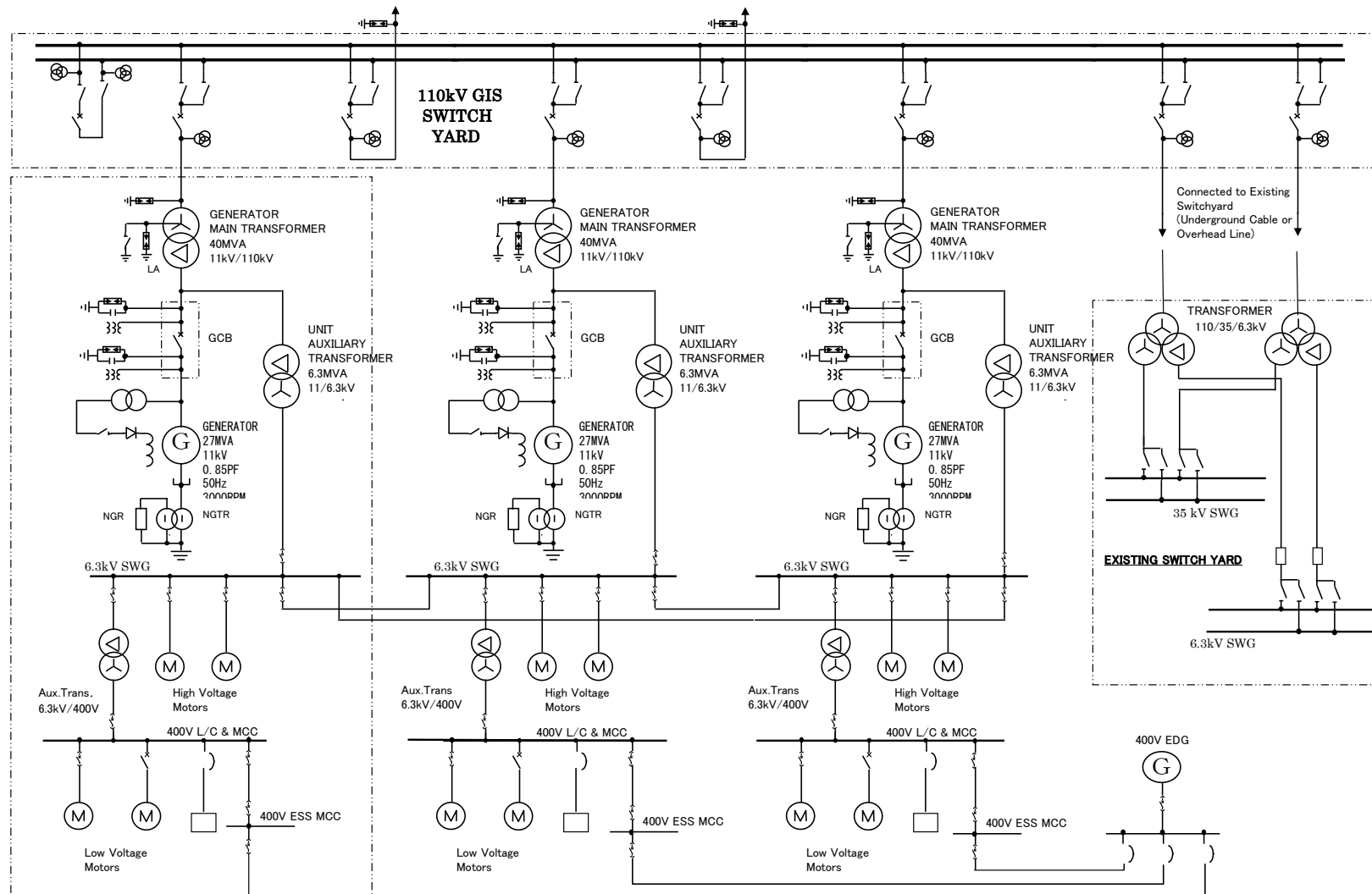


Рис. 2-4-9 Однолинейная схема нового энергоблока ТашТЭЦ (черновик)

## (2) Генераторы

На данном этапе в однолинейной схеме представлен план производственного оборудования, почти эквивалентный энергоблоку №1 модельного проекта NEDO. Как изложено выше, в зависимости от участников-поставщиков оборудования в тендере предполагается, что производственное оборудование проекта ЛСА может различаться по спецификации. В нашем обследовании производили рассмотрение с предположением, что внедряемые энергоблоки №2 и 3№ примерно эквиваленты по спецификации энергоблоку №1,;генератор с производительностью 27 МВА x 2 шт., типа с воздушным охлаждением, 50 Гц, с коэффициентом мощности 0,8. Производительность одного генератора устанавливается при определении общей спецификации всей системы, емкости ЛЭП и схемы распределения.

## (3) Возбудители генератора

Возбудители типа статического возбуждения, состоящие из трансформатора или трансформатора тока для возбуждения, подключенного к основной цепи генератора, и полупроводникового преобразователя возбуждения, делятся на самокоммутирующийся тип и тиристорный тип возбуждения. В нашем случае используют бесщеточный тиристорный возбудитель, выполненный в простой конструкции.

В данной системе возбуждения напряжение генератора обеспечивается с помощью тиристора. В качестве источника возбуждения данной системы напряжение от трансформатора возбуждения, установленного в шинах генератора, подается на тиристор. В блоке управления применяются стабильные элементы на ИС, что обеспечивает точность, стабильность и быстрое реагирование. Даже при снижении генератора (аварии энергосистемы) обеспечивается стабильная эксплуатация. Кроме того, устройство малогабаритно, недорого и легко в обслуживании, так что выбирают его.

Без установки выключателей поля возбуждения, выключающих постоянный ток большой силы, путем создания цепи поля возбуждения можно обеспечить возбуждение для недорогого синхронного генератора с большим сроком службы. По этой причине в ТашТЭЦ устанавливают следующие устройства и приборы: тиристорный выпрямитель для возбуждения обмотки поля генератора, трансформатор возбуждения во входных зажимах переменного тока тиристорного выпрямителя, источник питания для устройств, кроме выходной цепи синхронного генератора, соединенной через выключатели переменного тока возбуждения, сопротивление разряда, находящееся в последовательном соединении между обмоткой поля возбуждения и тиристорным выпрямителем, короткозамыкатель сопротивления разряда, находящийся в параллельном соединении и замыкающий зажимы сопротивления разряда. При нормальном останове генератора отключают выключатель переменного тока возбуждения, вместе с этим, одновременным зажиганием многих вентильных плеч тиристора энергия, накопленная в обмотке возбуждения, разрядится через вентильные плечи тиристора. При аварийном останове синхронного генератора выключают выключатель переменного тока возбуждения, вместе с этим одновременно зажигают одновременно многие вентильные плечи тиристора. Далее размыканием короткозамыкателя энергия, накопленная в обмотке поля, разрядится через вентильные плечи тиристора.

## (4) Трансформаторы

В составе трансформаторов, одних из важных устройств, имеющих на ТашТЭЦ, есть силовые трансформаторы, трансформаторы для внутренней электроэнергии, высоко- и низковольтные силовые трансформаторы. С учетом пожелания ГЭК «Узбекэнерго» дают описание спецификации основных трансформаторов и трансформаторов для внутренней электроэнергии.

#### А. Силовые трансформаторы

Так как внутренняя территория самой ТЭЦ ограничена в свободной площади, следует учитывать расположение трансформаторов. В принципе, каждое оборудование размещается поблизости от южной стороны здания энергоустановки. Соединение генератора с силовыми трансформаторами и трансформаторами внутренней электроэнергетики выполняется с помощью разделенных по фазам шин, поэтому следует обеспечить оптимальное расположение с учетом вывода вторичной стороны.

Учитывая ТЭЦ городского типа, как правило, обеспечивается противопожарная съемная стена, используемая при техобслуживании трансформатора с жидким диэлектриком. Кроме того, в зависимости от ситуации следует предусмотреть установку шумозащитной стены и маслоудерживающих оград.

Определяют емкость силовых трансформаторов для энергоблоков №2 и №3 нижеследующим образом. (См. полученные материалы)

- Емкость силовых трансформаторов = мощность генераторов
- Емкость силовых трансформаторов = мощность генераторов — емкость трансформаторов для внутренней электроэнергетики
- Емкость силовых трансформаторов для энергоблоков №2 и №3, - 27МВА × 2 шт.
- При этом потери мощности по разделённым по фазам шинам незначительны, поэтому не их можно не учитывать.

#### В. Онлайн-система мониторинга газа в масле

Для обеспечения надежности трансформаторов важно производить разные виды контроля. Поэтому на стадии базового проектирования нужно учесть системы, связанные с этим контролем. Ухудшение качества изоляционного масла оказывает влияние на срок службы масляных трансформаторов, поэтому при их контроле, используя случаи периодической проверки, нужно провести диагностику качества изоляционного масла. При отборе проб из изоляционного масла производят измерение по позициям диагностики, таким как содержание воды, разрывное напряжение, коэффициент объемного сопротивления, окисление, определяют степень ухудшения. Хотя в ТашТЭЦ периодически проводят отбор проб трансформаторного масла и газовый анализ для определения степени ухудшения изоляции, в последнее время широко применяется система непрерывного мониторинга за рабочим состоянием трансформатора в режиме реального времени, с помощью которой можно заблаговременно обнаружить даже незначительные признаки аномальности устройства по методу непрерывного анализа и измерения газа в масле. В результате переговоров решили в нашем проекте тоже применять данную систему.

В последнее время широко применяются диагностика наличия и отсутствия внутренней аномальности путем измерения количества растворенных в изоляционном масле газов и их состава, а также диагностика ухудшения качества изоляционной бумаги. Без прекращения подачи электропитания берут пробу изоляционного масла из масляных устройств, например, трансформаторов, анализируют газы, содержащиеся в масле, по их составу и количеству, точно определяют аномальность обмотки и сердечника, тем самым можно заранее предотвращать приостановку подачи электроэнергии и повреждение устройства. Установка системы непрерывного мониторинга в новой системе дает следующие преимущества:

- Отбор проб изоляционного масла производится во время эксплуатации и не нужно приостанавливать подачу электропитания.
- Наблюдая за изменением концентрации водорода и углеводородных газов в изоляционном масле повышающего трансформатора, производят детектирование и анализ газов, указывающих на факторы аномальности, что позволит определить степень опасности и уровень аномальности.
- Возможна диагностика ухудшения изоляции по методу газового анализа. Возможно досрочное обнаружение даже незначительной аномальности устройств.

#### Газовый анализ изоляционного масла трансформатора

##### (a) Измерение степени окисления

Определяют степень ухудшения изоляционного масла (по мере повышения температуры трансформатора ускоряется окисление масла). При высокой степени окисления в масле обнаруживаются нежелательные вещества. Накопление этих ухудшающих веществ мешает радиации тепла, что способствует ухудшению изоляции обмотки.

##### (b) Испытание на диэлектрической пробой

При попадании воды или пыли в масло ухудшается прочность масла на пробой. Вода поглощается в диэлектрик (изоляционную бумагу) обмотки, что ухудшает прочность обмотки на пробой. Для определения этой прочности измеряют пробойное напряжение.

##### (c) Газовый анализ

Производят анализ незначительного газа в масле нового силового повышающего трансформатора, устанавливаемого в ТашТЭЦ, и определяют перегрев внутренних узлов трансформатора, наличие частичного разряда, ухудшение изоляции и пр. При наличии местного перегрева и разряда качество масла изменяется и выделяется незначительный газ, который затем распространяется в масле. Для предотвращения таких явлений проводят непрерывный мониторинг за состоянием изоляции, проверяя изменение по составу и количеству газа в масле силовых трансформаторов ТЭЦ.

#### С. Определение полного сопротивления в процентах трансформаторов для внутренней электроэнергетики

Спецификация трансформаторов для новой системы, полученная от ТашТЭЦ, представлена в нижней таблице.

Табл. 2-4-11 Спецификация новых трансформаторов

Устанавливаемые трансформаторы	Трансформаторы блока	Трансформаторы для внутр. электр.	Высоковольт. вспомогат.	Резервные трансформаторы
Тип места установки	Вне помещения	Вне помещения	Вне помещения	Вне помещения
Типоразмер	TDH-40	ТМН-6.3	ТС-630	ТВДН-10
Фазы	3 фаз	3 фаз	3 фаз	3 фаз
Номинальное напряжение	115/11 кВ	11/6.3 кВ	6.3/0.4 кВ	110/6.3 кВ
Емкость	40000 кВА	6300 кВА	630 кВА	10000 кВА
Способ соединения	Y0/Δ-11	Y/Y0—o	Δ / Y0-11	Y0 / Δ -11
Полн. сопротивл. в процентах	10.5	8.0	5.5	10.5
СТ	600/5	600/5	—	300/5

(Источник) Ответ от ГАК «Узбекэнерго»

Как уже сказано выше, в зависимости от результатов международного тендера на энергоблок ЛСА возможны различные варианты спецификации поставляемого изготовителями оборудования. Так как в зависимости от типов энергоблока вспомогательное оборудование, размещаемое в ТЭЦ, будет различаться производительностью, на настоящем этапе трудно определить спецификацию электрооборудования новой системы. На основе плана ГАК «Узбекэнерго» предположили примерную производительность производственного оборудования и установили временно спецификацию трансформаторов. В частности, трудно определять полное сопротивление в процентах трансформаторов для внутренней электроэнергии. Далее будут описаны ключевые моменты для выбора полного сопротивления в процентах для обычных трансформаторов для внутренней электроэнергии, что является ответом на пожелания ГАК «Узбекэнерго».

- (а) Условия выбора полного сопротивления в процентах трансформатора
- Сопротивление должно быть на таком уровне, чтобы трехфазный ток короткого замыкания во внутренней цепи ТЭЦ был ниже, чем ток отключения выключателя (нижний предел).
  - Сопротивление должно быть на таком уровне, чтобы при пуске самого мощного вспомогательного оборудования, например, питательный насос и пр., коэффициент падения напряжения был в пределах 15% (верхний предел).
  - Следует учесть колебание цены на изготовление трансформаторов для внутренней электроэнергии в размере порядке + 10 % ~ - 10 % (согласно нормам Узбекистана) .

#### Нижний предел

$$F3 \times I_c > (Q_t / (\sqrt{3} \times 6.9) \times F1 \times (100 / (Z_t + Z_1)) + (Q_m / \sqrt{3} \times 6.69) \times F2 \times 100 / Z_m$$

F3 : коэффициент асимметричного затухания выключателя

Ic : номинальный ток отключения выключателя (кА)

Qt : емкость трансформатора (МВА)

F1 : коэффициент асимметричного затухания трансформатора

Zt : полное сопротивление трансформатора (%)

Z1 : полное сопротивление первичной стороны трансформатора (%)

- $O_m$  : суммарная мощность электродвигателя (МВА)  
 $F_2$  : коэффициент асимметричного затухания электродвигателя  
 $Z_m$  : полное сопротивление на заторможенном роторе эл.двигателя (%)

Верхний предел

$$E > (Z_t / Q_t) \{ (R/X)(Q_t - P / \eta \times \cos \varphi) \times \cos \varphi' + (P / \eta \times \cos \varphi) \times K' \times \cos \varphi'' \} \\ + \{ Q_t - P / (\eta \times \cos \varphi) \} \times \sin \varphi' + (P / \eta \times \cos \varphi) \times K' \times \sin \varphi'' \}$$

- $E$  : коэффициент понижения напряжения (%)  
 $R/X$  : реактивное сопротивление трансформатора  
 $P$  : мощность самой мощного эл.двигателя (МВт)  
 $\eta \times \cos \varphi$  : КПД x коэфф. мощности самого мощного эл.двигателя  
 $\cos \varphi''$  : коэфф. мощности при пуске самого мощного эл.двигателя  
 $\cos \varphi'$  : средн. коэфф. группы эл.двигателей, кроме самого мощного эл.двигателя  
 $K$  : пусковое увеличение самого мощного эл.двигателя  
 $K'$  : корректирующее увеличение при пуске самого мощного эл.двигателя

По вышеуказанным формулам вычисляют нижний и верхний пределы, с учетом колебания цены на изготовления в Узбекистане, полное сопротивление трансформатора составляет нижний предел  $\% < Z_t <$  верхний предел.

При пробном расчете емкость трансформаторов для внутренней электроэнергии, - 6,3 МВА, полное сопротивление в процентах, - 8%.

(5) Разделенные по фазам шины

Основная цепь первичной стороны от выхода генератора, - 11 кВ, она является важной цепью, которая передает выработанную генератором электроэнергию на силовые трансформаторы и трансформаторы для внутренней электроэнергии. Так как в цепи генератора пропускающий ток и ток короткого замыкания, - оба большей силы, используют разделенные по фазам шины, которые обладают высокими механическими и электрическими характеристиками. В энергосистемах старого типа в бывшем СССР соединение осуществляется, как правило, с помощью кабеля. С точки зрения цены, имеется выбор кабельного соединения для главной цепи первичной стороны, но с точки зрения долгосрочной надежности безопасности оборудования, рекомендуется применение разделенных по фазам шин.

Разделенные по фазам шины, в которых медные или алюминиевые проводники размещены раздельно по фазам в металлической оболочке и обеспечено полное разделение фаз, не подвергаются межфазовому замыканию и электрическим ударам, а также обладают хорошей диэлектрической прочностью и пропускаемостью. Благодаря полностью герметичной конструкции обеспечивается хорошая герметичность. В случае большой мощности применяется метод принудительного охлаждения воздушным охладителем и вентилятором. В случае ТашТЭЦ мощность невелика, поэтому используют разделенные по фазам шины с естественным охлаждением.



(6) Высоковольтные выключающие устройства, энергоузлы, выключатели центра управления

Внутренний источник ТЭЦ состоит по классам напряжения из закрытого распределительного щита высоковольтного класса 6 кВ (общеизвестного как «метакла»: М/С), энергоузлов низковольтного класса 400 В (Р/С, другое название L/С) и центра управления (С/С). Комплекующие закрытого распределительного щита, - устройства и приборы, составляющие основную цепь, такие как выключатели, защитное реле, измерительные трансформаторы, шины и прочие, управляющие цепи, такие как измерительные приборы, индикаторные лампочки, вспомогательное реле, управляющие выключатели и прочие, а также поддерживающие изоляторы шины, дверцы, задвижки и пр.

\* Закрытый распределительный щит (М/С)

Подает электроэнергию на мощные высоковольтные электродвигатели и высоковольтные нагрузки (силовые трансформаторы и пр.); имеются разные типы выключателей, но в электрической комнате ТЭЦ устанавливают вакуумные выключатели.

\* Центр мощности (Р/С)

Подает электроэнергию на среднечастотные низковольтные электродвигатели, нагрузки центра управления, нагрузки распределительного щита и пр. Применяют воздушные выключатели.

\* Центр управления (С/С)

Маломощные низковольтные электродвигатели и электромагнитные клапаны, а также на обычные источники питания и пр. Создают по фидерам блочные структуры автоматических выключателей без плавкого предохранителя и электромагнитных контакторов.

(7) Высоковольтные электродвигатели

В ТашТЭЦ используются много электродвигателей для привода вспомогательного оборудования, которые составляют одну из важных функций электрооборудования. В данной ТЭЦ используют, в основном, трехфазные индукционные электродвигатели. Они делятся по напряжениям на высоковольтные (6.3 кВ) и низковольтные (400 В · 220В), а также делятся по монтажному способу (на вертикальные и горизонтальные), по видам обмотки (на короткозамкнутые и обмоточные) и по назначению. Кроме тех случаев использования обмоточных электродвигателей, когда требуются особые условия, как регулировка скорости, характеристики пускового крутящего момента и пр., например, у мостовых кранов, используют обычно короткозамкнутые электродвигатели. Кроме того, в качестве меры по защите электродвигателя, нужны (1)защита от перегрузок, (2)защита от короткого замыкания, (3)защита от замыкания на землю.

(8) Защитное реле эл.двигателей и трансформаторов

В качестве защитного реле для существующего оборудования ТашТЭЦ установлен за задней стороне стоечной панели в центральной диспетчерской релейный щит электромагнитного типа с подвижными контактами, старого образца бывшего СССР. От каждого защитного реле потребуются повышенные рабочие характеристики для защиты оборудования и энергосистемы, быстро реагирующей на защиту энергетической установки. Таким образом, для оборудования новой системы следует применять статическое полупроводниковое реле и внедрить систему с достаточными техническими характеристиками и надежностью в релейном помещении. Применение статического щита позволяет существенно сократить монтажное пространство,

(9) Система бесперебойного энергоснабжения постоянного тока

Система бесперебойного энергоснабжения не только используется для общего управления, но и является важным устройством для безопасного останова агрегатов и для дополнения при аварийном прекращении электричества всей ТЭЦ во время ее эксплуатации. Источник переменного тока для зарядного устройства соединяется с центром управления, получающим электропитание от аварийного генератора. Основная часть СБЭ состоит из «конвертора», преобразующего переменный ток в постоянный, «инвертора», создающего стабильный источник переменного тока, и «аккумулятора», служащего источником питания при резервировании в случае прекращения подачи питания. Кроме того, сюда включаются и «перепускные контры» и «переключатели непрерывного режима работы», которые мгновенно переключают инвертор и перепускной контр. С учетом случаев аварии зарядного устройства и его техобслуживания, следует обеспечить две системы зарядного устройства, так что даже при останове одной системы другая система обеспечит заряд аккумулятора.

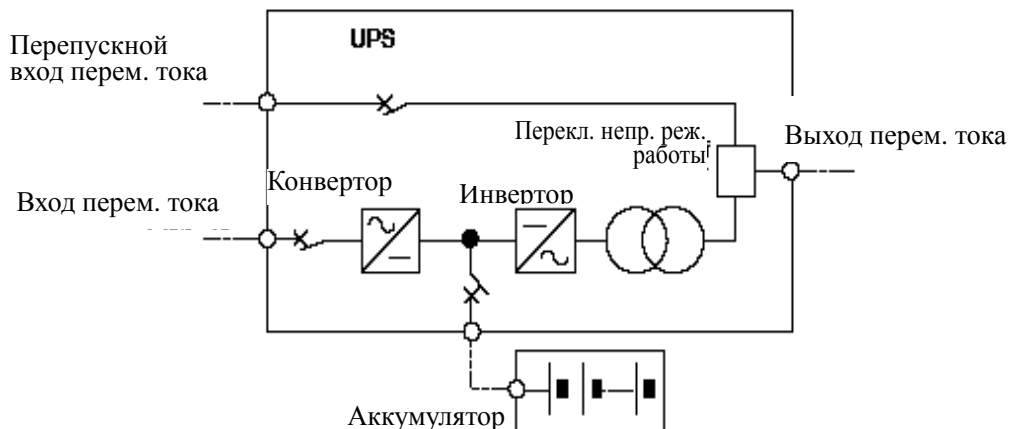


Рис. 2-4-10 Блок-схема системы бесперебойного энергоснабжения пост.тока

(10) Аварийный дизельный генератор

С целью досрочного восстановления ТЭЦ после аварий и стабильного энергоснабжения устанавливают аварийный дизельный генератор с мощностью и способом пуска, удовлетворяющий требованиям:

- безопасного останова агрегатов,
- обеспечения источника питания для безопасности во время прекращения электричества и
- подготовки к досрочному пуску после повторного включения электропитания в случае, если Ташкентская ТЭЦ полностью приостановлена из-за аварии энергосистемы или внутреннего источника питания.

В случае, когда по авариям приостановлен постоянный источник питания или произошло аномальное снижение напряжения, минимальное реле подает команду на устройство автоматического пуска, исполнительный орган запускается и при приближении к номинальному числу оборотов напряжение генератора стабилизируется с помощью статического возбудителя, после подтверждения отсутствия напряжения в аварийном центре управления аварийный выключатель включения питания автоматически включается. При выборе мощности генератора производят расчет общей мощности нагрузок объектов. Выбор мощности двигателя также производят на основе мощности

нагрузки. При этом следует обратить внимание на следующие моменты:

- под номинальной нагрузкой мощность должна быть достаточной.
- при пуске электродвигателя коэффициент нагрузки генератора устанавливается менее 150%, а коэффициент перегрузки двигателя, - менее 110%.
- При выборе мощности игнорируют нагрузки, работающие с перерывами, такие как электромагнитные клапаны, так как они маломощны и работают кратковременно и их одновременное включение исключается.
- При выборе мощности делят нагрузки на группы: 1-я группа (нагрузки электродвигателей, нагрузки трансформаторов, нагрузки сопротивлений) и 2-я группа (нагрузки электродвигателей). На основе мощности оборудования этих групп определяют мощность двигателя. Нужно производить расчет потребляемой мощности при нормальном состоянии, затем при возвращении в нормальное состояние после включения первой группы мощности и в тот момент, когда включается первая группа оставшегося оборудования нужно производить расчет мощности. Затем после того, как вся первая группа включается и нормальное состояние возвращается, нагрузки второй группы последовательно включаются, в заключение самая мощная из второй группы нагрузок (ротационные масляные насосы и пр.) запускаются, и в это момент производят расчет.

#### (11) Система управления ТЭЦ

Система управления электростанции как мозговой центр является очень важным средством, которое позволяет осуществить тотальную защиту, мониторинг и управление всей электростанции. От электростанций требуются технические характеристики в широких диапазонах, такие как стабильное электроснабжение, высокий КПД, высокие эксплуатационные качества, экологическая безопасность и прочие. По этой причине мониторинг и управление электростанций совершенствуются и в последнее время основным направлением в этой области стала система человеко-машинного общения, обеспечивающая более удобное в управлении т.е. более высокое эксплуатационное управление.

В качестве нового оборудования для Ташкентской ТЭЦ внедряется цифровая система измерения и управления, удовлетворяющая этим требованиям. Основной состав системы показан на рис. 2-4-11. Принцип универсальной цифровой системы измерения и управления заключается в распределении функций управления, мониторинга, управления и в централизации информационного контроля. Цифровые устройства управления с микропроцессорами, оснащенные функциями самодиагностики, онлайн-обслуживания, резервирования и пр., располагаются в распределенном положении, эти устройства эффективно объединяются во главе вычислительной машины, а данные об энергосистемах аккумулируются в информацию, необходимую для эксплуатационного управления, централизованное управление энергосистемами Ташкентской ТЭЦ осуществляется на центральном операторском столе мониторинга.

Основная концепция внедрения новой системы управления ТашТЭЦ заключается во внедрении новейших информационных технологий управления, обеспечивающих более высокие качества обслуживания, эксплуатации и надежности, являющиеся важными факторами с точки зрения стабильного снабжения электричеством, паром и горячей водой, а также обеспечения мер по предохранению и безопасности, а также в производстве работ по прокладке кабелей с минимизацией расходов с точки зрения экономичности и в рационализации управляющих устройств. С этой целью в качестве высоконадежной системы следующего поколения для мониторинга и управления внедряют оборудование, совмещающее высокие качества эксплуатации и обслуживания, надежность и экономичность. Система следующего поколения для мониторинга и управления работает в графической среде управления с различным меню для рабочих операций, мониторинга

данных станции, аварийной сигнализации, регулировки сервоклапанов, испытания на ускорение и пр. Кроме того желательно, чтобы при слиянии инструментов по техобслуживанию система оснащалась функциями онлайн-логического мониторинга, индикации динамических данных.

Управление и мониторинг новых энергоблоков осуществляются через пульт управления с ЭЛТ и резервный пульт управления. В этом случае управление и мониторинг должны быть производимы следующим образом:

- В принципе, все операции на ЭЛТ, но выключатели для аварийной остановки энергоблока и прочее как постоянно смонтированная конструкция установлены на пульте управления с ЭЛТ или на резервном пульте управления.
- В качестве мер по устранению неисправностей функций мониторинга на ЭЛТ, даже в случае невозможности мониторинга на ЭЛТ регистрирующие устройства, которые могут продолжать работу под определенной нагрузкой, индикаторы и аварийная сигнализация устанавливаются как постоянно смонтированные устройства на резервном пульте управления.
- Переключатели управления выключателями генератора и приборы для проверки синхронизма установлены как постоянно смонтированные узлы на резервном пульте управления.
- Установка управления и мониторинга состоит из системы распределенного управления, системы информационного управления, системы контроля техобслуживания, сетевой системы и связанных с ними устройств.
- Решение об установке монитора для наблюдения за рабочим состоянием существующего основного оборудования в центральной диспетчерской нового энергоблока будет принято на отдельных переговорах. Включая связь с действующей в настоящее время системой, в дальнейшем будет рассмотрено общее расположение системы.

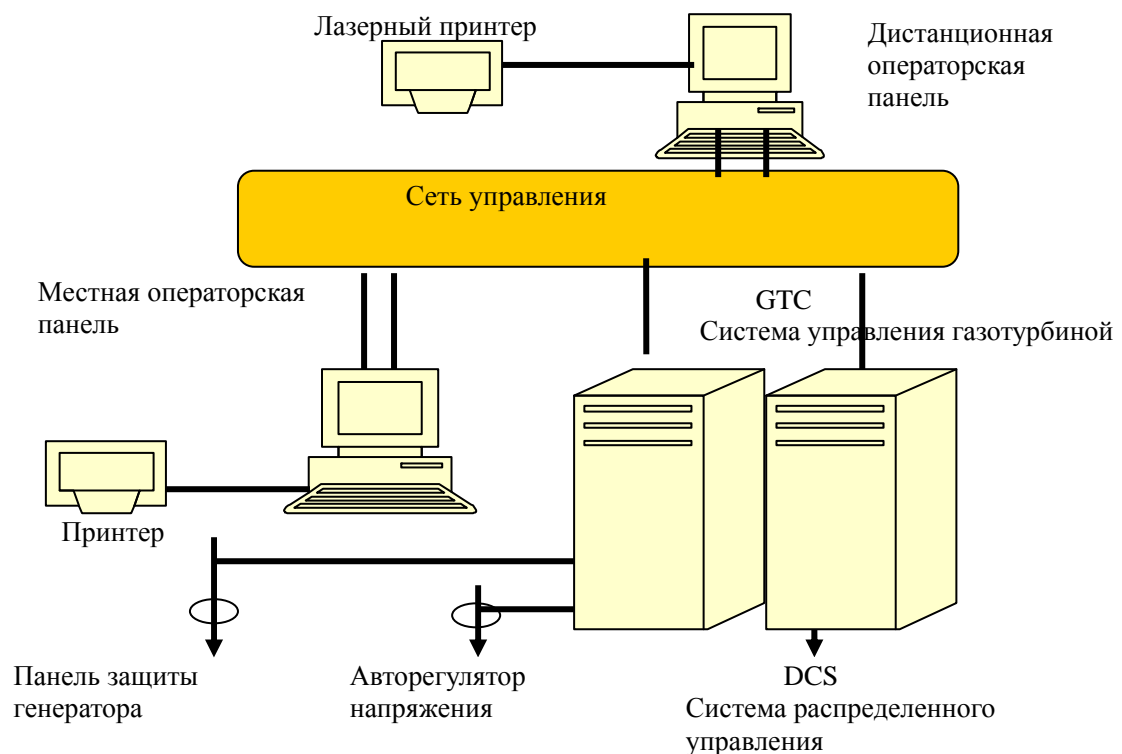


Рис. 2-4-11 Структура системы управления ТашТЭЦ

(12) Средства связи

Как правило, на новой электростанции устанавливают средства связи для передачи информации о защите и эксплуатации энергосистем и управлении оборудованием между станцией, подстанциями, ГАК «Узбекэнерго», пунктом управления распределением нагрузки и другими рабочими подразделениями, а также телефонную связь между внутренними подразделениями ТЭЦ, внутреннюю связь через громкоговорители между рабочим местом энергосистемы и центральной диспетчерской, устройства для переговорной связи с рабочим местом (пейджерная система). Для связи с внешним миром частично соединяют с существующими средствами связи и, если возможно использование, совмещают с пейджерной системой. В перспективе, по мере реализации нового плана модернизации системы связи в целом секторе ГАК «Узбекэнерго» нужно включить ТашТЭЦ в его сеть связи. ГАК «Узбекэнерго» уже выработал план обновления устаревших линий связи ГАК «Узбекэнерго» - ТашТЭЦ – подстанция ЮКСАК с помощью оптоволоконных кабелей и повышения надежности технологии путем создания надежной командной системы электроснабжения.

Средства связи для энергетики имеют следующую классификацию:

- Средства проводной связи . . . . кабели связи
- Средства передачи . . . . передача по линии связи и коаксиальному кабелю, ВЧ-связь по ЛЭП (связь по волне несущей частоты на ЛЭП)
- Средства радиосвязи . . . . мультиплексные средства радиосвязи, передвижные средства радиосвязи

Настоящие средства связи между ТашТЭЦ, пунктами управления распределением нагрузки и подстанциями, в основном, - средства проводной связи и связь по ЛЭП. Данная связь по ЛЭП первоначально не предназначена для коммуникации, поэтому нужно произвести работы для обеспечения ВЧ-связи по ЛЭП. Связь по несущей частоте должна быть осуществлена без помех и без препятствий работе ЛЭП. ГАК «Узбекэнерго» осуществляет связь по волне несущей частоты по ЛЭП между электростанцией и подстанциями. Эти цепи передачи должны обеспечить связь и качество разговора при любых операциях с ЛЭП и даже при их авариях. С этой целью блокирующие обмотки вставлены в линии разветвления и устройства волны несущей частоты соединены с ЛЭП. Эти блокирующие обмотки часто наблюдаются на ЛЭП в г. Ташкенте и распределительных подстанциях. Блокирующие обмотки вставляются в ЛЭП в последовательном порядке для сокращения потери на ЛЭП, вызываемой ВЧ, стабилизации характеристики передачи, предотвращения взаимных помех с другими системами. Однако в качестве перспективной системы связи для энергосистем рекомендуется произвести модернизацию оборудования для создания высоконадежной системы, совмещающей средства кабельной связи с мультиплексными средствами микроволновой радиосвязи. Кроме того, в качестве внутренних средств связи на территории ТЭЦ рекомендуется установить технически более продвинутую внутреннюю пейджерную систему.

Средства связи ТашТЭЦ :

- Линии телефонной связи: ЭС—ГАК «Узбекэнерго»
- Линии телефонной связи: ЭС—подстанция YUKSAK
- Автоматический коммутатор с линией телефонной связи между подразделениями ТЭЦ
- Связь с обычными городскими телефонными линиями
- Связь с линией ЛС
- Телеметрическая линия между ЭС и ГАК «Узбекэнерго» для сообщения об

эксплуатационном состоянии

- Телеметрическая линия между ЭС и подстанцией Уксака для сообщения об эксплуатационном состоянии
- Внутренняя пейджерная система ТЭЦ
- Внутренняя система аварийной и пожарной сигнализации ТЭЦ
- Маломощные радиопередатчики, несколько штук

(13) Средства освещения

Из внутреннего центра управления подается основное электропитание для освещения. От совместного центра управления идут источник питания аварийных ламп, лампа сигнализации препятствий полетам, внутреннее дорожное освещение (низковольтные натриевые лампы), освещение помещений, освещение оборудования на рабочем месте, рабочие лампы для путей. При этом, часть средств освещения, - с автоматическим вкл./выкл. С целью энергосбережения предусмотреть солнечный источник питания для части освещения. Из-за относительной близости к Ташкентскому международному аэропорту важно установить лампы сигнализации препятствий полетам.

## Раздел 3 Анализ энергетической системы

### Оглавление

3.1	Основные технические стандарты.....	1
3.2	Проработка.....	5
3.3	Модель анализа.....	5
3.4	Инструментарий для анализа .....	5
3.5	Анализ потокораспределения мощности и напряжения.....	6
3.5.1	Предположения.....	6
3.5.2	Результаты анализов.....	6
3.6	Анализ тока повреждения .....	21
3.6.1	Результаты анализа.....	21
3.7	Заключение и рекомендации .....	21

## Раздел 3 Анализ энергетической системы

В данном разделе описывается процесс проведения анализа потокораспределения мощности и тока повреждения для изучения воздействия от объединения трех газовых турбин с системой совместного производства теплоты и электрической энергии, в том числе проекта NEDO и существующего.

### 3.1 Основные технические стандарты

В данном пункте описываются технические критерии для планирования и эксплуатации энергетической системы.

#### (1) Потокораспределение мощности

- В условиях непредвиденного случая N-1, энергетическая система возвращается в нормальный режим эксплуатации в течение 20 минут после аварийного режима;
- В непредвиденном случае N-1, максимально допустимый ток оставшихся контуров участка с более чем 2 контурами, должен быть в пределах 120%, что определяется температурой окружающего воздуха при нормальных условиях эксплуатации.

#### (2) Напряжение в системе

Нормальные условия эксплуатации: напряжение системы  $\pm 10\%$  (на шине подстанции)<sup>1</sup>

напряжение системы  $\pm 5\%$  (на зажиме генератора)

Ненормальные условия эксплуатации: напряжение системы +10% (Трансформатор), напряжение системы +15% (распределительное устройство)<sup>2</sup>

#### (3) Ток повреждения

Максимальные допустимые токи повреждения приведены в Таблице 3-1-1.

Таблица 3-1-1 Максимальные допустимые токи повреждения

Напряжение	Максимальный допустимый ток повреждения
220 КВ	40 КА
110 КВ	30 КА

(Источник: Опрос SAESP)

<sup>1</sup> Напряжение на шинах определенных подстанций повышается до напряжения в системе плюс максимум 10% вечером и понижается до напряжения в системе минус 10% ночью. Следовательно, диапазон напряжений, поддерживаемых в системе, установлен на отметке  $\pm 10\%$  (по данным результатов встреч с Государственным диспетчерским центром, ГЭК «Узбекэнерго»).

<sup>2</sup> Согласно данным, приведенным в Таблице 5.3 допустимое перенапряжение оборудования промышленного напряжения, используемого для напряжения 110-750 КВ, Правилам эксплуатации электростанций и сетей, параметры перенапряжения варьируются в зависимости от допустимого периода. В данной работе использовались значения максимального периода (20 минут), поскольку данная работа является моделированием, характеризуемым эффективным значением.



(4) Критерии надежности  
N-1

(5) Линии электропередач, трансформаторы, генераторы  
Номинальные мощности проводов приведены в Таблице 3-1-2.

Таблица 3-1-2 Номинальная мощность проводов

Тип	Допустимый ток* (нормальные условия)	Допустимый ток* (Аварийные условия)	Номинальная мощность (нормальные условия)	Номинальная мощность (аварийные условия)
АС-15 0	364 А	436 А	69 МВ·А	83 МВ·А
АС-18 5	417 А	499 А	79 МВ·А	95 МВ·А

**\*Примечание:** Если температура окружающего воздуха составляет 40°C, максимальный ток составляет 81% от него при температуре 25°C в нормальных условиях и 97% в аварийных (при 25°C – 100% максимального допустимого тока в нормальных условиях и 120% – в аварийных условиях).

(Источник: Государственный диспетчерский центр, ГАК «Узбекэнерго»)

Данные по сопротивлению линий электропередач, трансформаторов и генераторов были предоставлены SAESP. Детали приведены на Рис. 3-1-1 и Рис. 3-1-2 (значения на рисунках составляют 115 КВ, а единица измерения – Ом).

(6) Частота

В условиях нормальной эксплуатации:  $50 \pm 0.2$  Гц  
В условиях ненормальной эксплуатации:  $50 \pm 0.4$  Гц

В случае падения частоты ниже 48 Гц, выполняется операция по снижению нагрузки для восстановления параметров частоты.

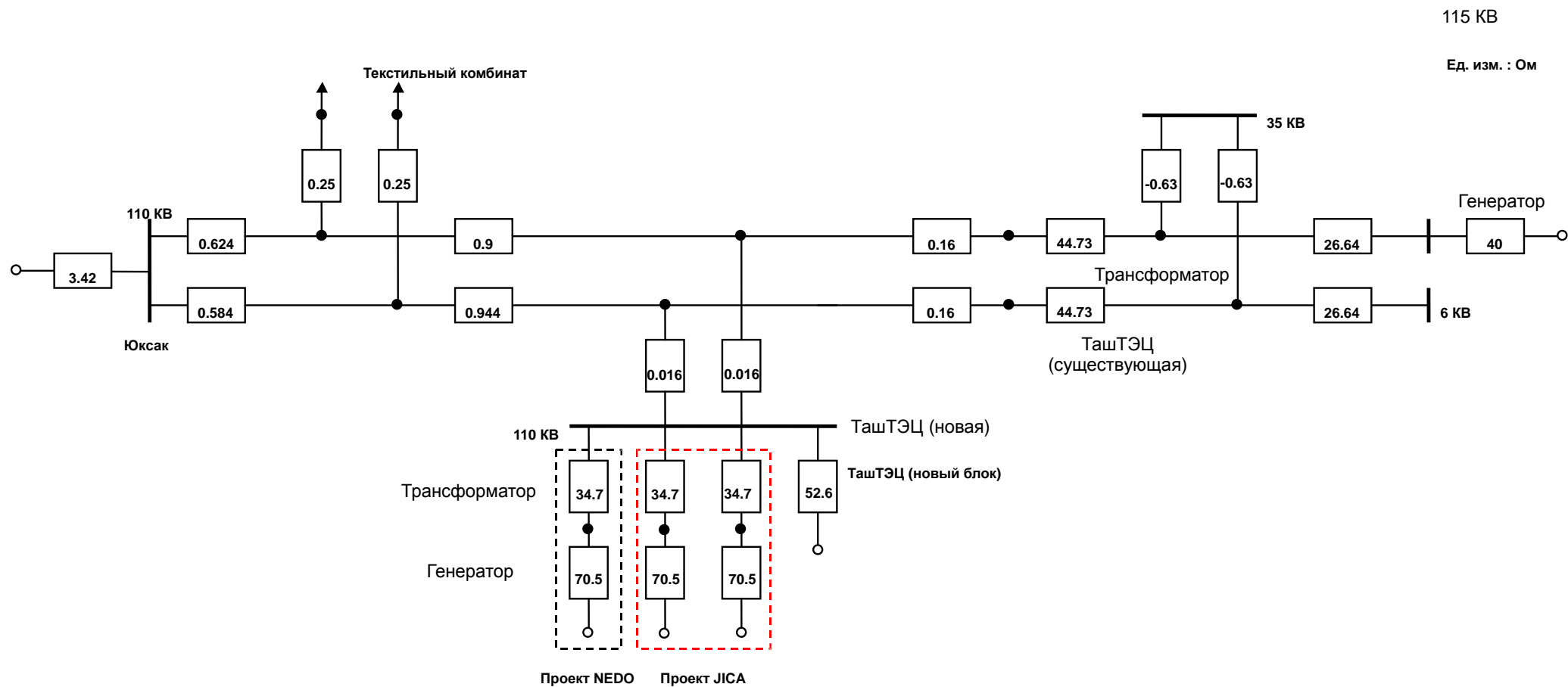


Рис. 3-1-1 Полное сопротивление прямой последовательности

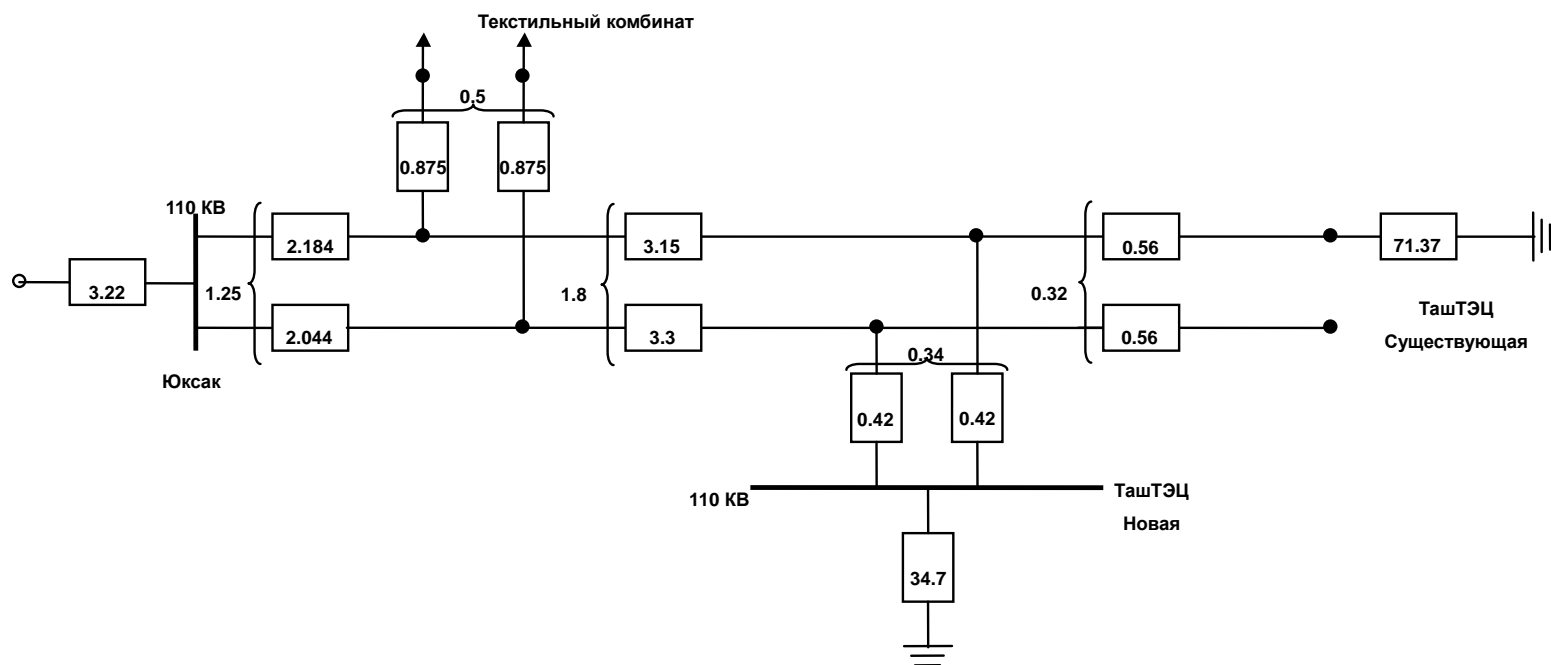


Рис. 3-1-2 Полное сопротивление нулевой последовательности

### **3.2 Проработка**

Несмотря на то, что более целесообразным было бы моделирование системы 2015 года, анализу подвергалась система 2012 года – ожидаемого года ввода в эксплуатацию оборудования, устанавливаемого в рамках проекта ЛСА, в том числе трех блоков газовых турбин системы совместного производства теплоты и электрической энергии из-за недостатка данных по будущим планам (прогноз спроса, план развития энергосистемы и план системы передачи энергии) после 2012 года – года ввода в эксплуатацию оборудования, устанавливаемого в рамках проекта NEDO.

При анализе энергетической системы рассматривались четыре варианта, а именно: условия пиковой и небольшой нагрузки летом и условия пиковой и небольшой нагрузки зимой.

### **3.3 Модель анализа**

Смоделированная система магистральных линий электропередач 110 КВ состоит из существующих ЛЭП, соединяющих Ташкентскую ТЭЦ и подстанцию Юксак, а также три заново соединенные газовые турбины с системой совместного производства тепловой и электрической энергии. Общая протяженность существующих ЛЭП составляет 4.2 км с ответвлением на текстильный комбинат (двухконтурная ЛЭП, протяженность 0.55 км), расположенном в 2.66 км от Ташкентской ТЭЦ. Единоблочная шина неограниченной мощности предполагалась для системы за шиной 110 КВ подстанции Юксак, поскольку были предоставлены только данные по обратному сопротивлению, а детали по постоянным величинам линий были неизвестны. Для модели анализа шина 110 КВ подстанции Юксак рассматривалась как балансирующий узел.

### **3.4 Инструментарий для анализа**

Программное обеспечение PSS/E (Power System Simulator for Engineering – Программное моделирование энергосистемы для проектирования) вер. 31, использовалось для анализа работы системы.

Программное обеспечение PSS/E разработано компанией Siemens Power Technologies International (Siemens PTI) в США. Данное программное обеспечение использовалось рядом предприятий, среди которых электроэнергетические компании энергосистемы общего пользования, проектные организации, образовательные учреждения и т.д. в более чем 115 странах и может рассматриваться как международное универсальное программное обеспечение. Программное обеспечение PSS/E позволяет выполнять ряд функций, связанных с анализом, как например, расчет потокораспределения мощности, анализ напряжения, анализ тока повреждения, анализ стабильности и т.д., при этом точность анализа и результаты обладают высокой степенью надежности.

### **3.5 Анализ потокораспределения мощности и напряжения**

Изучалось влияние подключения 3 газовых турбин с системой совместного производства тепловой и электрической энергии, устанавливаемых в рамках проектов NEDO и настоящего проекта, к существующей системе магистральных ЛЭП на потокораспределение мощности и напряжение.

#### **3.5.1 Предположения**

- Нагрузка, подсоединенная к шине 35 КВ на существующей Ташкентской ТЭЦ, отпускающей электроэнергию в основном в аэропорт, предполагалась равной 50% пиковой и непиковой нагрузки;
- Значения напряжений на шине 110 КВ подстанции Юксак в условиях зимней и летней пиковой нагрузки устанавливались на величины, предоставленные SAESP;
- Напряжение на шине 110 КВ подстанции Юксак может превышать максимальное допустимое напряжение, а именно 121 КВ, поскольку напряжение данной шины повышается до 121 КВ даже в условиях пиковой нагрузки. Следовательно, напряжение на шине подстанции Юксак было установлено на отметке 121 КВ;
- С точки зрения значительности влияния на потокораспределение мощности оставшейся части цепи, приведенной ниже, был выбран вариант N-1.
  - Отказ одноцепного участка между Т-образным разветвлением и шиной новой подстанции;
  - Отказ одноцепного участка между Т-образным разветвлением и Т-образным ответвлением к текстильному комбинату.

#### **3.5.2 Результаты анализов**

Результаты анализа напряжения в условиях пиковой нагрузки летом/зимой (нормальные условия и непредвиденный случай N-1), а также в условиях небольшой нагрузки (нормальные условия и непредвиденный случай N-1) приведены на рисунках ниже. На каждом рисунке синим цветом изображена система 110 КВ, зеленым – система 35 КВ и коричневым – система 6 КВ. Линии оранжевого цвета означают либо перегрузку, либо превышение максимально допустимого напряжения 121 КВ. Значения потокораспределения мощности приведены в МВ·А.

##### **(1) Условия пиковой нагрузки зимой**

###### **А) Нормальные условия эксплуатации**

Результаты анализа потокораспределения мощности показаны на Рис. 3-5-1. Потокораспределение мощности каждого участка линий электропередач находится в рамках номинальной мощности (79 МВ·А, температура окружающего воздуха 40°C), т.е. без перегрузки. Без нарушения напряжения.

В) Непредвиденный случай N-1

Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения показаны на Рис. 3-5-2 и Рис. 3-5-3. Потокораспределение мощности оставшихся цепей находилось в пределах номинальной мощности для ненормальных условий эксплуатации (95 МВ·А, температура окружающего воздуха 40°C). Без нарушения напряжения.

(2) Условия пиковой нагрузки летом

А) Нормальные условия эксплуатации

Результаты анализа потокораспределения мощности показаны на Рис. 3-5-4. Потокораспределение мощности каждого участка линий электропередач находится в рамках номинальной мощности (79 МВ·А, температура окружающего воздуха 40°C), т.е. без перегрузки. Без нарушения напряжения.

В) Непредвиденный случай N-1

Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения показаны на Рис. 3-5-5 и Рис. 3-5-6. Потокораспределение мощности оставшихся цепей находилось в пределах номинальной мощности для ненормальных условий эксплуатации (95 МВ·А, температура окружающего воздуха 40°C). Без нарушения напряжения.

(3) Условия небольшой нагрузки зимой

А) Нормальные условия эксплуатации

Результаты анализа потокораспределения мощности показаны на Рис. 3-5-7. Перегрузки на рассматриваемых участках не было, однако напряжение превысило максимально допустимые значения (1.10pu) на шинах 110 КВ текстильного комбината, существующей Ташкентской ТЭЦ и новой подстанции, поскольку напряжение на шине подстанции Юсак было установлено на максимальное значение напряжения системы, а недостаток реактивного напряжения расходовался из-за небольшой нагрузки. Три генератора газовой турбины с системой совместного производства тепловой и электрической энергии, а также существующий генератор Ташкентской ТЭЦ работал бы в режиме с опережающим током, даже при повышении конечного напряжения генераторов до максимального значения (1.05pu).

В) Непредвиденный случай N-1

Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения показаны на Рис. 3-5-8 и Рис. 3-5-9. Перегрузки на рассматриваемых участках не было, однако напряжение превысило максимально допустимые значения (1.10pu) на шинах 110 КВ текстильного комбината, существующей Ташкентской ТЭЦ и новой подстанции. Три генератора газовой турбины с системой совместного производства тепловой и электрической энергии, а также существующий

генератор Ташкентской ТЭЦ работал бы в режиме с опережающим током, даже при повышении конечного напряжения генераторов до максимального значения (1.05pu).

(4) Условия небольшой нагрузки летом

А) Нормальные условия эксплуатации

Результаты анализа потокораспределения мощности показаны на Рис. 3-5-10. Так же, как и при нормальных условиях эксплуатации в условиях небольшой нагрузки зимой перегрузки на рассматриваемых участках не было, однако напряжение превысило максимально допустимые значения (1.10pu) на шинах 110 КВ текстильного комбината, существующей Ташкентской ТЭЦ и новой подстанции, поскольку напряжение на шине подстанции Юксак было установлено на максимальное значение напряжения системы, а недостаток реактивного напряжения расходовался из-за небольшой нагрузки. Три генератора газовой турбины с системой совместного производства тепловой и электрической энергии, а также существующий генератор Ташкентской ТЭЦ работал бы в режиме с опережающим током, даже при повышении конечного напряжения генераторов до максимального значения (1.05pu).

В) Непредвиденный случай N-1

Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения показаны на Рис. 3-5-11 и Рис. 3-5-12. Так же, как и в условиях непредвиденного случая N-1 в условиях небольшой нагрузки зимой, перегрузки на рассматриваемых участках не было, однако напряжение превысило максимально допустимые значения (1.10pu) на шинах 110 КВ текстильного комбината, существующей Ташкентской ТЭЦ и новой подстанции. Три генератора газовой турбины с системой совместного производства тепловой и электрической энергии, а также существующий генератор Ташкентской ТЭЦ работал бы в режиме с опережающим током, даже при повышении конечного напряжения генераторов до максимального значения (1.05pu).

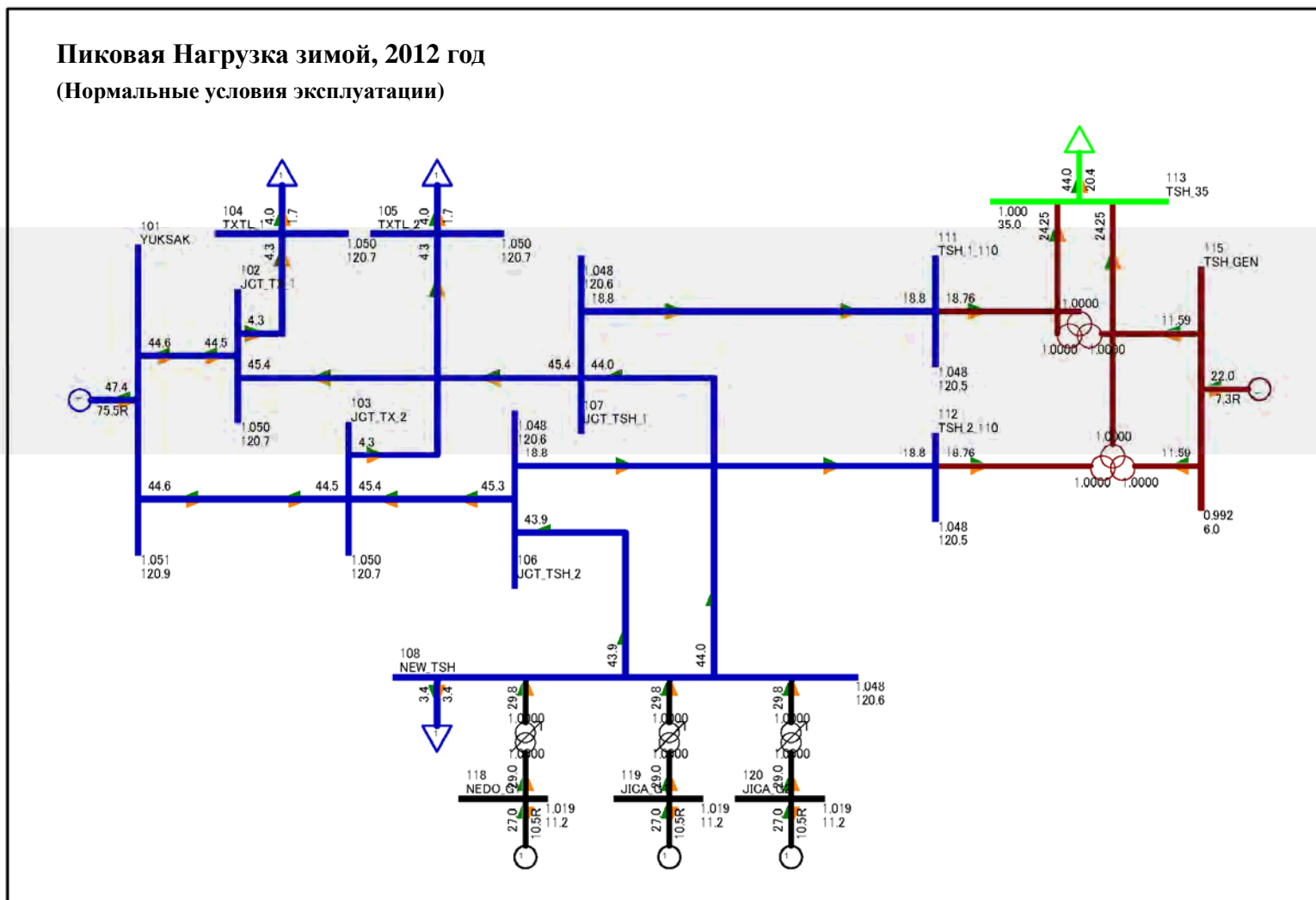


Рис. 3-5-1 Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (пиковая нагрузка зимой, неподвижные условия N-1)



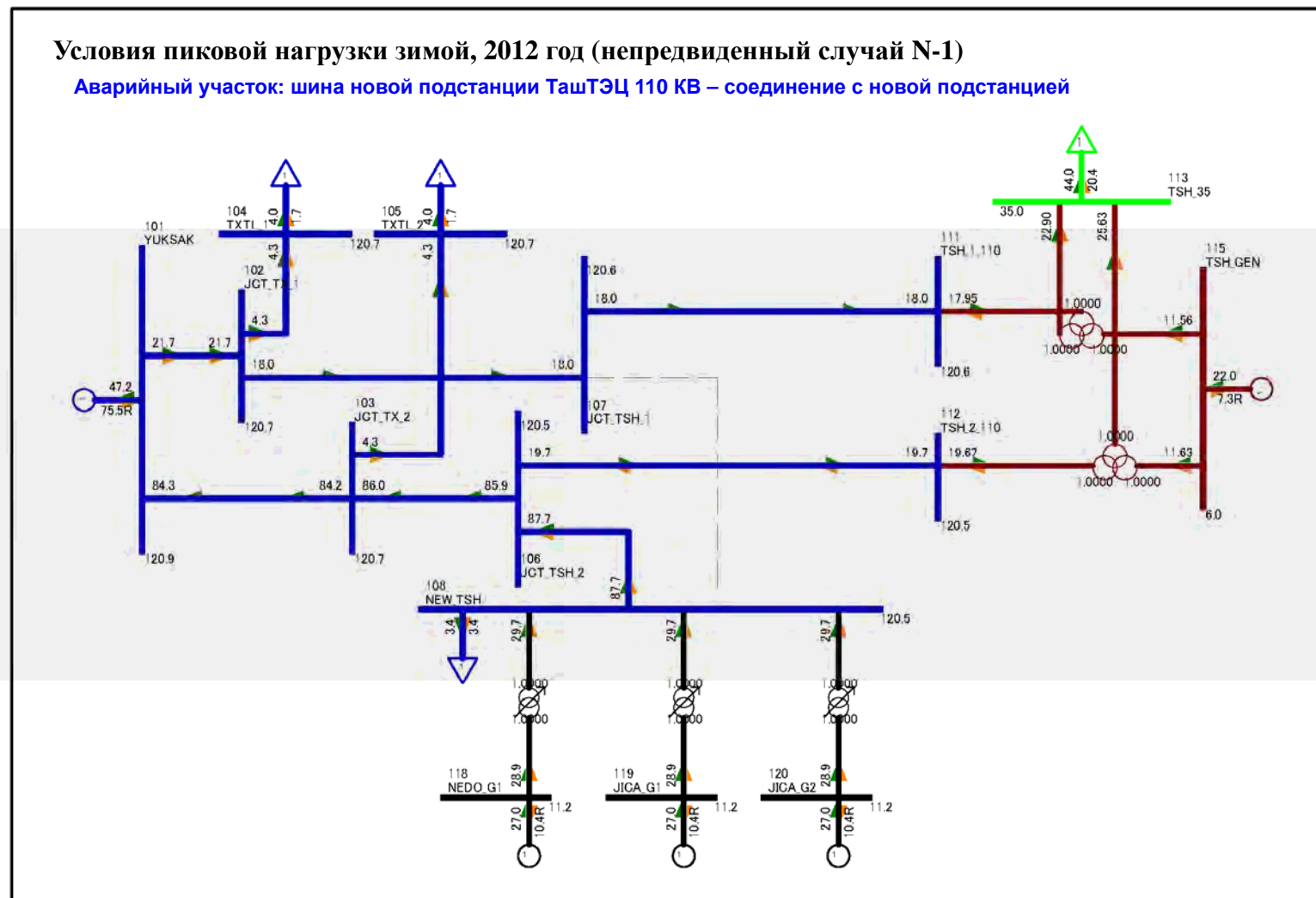


Рис. 3-5-2 Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (пиковая нагрузка зимой, непредвиденные условия N-1)

Аварийный участок: Опора соединения – Новая подстанция

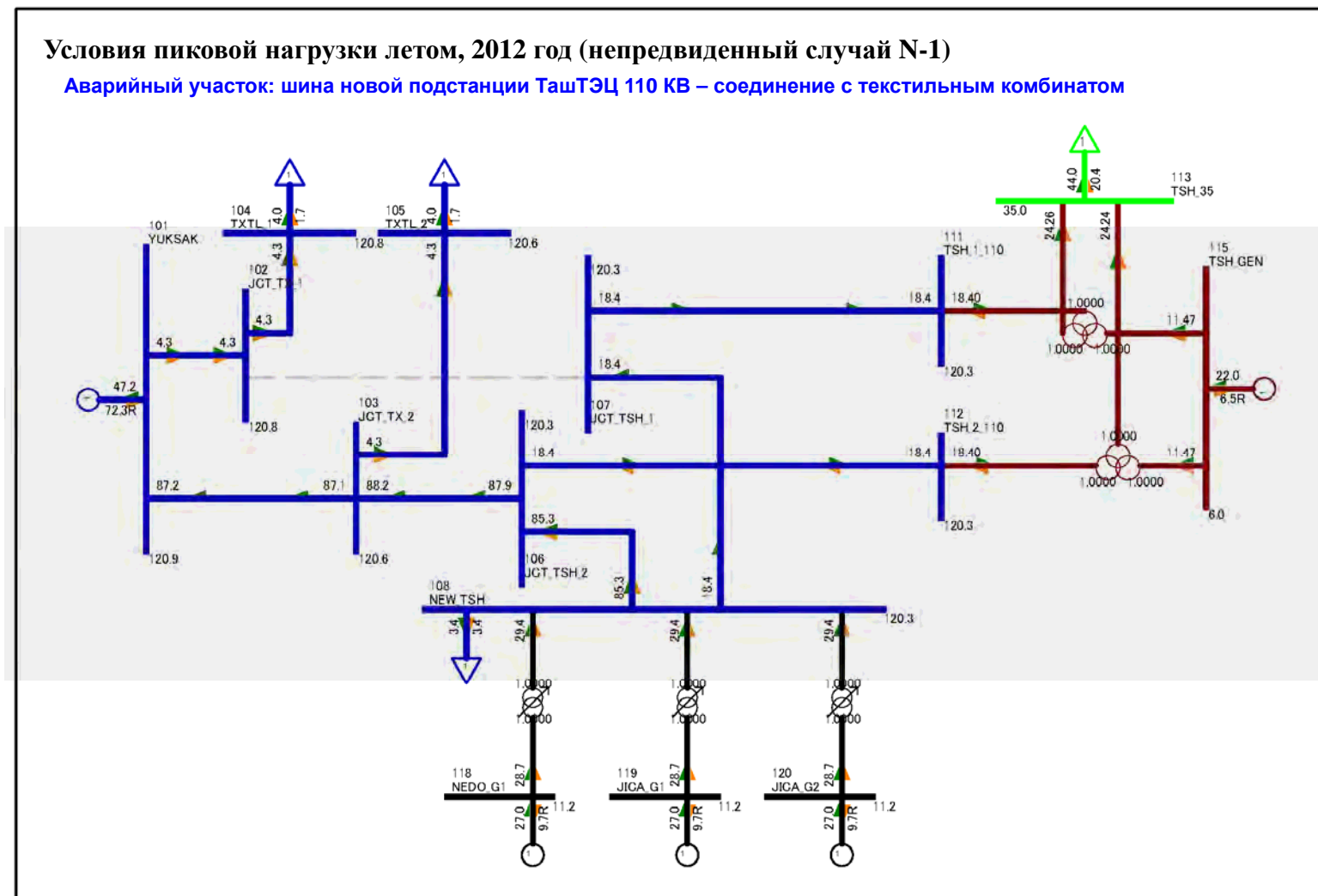


Рис. 3-5-3 Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (пиковая нагрузка зимой, непредвиденные условия N-1)  
Аварийный участок: Опора соединения – Опора соединения к текстильному комбинату

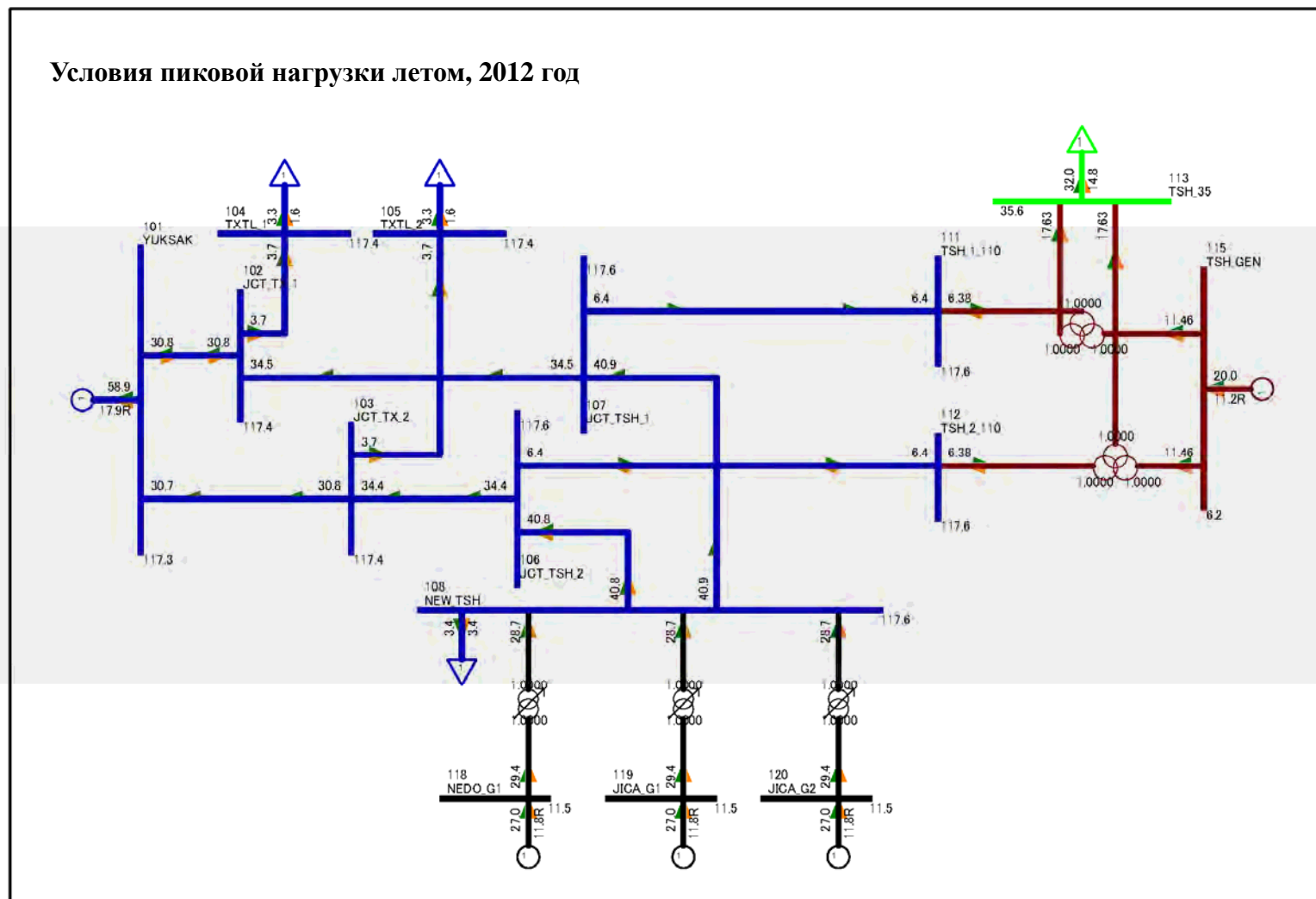


Рис. 3-5-4 Power Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (пиковая нагрузка летом, нормальные условия эксплуатации)

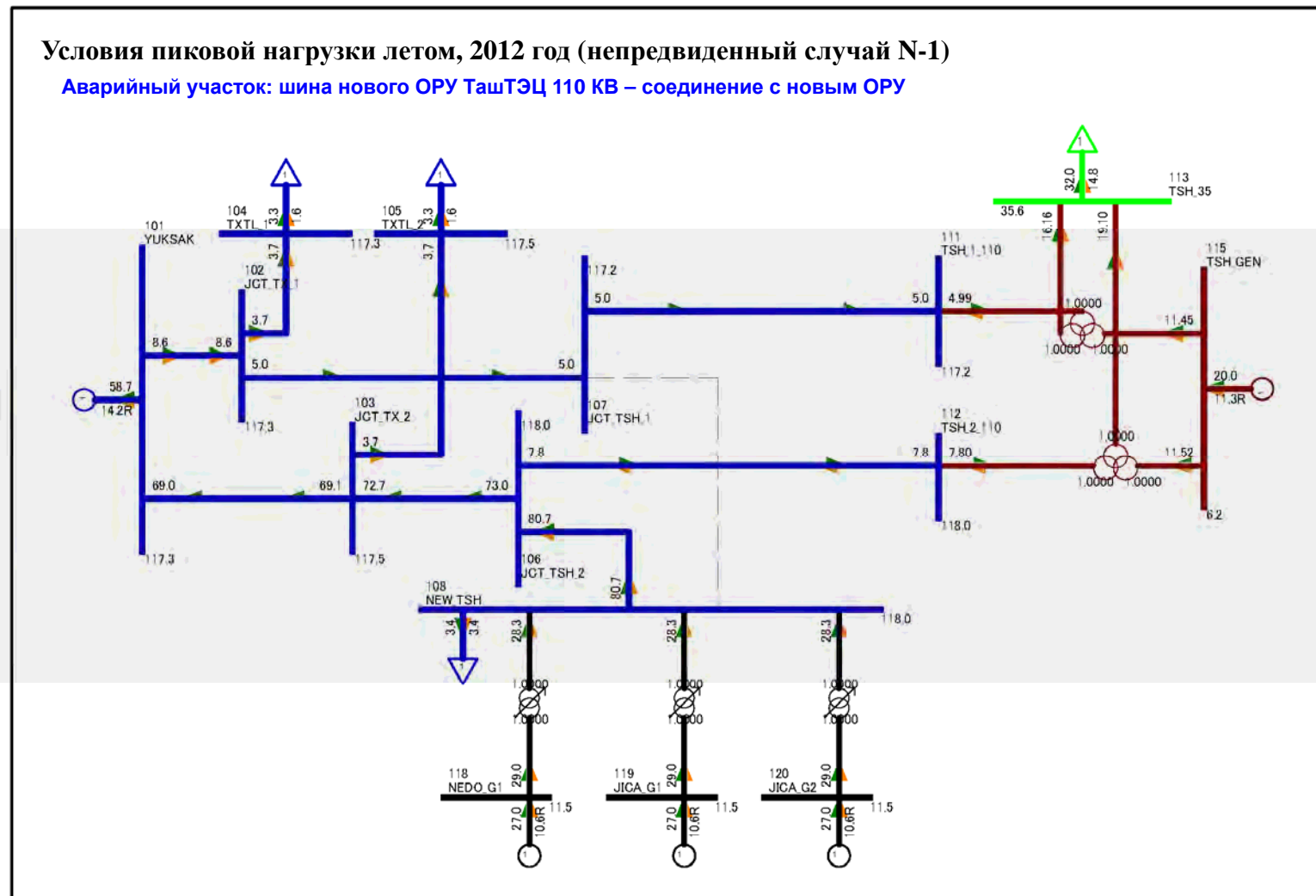


Рис. 3-5-5 Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (пиковая нагрузка летом, непредвиденные условия N-1)

Аварийный участок: Опора соединения – Новая подстанция

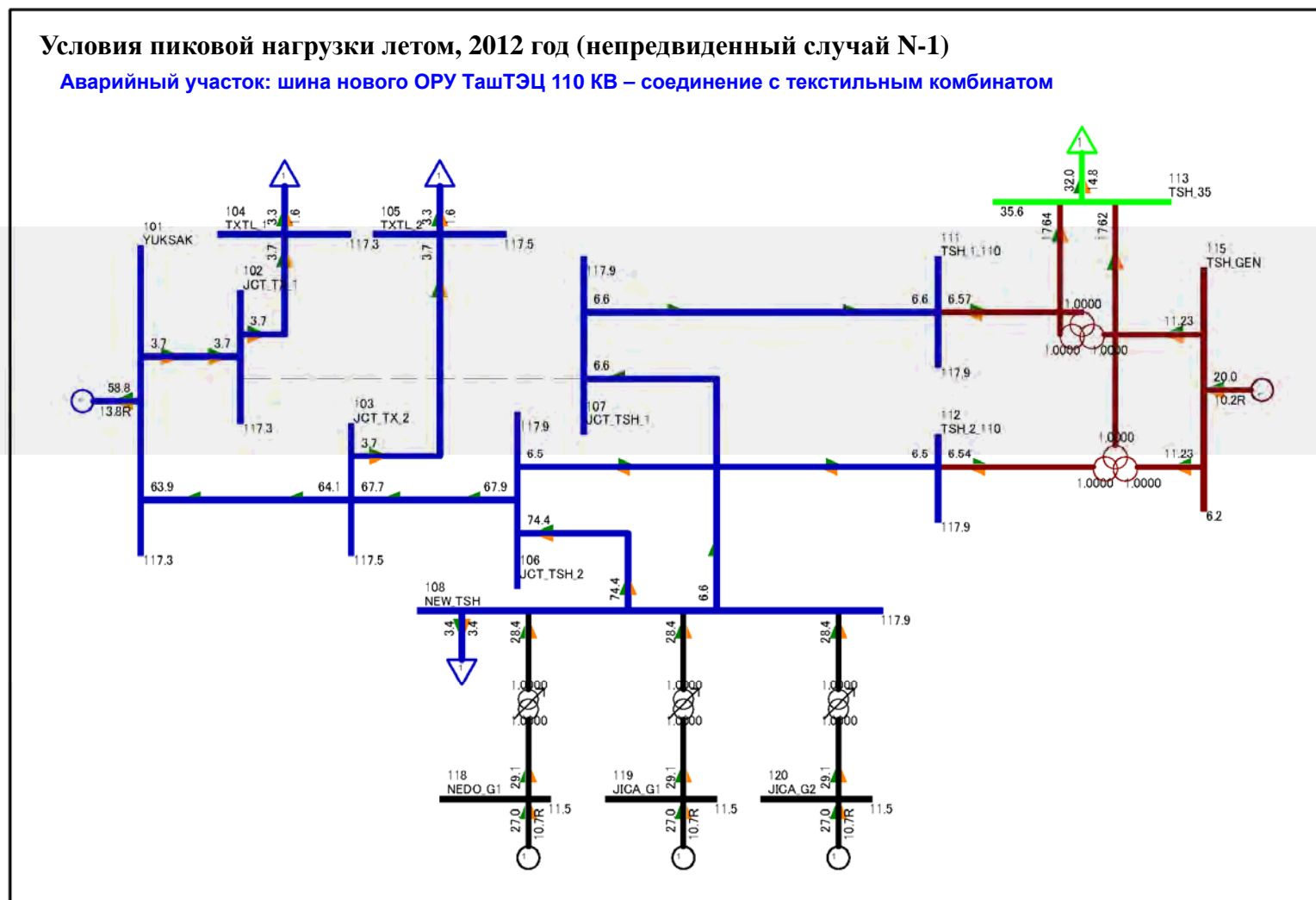


Рис. 3-5-6 Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (пиковая нагрузка летом, непредвиденные условия N-1)  
Аварийный участок: Опора соединения – Опора соединения к текстильному комбинату

Условия небольшой нагрузки летом, 2012 год (нормальные условия эксплуатации)

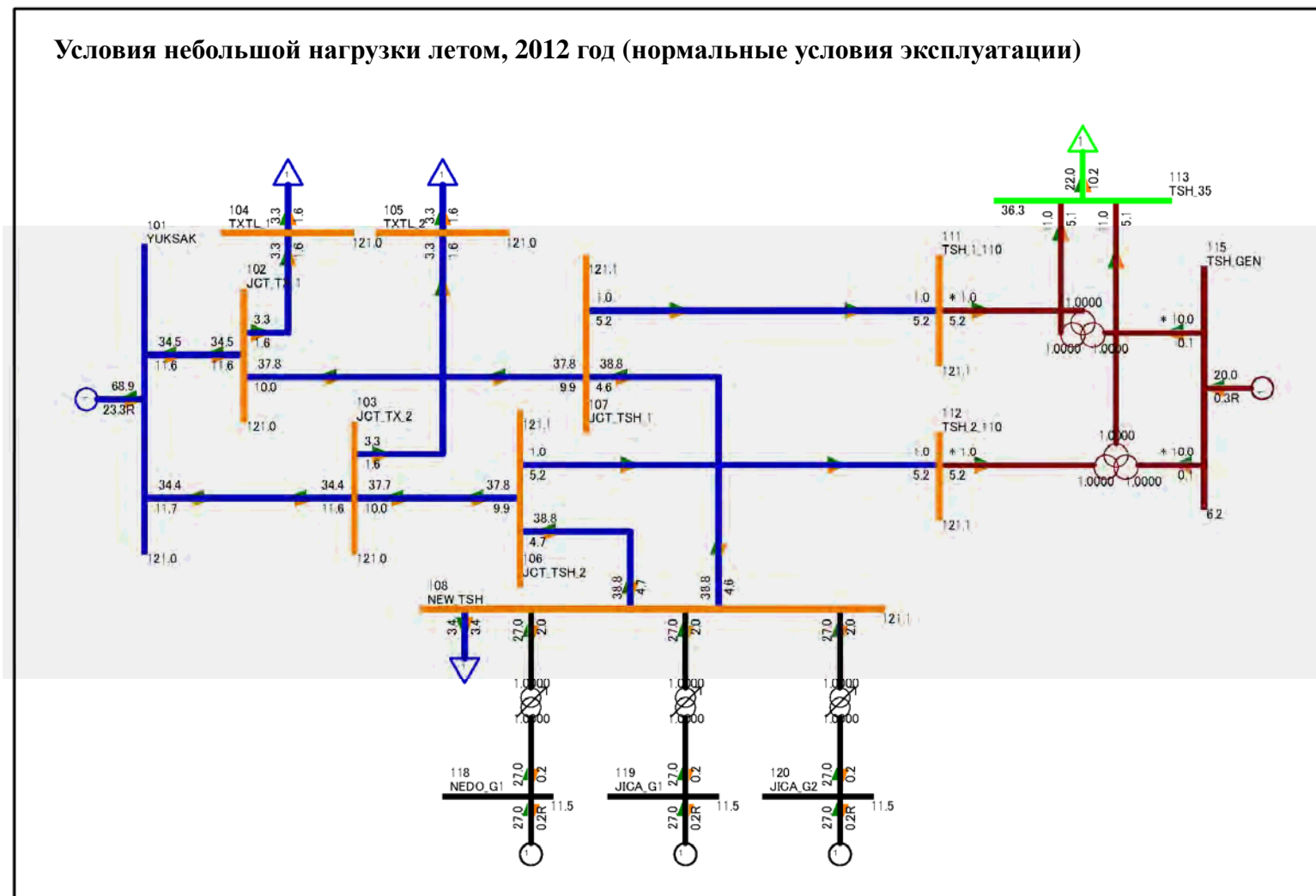


Рис. 3-5-7 Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (небольшая нагрузка зимой, нормальные условия эксплуатации)

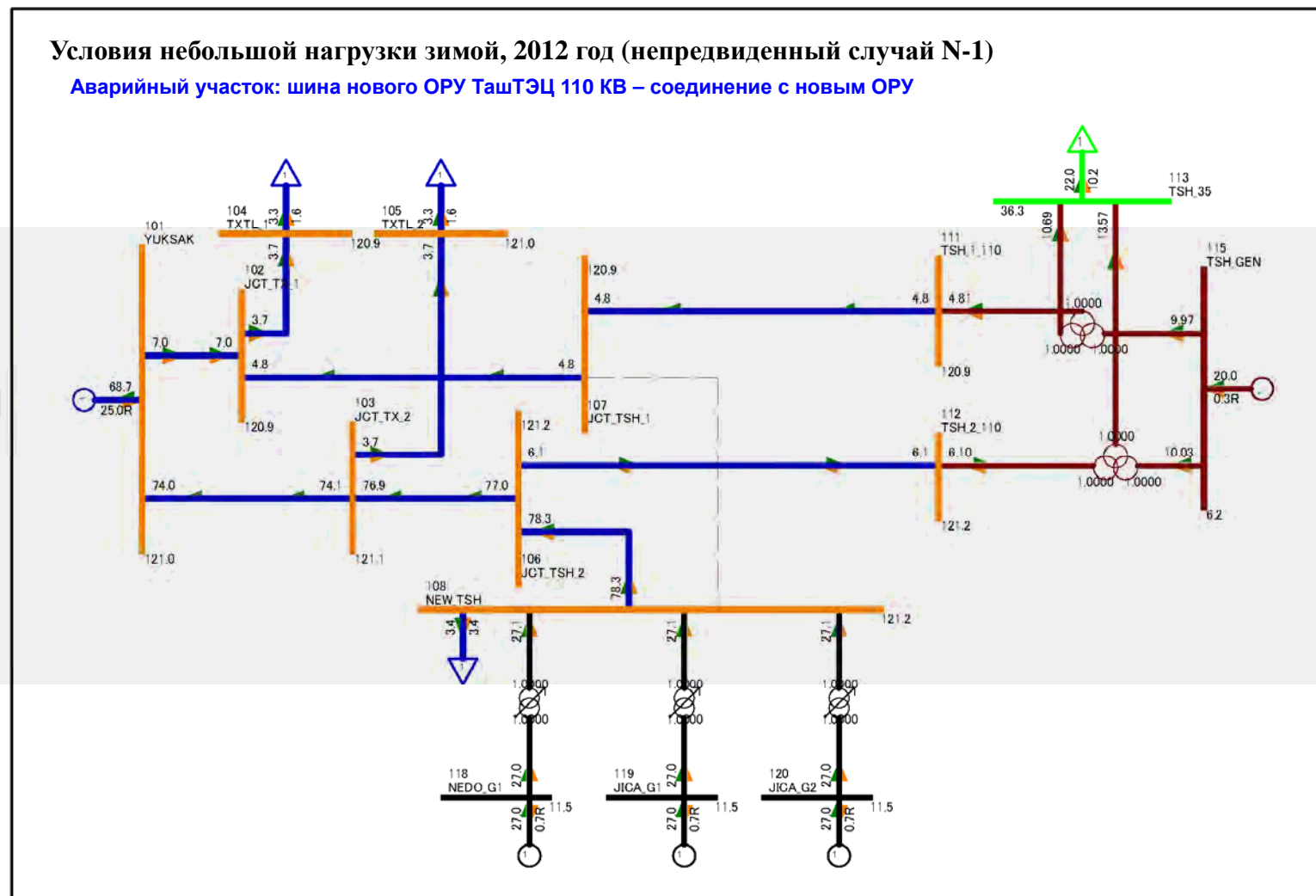


Рис. 3-5-8 Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (небольшая нагрузка зимой, непредвиденные условия N-1)

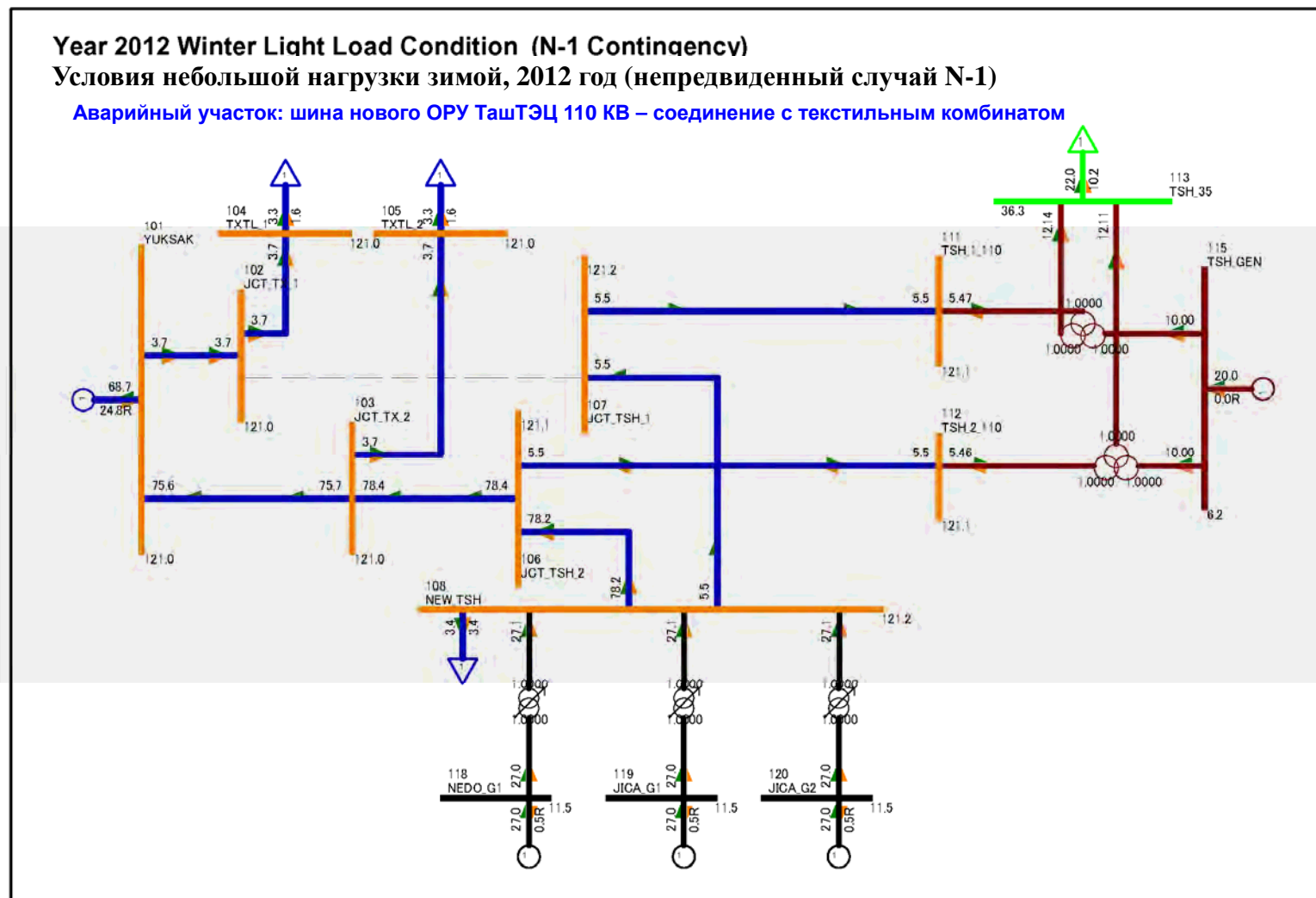


Рис. 3-5-9 Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (небольшая нагрузка зимой, непредвиденные условия N-1)  
Аварийный участок: Опора соединения – Опора соединения к текстильному комбинату



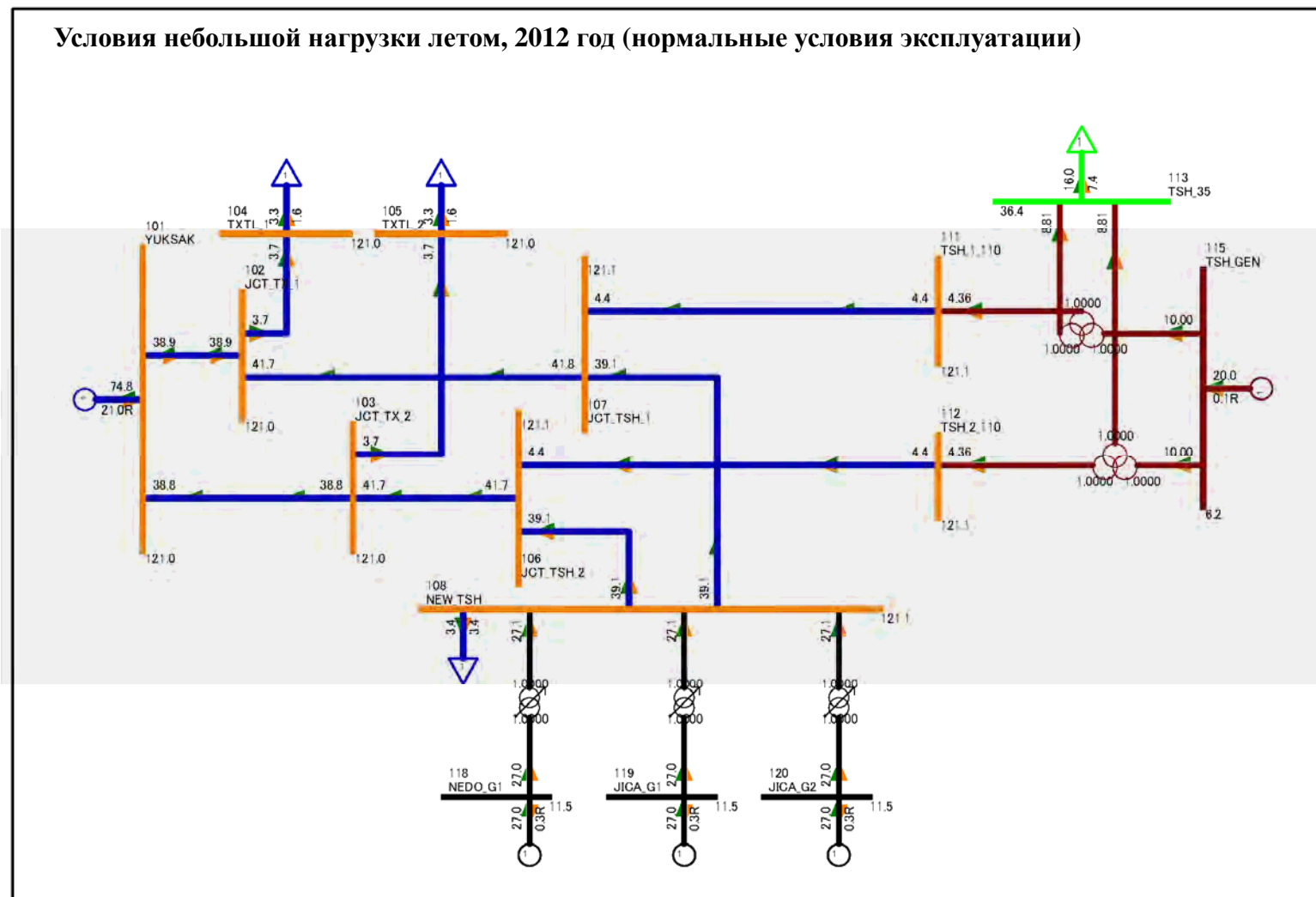


Рис. 3-5-10 Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (небольшая нагрузка зимой, нормальные условия эксплуатации)

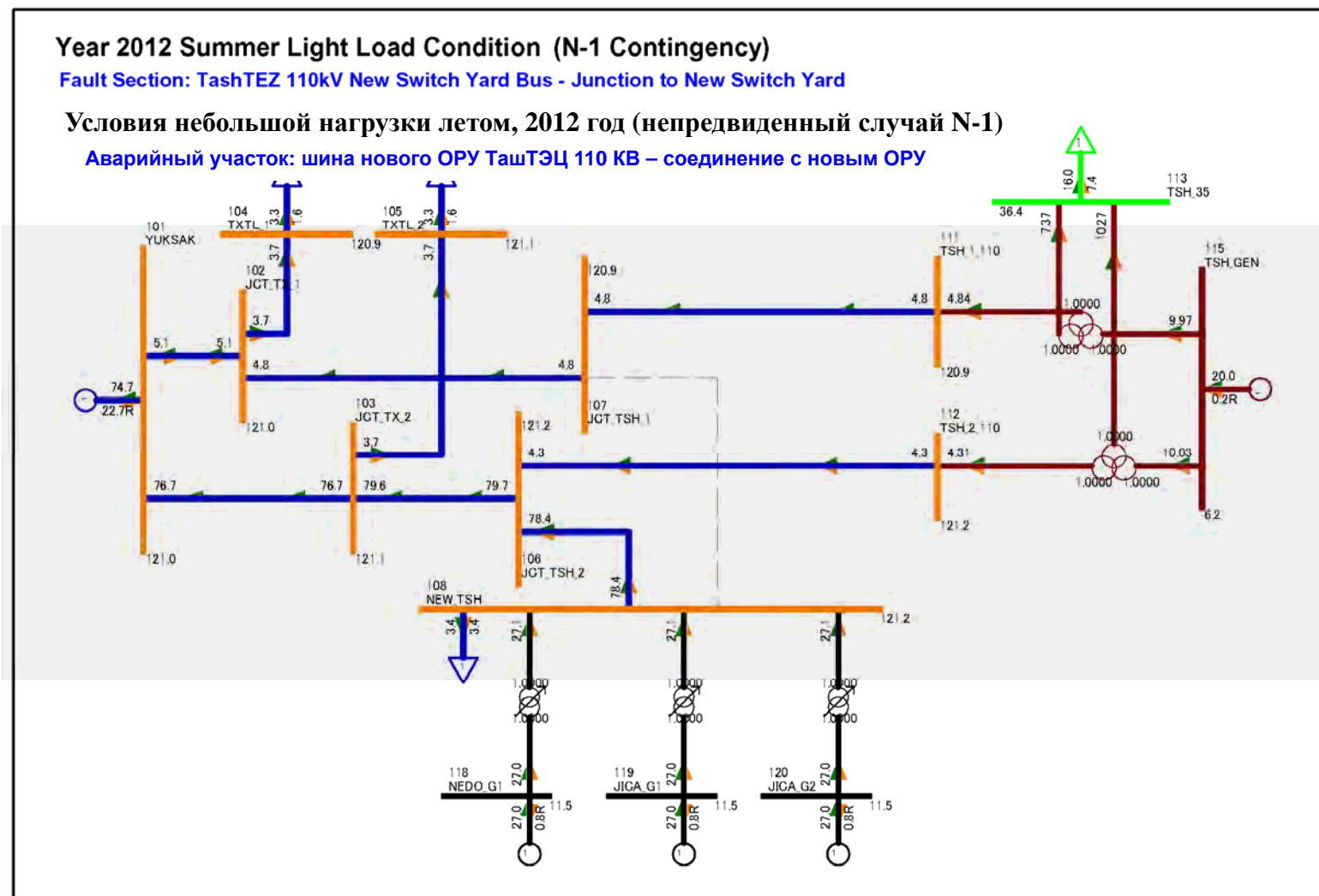


Рис. 3-5-11 Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (небольшая нагрузка летом, непредвиденные условия N-1)  
Аварийный участок: Опора соединения – Новая подстанция

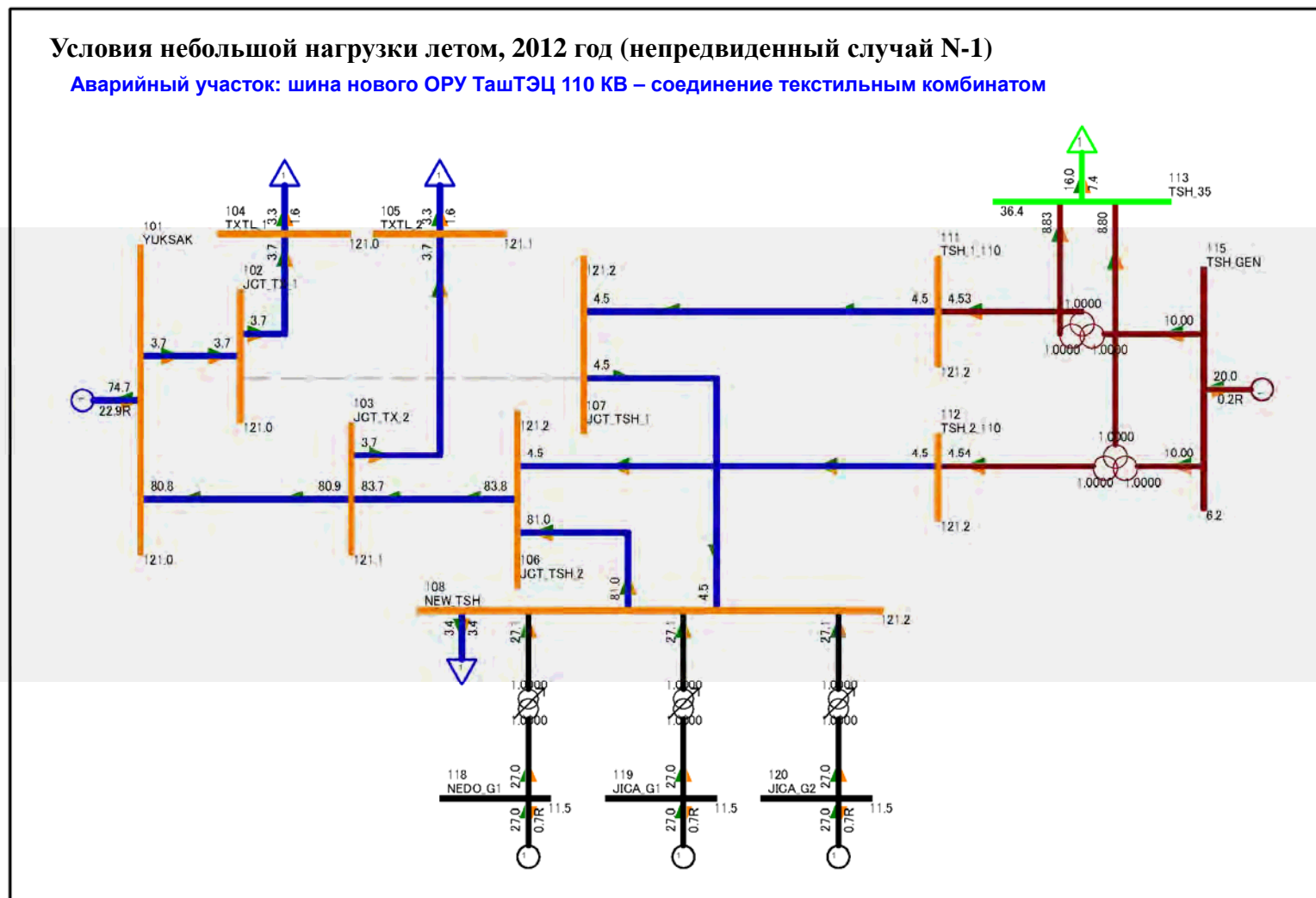


Рис. 3-5-12 Результаты анализа потокораспределения мощности и напряжения (небольшая нагрузка летом, непредвиденные условия N-1)  
Аварийный участок: Опора соединения – соединение с текстильным комбинатом

### 3.6 Анализ тока повреждения

Для системы магистральных ЛЭП были рассчитаны 3-фазный ток короткого замыкания и замыкание на землю, принимая во внимание соединение 3 газовых турбин с системой совместного производства теплоты и электрической энергии данного проекта и проекта NEDO.

#### 3.6.1 Результаты анализа

Данные по 3-фазному току короткого замыкания и замыканию на землю тока повреждения на шине 110 КВ подстанции Юксак, текстильном комбинате, существующей Ташкентской ТЭЦ и новой подстанции приведены в Таблице 3-6-1. Трехфазный ток короткого замыкания и ток замыкания на землю увеличились на 3.1~5.4 КА и 2.9~6 КА соответственно, находясь, однако, в пределах номинальной мощности оборудования 110 КВ (30КА).

Таблица 3-6-1 Результаты анализа тока повреждения

Подстанция/силовая установка	3-фазный ток короткого замыкания (А)		Разница (А)	Ток повреждения замыкания на землю (А)		Разница (А)
	Без GTCS*	С GTCS		Без GTCS	С GTCS	
Юксак	20,282	23,392	3,110	20,427	23,384	2,957
Текстильный комбинат	16,403	19,366	2,963	14,303	16,937	2,634
Ташкентская ТЭЦ (существующая)	13,692	19,112	5,420	11,437	17,438	6,001
Новая подстанция	N/A	20,005	N/A	N/A	18,275	N/A

**\*Примечание:** GTCS – газовая турбина с системой совместного производства тепловой и электрической энергии

### 3.7 Заключение и рекомендации

Анализ потокораспределения мощности и напряжения продемонстрировал, что проводник АС-185 обладает достаточной передаваемой мощностью (79 МВ·А – нормальные условия эксплуатации, 95 МВ·А – аварийные условия) на участке между Т-образным соединением и новой подстанцией. В условиях небольшой нагрузки вся энергетическая система эксплуатируется при относительно высоком напряжении, а напряжение на шине, вероятно, может превысить максимально допустимое напряжение. В предполагаемых неблагоприятных условиях, при которых напряжение на шине подстанции Юксак 110 КВ достигнет значения 121 КВ, значение напряжения превысит его максимально допустимое значение (1.10 pu) на шинах 110 КВ текстильного комбината, существующей Ташкентской ТЭЦ и новой подстанции. Есть вероятность, что три генератора газовой турбины с системой совместного производства тепловой и электрической энергии существующей Ташкентской ТЭЦ будут работать в режиме работы с опережающим током. Для разрешения этих вопросов предлагается

рассмотреть возможность установки реактора параллельного включения на некоторые шины подстанции, а также регулировки ответвления обмотки трансформатора на подстанции Юксак в связи высокой вероятностью перенапряжения. Кроме того, следует изучить возможность проведения дополнительного изучения эксплуатации генератора, как например, регулирование мощности в условиях небольшой нагрузки, для проектов NEDO и JICA.

## Раздел 4      Вспомогательное исследование для подготовки отчета о                   воздействии на окружающую среду

### Оглавление

4.1	Текущая ситуация с состоянием атмосферного воздуха/качеством воды, уровнем шума.....	1
4.1.1	Текущая ситуация с состоянием атмосферного воздуха.....	1
4.1.2	Текущая ситуация с качеством воды.....	4
4.1.3	Текущая ситуация с уровнем шума.....	5
4.1.4	Растительность.....	8
4.2	Результаты оценки состояния атмосферного воздуха и уровня шума.....	10
4.2.1	Результаты оценки состояния атмосферного воздуха.....	10
4.2.2	Результаты расчетов уровня шума.....	18
4.3	Выбор позиций, включаемых в отчет о воздействии на окружающую среду.....	20
4.3.1	Позиции, включаемые в ОВОС в Республике Узбекистан.....	20
4.4	Меры по снижению воздействия и план мониторинга на фазе строительства /..... эксплуатации.....	36
4.4.1	Меры по снижению воздействия на окружающую среду на фазе строительства .....	36
4.4.2	План мониторинга воздействия на окружающую среду на фазе строительства и на фазеэксплуатации.....	43
4.5	График подготовки ОВОС.....	44
4.5.1	Процедура подготовки ОВОС.....	44
4.5.2	Процедура проведения публичных слушаний.....	45
4.6	Проект Заявления о воздействии на окружающую среду.....	47
4.7	Заключение.....	48

## **Раздел 4   Вспомогательное исследование для подготовки отчета о воздействии на окружающую среду**

В свете подготовки Отчета о воздействии на окружающую среду (ОВОС) для проекта ЛСА по модернизации Ташкентской ТЭЦ, хотя описание позиций для Заявления о воздействии на окружающую среду (ЗВОС) и соответствующие нормативные акты были определены во время 1 Фазы обследования, данных, полученных по указанным позициям, оказалось недостаточно для полноценной подготовки ЗВОС.

Поэтому целью настоящего обследования является: оказание содействия в подготовке отчета ЗВОС в соответствии с требованиями «Директив Японского Банка Международного Сотрудничества (JBIC) по вопросам охраны окружающей и социальной среды» (апрель 2002 г.), а также законодательных актов Республики Узбекистан, сбор данных, отражающих фактическое состояние окружающей среды, как например, качество воздуха и воды, уровень шума и расчет таковых с использованием модели расчета и данных, необходимых для расчета, где необходимо, а также обзор мер по снижению воздействия на окружающую среду и плана мониторинга воздействия на окружающую среду во время строительства и эксплуатации.

В дополнение, результаты этого обзора будут сведены в отчет для подготовки и утверждения ЗВОС в Республике Узбекистан, а сводка по содержанию и графику проведения публичных слушаний будет согласовываться с соответствующим органом.

### **4.1   Текущая ситуация с состоянием атмосферного воздуха/качеством воды, уровнем шума**

#### **4.1.1   Текущая ситуация с состоянием атмосферного воздуха**

Узгидромет: Центр гидрометеорологической службы при Кабинете Министров Республики Узбекистан проводит изучение при Государственном комитете Республики Узбекистан по охране природы по мониторингу качества воздуха в Республике Узбекистан.

На Рис. 4-1-1 показано местоположение станции мониторинга качества воздуха около Ташкентской ТЭЦ.

В Таблице 4-1-1 приведены данные, описывающие результаты мониторинга за период с 2006 по 2008 гг. на данной станции, полученные от ОАО «Теплоэлектропроект». Выброс  $\text{NO}_2$  в среднем составляет от 0.05 до 0.06  $\text{мг/м}^3$ , а максимальная концентрация по каждому году варьируется от 0.24 до 0.37  $\text{мг/м}^3$ .

Максимальные значения по каждому году превышают предельно допустимые концентрации (ПДК), принятые в Республике Узбекистан, составляющие 0.085  $\text{мг/м}^3$  в 3.4 раза.

Среднегодовое значение превышает стандартное значение, равное 0.04  $\text{мг/м}^3$ , установленное Всемирной организацией здравоохранения и являющееся международным стандартом (2006 г.) для Международной финансовой корпорации, Общим директивам по охране труда. Считается, что степень загрязнения  $\text{NO}_2$  территории около Ташкентской ТЭЦ довольно высока.

Степень загрязнения  $\text{CO}$  и сажей немного превышает ПДК в Республике Узбекистан, в то время как степень загрязнения диоксидами серы находится на приемлемом уровне.

Данным проектом предполагается строительство газотурбинной установки для выработки энергии. Хотя воздействие на окружающую среду загрязняющими веществами кроме двуоксида азота не рассматривалось, а на фактический высокий уровень двуоксида азота следует обратить внимание.

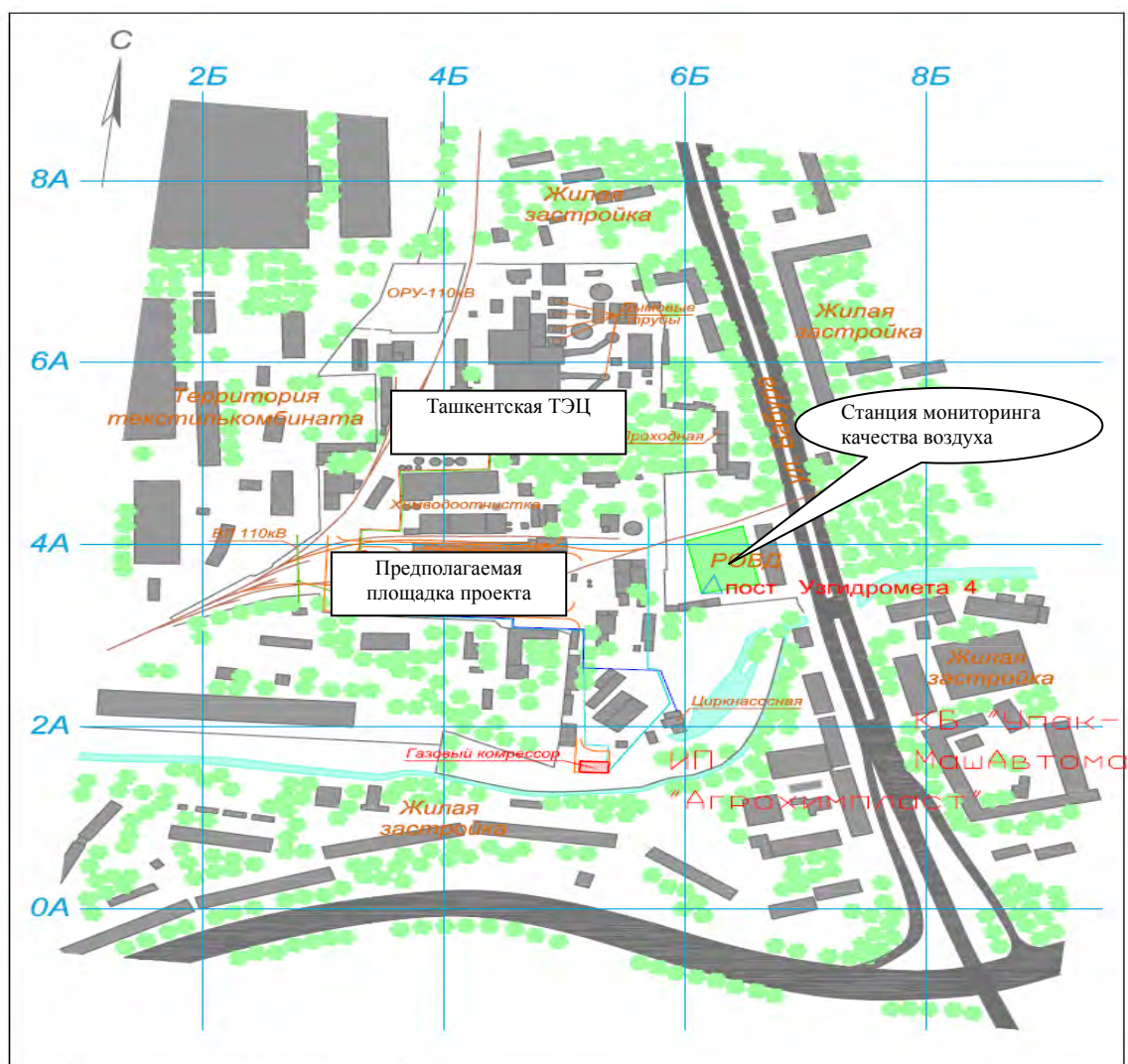


Рис. 4-1-1 Станция мониторинга качества воздуха



Таблица 4-1-1 Результаты замеров и ПДК загрязняющих веществ в атмосферном воздухе

Загрязняющее вещество	2006 г. мг/м <sup>3</sup>		2007 г. мг/м <sup>3</sup>		2008 г. мг/м <sup>3</sup>		Максимальное замеренное значение/ ПДК	Отношение к ПДК в Республике Узбекистан мг/м <sup>3</sup> (30 мин. значений) <sup>1</sup>	Международная финансовая корпорация, Общие директивы по охране труда (2007 г.) мг/м <sup>3</sup> <sup>2</sup>
	Среднее значение	Макс. значение	Среднее значение	Макс. значение	Среднее значение	Макс. значение			
Двуокись азота (NO <sub>2</sub> )	0.05	0.24	0.06	0.25	0.06	0.37	3.41	0.085	0.2 (часовое значение) 0.04 (годовое значение)
Оксид азота (NO)	0.04	0.18	0.04	0.19	0.05	0.19	0.28	0.6	—
Двуокись серы (SO <sub>2</sub> )	0.018	0.06	0.004	0.029	0.004	0.023	0.07	0.5	0.5 (10-минутное значение) 0.125 (суточное значение)
Углекислый газ (CO)	1.0	10.0	1.0	5.0	1.0	8.0	1.54	5.0	—
Сажа (PM)	0.2	1.7	N/A	N/A	0.2	0.9	1.60	0.15	0.15 (суточное значение) 0.07 (годовое значение)

**(Примечание)**

1. Санитарные нормы, правила и гигиенические нормативные документы Республики Узбекистан. СанПиН №0015-94.
2. Международная организация здравоохранения: Директивы по качеству атмосферного воздуха, 2005 г.

#### 4.1.2 Текущая ситуация с качеством воды

Сточные воды ТашТЭЦ сбрасываются в р. Салар – небольшая река, протекающая с востока на юг рядом с территорией ТашТЭЦ с двумя точками сброса.

Мониторинг качества воды проводится на регулярной основе в местах двух точек сброса, а также в двух местах выше и ниже по течению реки.

Согласно результатам замеров в 2008 году на ТашТЭЦ, приведенным в Таблице 4-1-2, вода в реке, принимающей сбросы, мутная, значительно загрязнена азотом и фосфором, при этом концентрация их более высокая по сравнению с концентрацией загрязняющих веществ в сточных водах ТашТЭЦ. На Рис. 4-1-2 показана мутность воды в реке.

Следовательно, концентрация загрязняющих веществ после из сброса Ташкентской ТЭЦ после сброса ниже, чем до сброса, очевидно из-за разбавления.

Таблица 4-1-2 Результаты анализов сточных вод и воды в реке на  
Ташкентской ТЭЦ (2008 г.)

Наименование	Единица измерения	ПДК загрязняющих веществ, установленные для сбросов ТашТЭЦ	Результаты анализов			
			Вода в реке до сброса	Точка сброса 1	Точка сброса 2	Вода в реке после сброса
Температура воды	°С	Не превышает 10-летнего максимума, среднемесячное значение на 5°С	16.6	35.3	24	18.5
рН	—	6.5-8.5	7.78	7.96	7.5	7.7
Растворенный кислород	мг/л	4-6 или более	6.9	5.8	6.5	6.6
Взвешенные вещества	мг/л	15	26	14.1	14.1	24.3
Аммонийный азот	мг/л	0.5	0.68	0.39	0.47	0.6
Нитратный азот	мг/л	9.1	4.7	3.4	3.5	4.3
Азотистый азот	мг/л	0.02	0.075	0.02	0.019	0.05
Нитратный азот	мг/л	0.3	0.55	0.3	0.29	0.47



Рис. 4-1-2 Текущее состояние воды в р. Салар, принимающей сточные воды

#### **4.1.3 Текущая ситуация с уровнем шума**

Было подтверждено, что замеров уровня шума на территории ТашТЭЦ и за ее пределами не проводилось. Уровень шума замерялся в дневное время в четырех точках внутри площадки, предполагаемой для строительства новой газовой турбины с использованием упрощенных шумомеров во время исследования площадки.

Результаты замеров показали, что уровень шума на предполагаемой площадке составляет 45-57 дБ(А), за исключением северной части площадки, где эксплуатируется существующее оборудование. Данные показатели являются приемлемыми для населенных районов в Республике Узбекистан.

Таблица 4-1-3 Результаты замеров уровня шума на площадке ТашТЭЦ,  
предполагаемой для реализации проекта модернизации (замеры проводились днем, 9  
сентября)

Точка замера	Уровень шума	Экологические нормативы Республики Узбекистан		Международная финансовая корпорация, Общие директивы по охране труда (2007 г.)	
		день	ночь	день	ночь
К западу от площадки строительства новой газотурбинной установки (сторона ЛЭП)	54.7~56.8 дБ(А)	55 дБ(А)	45 дБ(А)	55 дБ(А)	45 дБ(А)
К югу от площадки строительства новой газотурбинной установки (сторона, примыкающая к текстильному комбинату)	42.6~44.3 дБ(А)				
Жилые здания, примыкающие к площадке строительства нового газового компрессора (10-этажные здания)	45.1~46.3 дБ(А))				
К северу от площадки строительства новой газотурбинной установки (сторона существующего оборудования)	72.5~72.6 дБ(А) (замер шума от оборудования на удалении 1 м: 73.1~73.5 дБ(А))				

Следует отметить, что газовые компрессоры будут устанавливаться для обеспечения подачи сжатого газа, используемого в качестве топлива газовой турбины.

Газовый компрессор будет располагаться в южной части территории Ташкентской ТЭЦ, рядом с 10-этажным жилым зданием, расположенным к югу от площадки. Следовательно, необходимо рассмотреть возможность применения достаточных мер по снижению шумового воздействия.

Расположение нового компрессора и рядом стоящего жилого здания показано на Рис. 4-1-3, а само здание показано на Рис. 4-1-4.

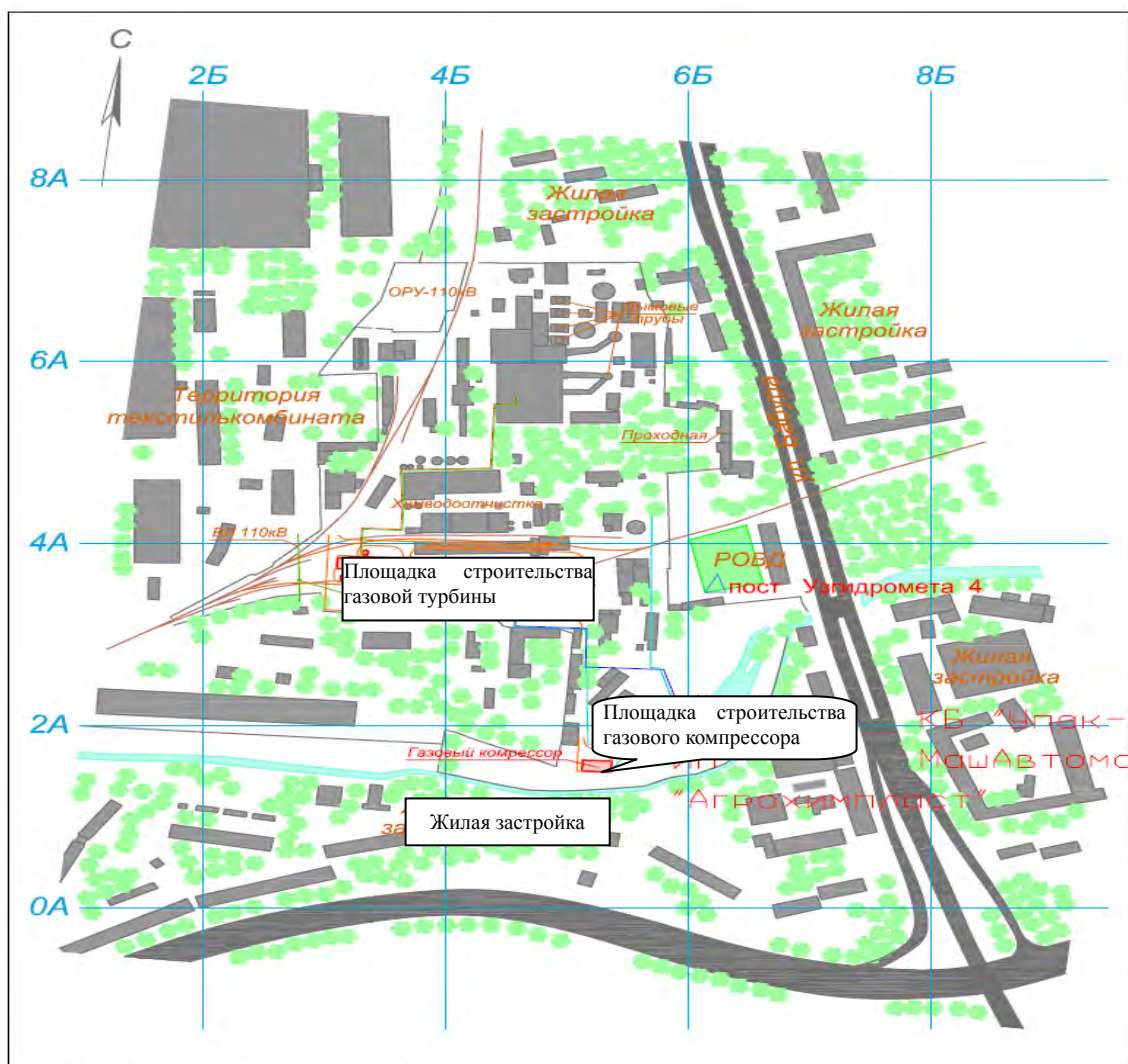


Рис.4-1-3 Местоположение нового компрессора



Рис.4-1-4 Внешний вид жилого здания, расположенного к югу от территории  
Ташкентской ТЭЦ

#### **4.1.4 Растительность**

Растительный покров на территории Ташкентской ТЭЦ и прилегающих площадях представлен, в основном, декоративными древесно-кустарниковыми посадками, включающими также и фруктовые культуры.

На Рис. 4-1-5 изображены типичные виды насаждений вокруг существующей территории Ташкентской ТЭЦ.

По результатам обследования растительности, проводимого ОАО «Теплоэлектропроект», растительность представлена платаном, тополем, айлантом, урюком, яблонями, вишнями и т.д., что предполагает наличие среды обитания различных видов птиц.

С другой стороны, площадка, предполагаемая для строительства газовой турбины, представляет собой пустырь, изобилующий травяными видами, следовательно, воздействие на флору и фауну здесь будет незначительным, что не потребует особого

внимания.

На Рис. 4-1-6 показано текущее состояние площадки, предполагаемой для строительства газовой турбины.



Рис. 4-1-5 Насаждения на территории существующей площадки



Рис. 4-1-6 Растительный покров на территории существующей ТашТЭЦ

## **4.2 Результаты оценки состояния атмосферного воздуха и уровня шума**

### **4.2.1 Результаты оценки состояния атмосферного воздуха**

(1) Результаты оценки состояния атмосферного воздуха в Заявлении о воздействии на окружающую среду (ЗВОС)

Воздействие от выбросов в результате строительства двух газовых турбин и оборудования, устанавливаемого в рамках проекта NEDO, находится на рассмотрении. В качестве меры по улучшению качества воздуха в будущем, по сравнению с текущим состоянием, в качестве основного плана предлагается вывод существующих паровых котлов №№2-4.

Вклад в концентрацию загрязняющих веществ рассчитывался с использованием моделирования рассеяния веществ в атмосфере:

- Вклад в уровень загрязнения существующим оборудованием, находящимся в эксплуатации;
- Вклад в уровень загрязнения от эксплуатации трех газовых турбин;
- Вклад в уровень загрязнения от эксплуатации будущего оборудования



(существующее оборудование за исключением котлов №№2-4 + три новые газотурбинные установки).

Параметры выбросов, используемые в моделировании, приведены в Таблицах 4-2-1 и 4-2-2. Концентрация  $\text{NO}_x$  в отходящих газах оборудования проекта отвечает требованиям стандартов, утвержденных Международной финансовой корпорации.

Таблица 4-2-1 Параметры выбросов нового оборудования

Параметр	Ед. изм.	1 блок NEDO	2 блока JICA
		Природный газ	Природный газ
Потребление топлива	Нм <sup>3</sup> /ч	9420	9420
Нормальный объем отходящих газов (сырой)	Нм <sup>3</sup> /ч	220×103	220×103
Объем отходящих газов (сырой)	м <sup>3</sup> /с	101.463	101.463
Температура отходящих газов	°С	180	180
Скорость отходящих газов	м/с	5.2	5.2
Фактическая высота трубы	м	60	60
Диаметр устья трубы	м	5	5
Выброс $\text{NO}_2$	г/с	2.211	2.211
Выброс $\text{NO}$	г/с	0.359	2.211
Выброс $\text{SO}_2$	г/с	0.378	0.378

**Примечание:** значения приведены на единицу измерения

Таблица 4-2-2 Концентрация выбросов и стандарты Международной финансовой корпорации по выбросам  $\text{NO}_x$

Параметр	Новое оборудование (природный газ)	Директивы по охране труда международной финансовой корпорации по ТЭЦ (2007 г.)
Концентрация выбросов $\text{NO}_x$	50 мг/м <sup>3</sup>	50 мг/м <sup>3</sup>

**Примечание:** концентрация выбросов  $\text{NO}_x$  эквивалента 15%  $\text{O}_2$  (на основе сухого газа).

В Таблице 4-2-3 и Таблице 4-2-1 приведены расчетные уровни  $\text{NO}_2$ . Согласно расчетному значению выброса двуокси азота, концентрация загрязняющего вещества составляет 0.060 мг/м<sup>3</sup> (0.71 ПДК) для существующего оборудования, 0.010 мг/м<sup>3</sup> (0.12 ПДК) для нового оборудования и 0.043 мг/м<sup>3</sup> (0.51 ПДК) для будущей конфигурации оборудования.

Строительство новых газовых турбин, оборудованных соответствующими средствами, снижающими вредное воздействие на окружающую среду, а также вывод из эксплуатации старых котлов №№2-4 внесут значительный вклад в улучшение качества

атмосферного воздуха: концентрация вредных веществ, наблюдаемая на сегодняшний день и составляющая  $0.060 \text{ мг/м}^3$ , снизится примерно на 30% до  $0.043 \text{ мг/м}^3$ .

Таблица 4-2-3 Максимальная концентрация  $\text{NO}_2$  в приземном слое атмосферы ( $\text{мг/м}^3$ )

Загрязняющее вещество	ПДК	Существующее оборудование	Новое оборудование	Будущая конфигурация оборудования
Двуокись азота ( $\text{NO}_2$ )	0.085	0.060 (0.71 ПДК)	0.010 (0.12 ПДК)	0.043 (0.51 ПДК)

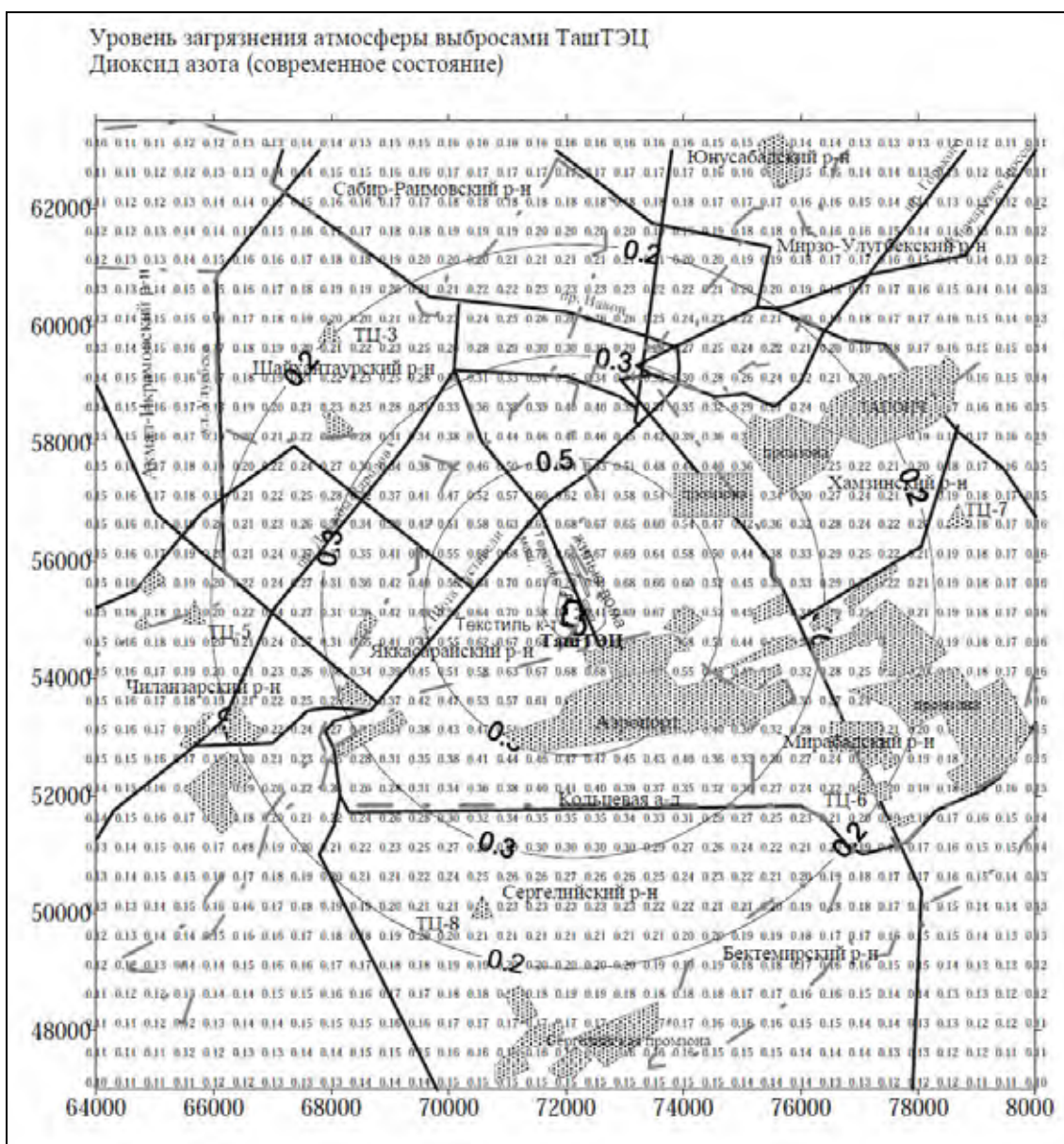


Рис. 4-2-1(1) Результаты расчета загрязнения приземного слоя атмосферы (существующее оборудование) ( $\times$  ПДК)

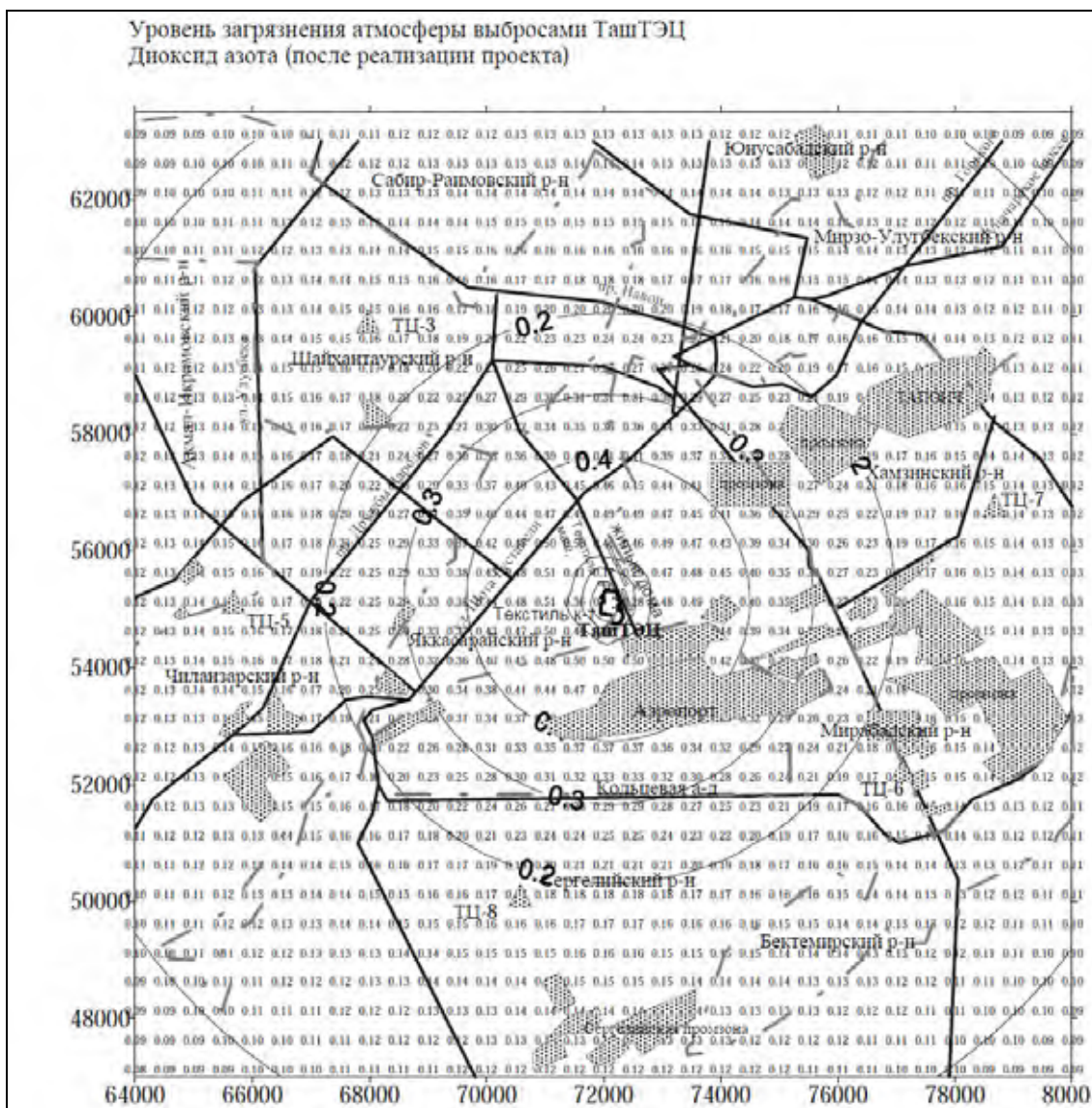


Рис. 4-2-1(2) Результаты расчета загрязнения приземного слоя атмосферы  
(Будущая конфигурация оборудования за исключением котлов №№ 2-4) (× ПДК)

В данных расчетах скорость отходящих газов принималась равной 5.2 м/с согласно данным, приведенным в Таблице 4-2-1, что намного ниже по сравнению с аналогичными показателями установки с обычной газовой турбиной. Причиной этому мог служить слишком большой диаметр устья трубы для такой мощности оборудования.

Известно также, что при небольшой скорости отходящих газов и скорости ветра, превышающей скорость отходящих газов в 1.5 раза, у устья трубы образуется полость, и отходящие газы не поднимаются: появляется феномен нисходящих газов, как

показано на Рис. 4-2-2, что может служить причиной более высокой концентрации, чем обычной диффузии.

Следует отметить, что согласно данным, приведенным в отчете ЗВОС, скорость ветра у поверхности земли редко составляет 5 м/с (1% вероятность), однако у устья трубы на высоте 60 м она может достигать 8 м/с, при этом вероятность образования нисходящего потока может быть достаточно высока.

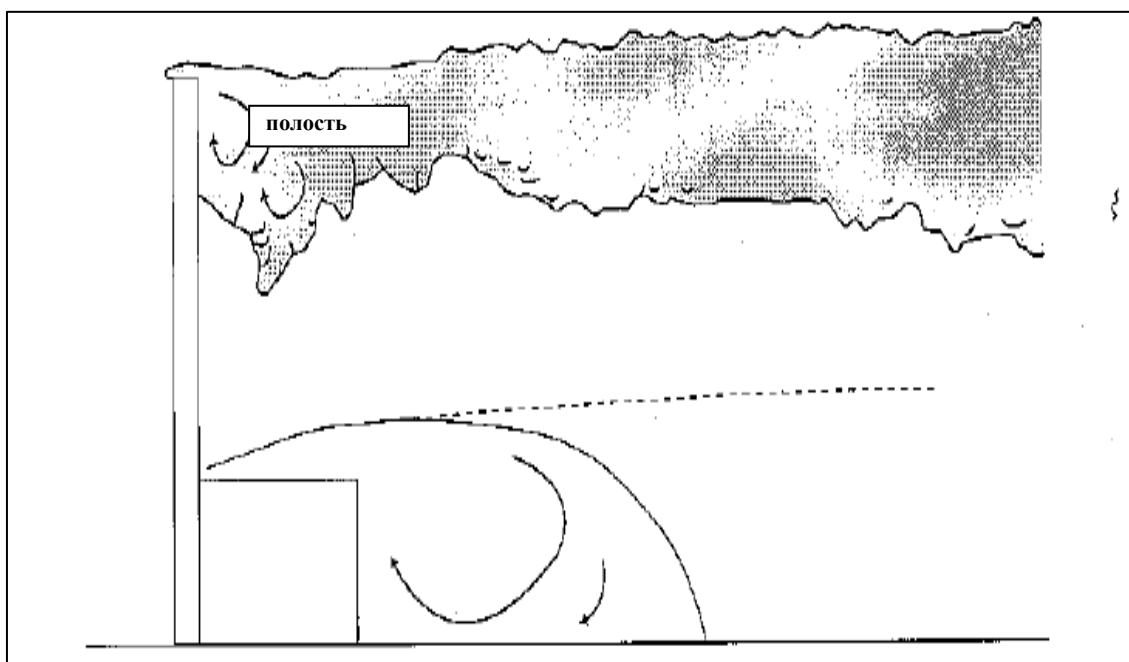


Рис. 4-2-2 Дисперсия нисходящего потока

Кроме того, согласно данным отчета ЗВОС, инверсионный слой около поверхности образуется в Ташкенте в основном зимой. Более высокая скорость отходящих газов усилит восходящий поток, т.е. будет иметь место мера по снижению воздействия на окружающую среду от распространения газов около поверхности земли, вызванные инверсионным слоем.

Следует изменить форму трубы: диаметр устья должен быть сведен к минимуму для обеспечения увеличения скорости отходящих газов до 10~20 м/с.

Поскольку данные расчеты проводились с использованием данных, полученных через сеть Интернет, а не у группы обследования, следует провести повторное моделирование на основе исправленных данных, более щадящих в отношении воздействия на окружающую среду, и отражающих фактическое состояние.

Представителями JICA был получен запрос Ташкентской ТЭЦ на направление официального письма с просьбой о проведении повторного моделирования во время натурных обследований в сентябре. Кроме этого, запрос на предоставление специфичных данных по выбросам газа и пр. был направлен в адрес группы обследования ОАО «Теплоэлектропроект» – органом проводящим моделирование.

Затем, 21 октября 2009 года в адрес JICA был направлен запрос (Приложение-1) и примерно в то же время представителями группы обследования JICA были представлены данные для проведения моделирования.

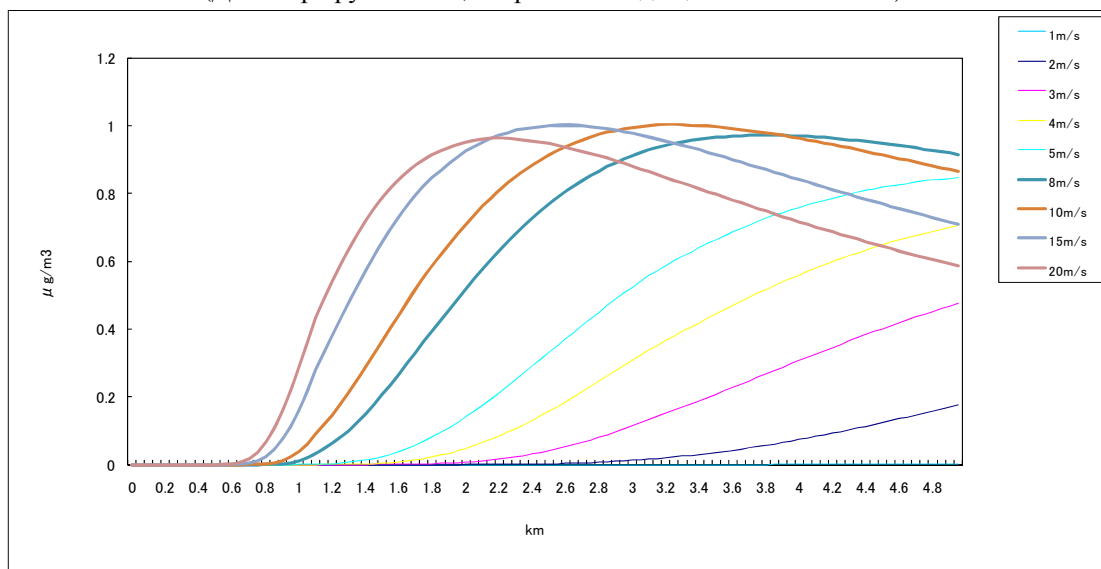
(2) Результаты расчета состояния качества атмосферного воздуха с использованием исправленных данных по выбросам

Как описано в п. (1), основными изменениями для моделирования качества воздуха, являются уменьшенный диаметр трубы и, соответственно, увеличившаяся в результате скорость отходящих газов.

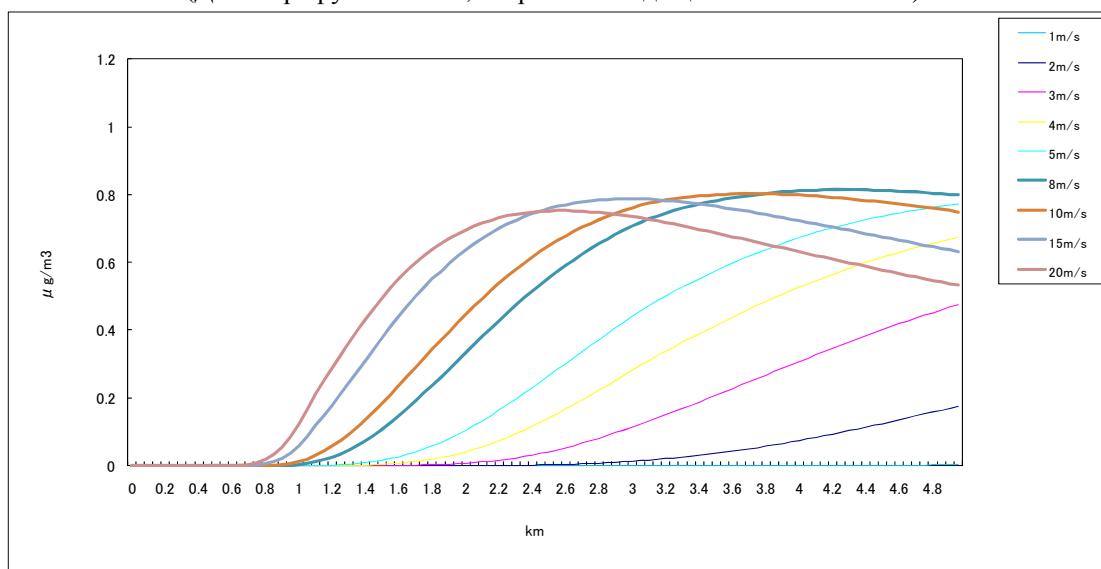
Диаметр устья трубы уменьшился с 5 до 2.8 м согласно практике, принятой в Японии, снижая тем самым негативное воздействие на окружающую среду.

Результаты сравнения параметров качества атмосферного воздуха при диаметрах трубы 5 и 2.8 м, проводимых группой обследования, показаны на Рис. 4-2-3. Результаты сравнения подтвердили, что воздействие на окружающую среду снижается при диаметре трубы 2.8 м и скорости ниже 8 м/с.

(Диаметр трубы – 5 м, скорость отходящих газов – 5.2 м/с)



(Диаметр трубы – 2.8 м, скорость отходящих газов – 16.5 м/с)



**Примечание:** 1. На условных обозначениях отображена скорость ветра у устья трубы.  
2. Рассчитываемое значение – значение на одну газовую турбину.

Рис. 4-2-3 Сравнение результатов расчетов дисперсии в атмосферном воздухе  
(диаметр трубы 5 м/2.8 м)

В дополнение, было разъяснено, что уменьшение диаметра трубы и увеличение скорости отходящих газов имеет следующие преимущества:

- Увеличение скорости отходящих газов снизит время задерживания газов у поверхности земли, вызванное инверсионным слоем в зимний период.
- Уменьшенный диаметр трубы имеет экономические выгоды, выражающиеся в снижении затрат на строительство трубы.

Данные, приведенные в Таблице 4-2-4, были представлены ОАО «Теплоэлектропроект» для проведения повторного моделирования. Ответы на технические и технологические вопросы будут предоставлены группой обследования ЛСА.

Уменьшение диаметра трубы до 2.8 м следует рассматривать в свете требований стандартов Республики Узбекистан, предъявляемых к объектам строительного проектирования. В случае невозможности уменьшения диаметра трубы было подтверждено, что предлагаемое увеличение скорости выброса отходящих газов должно быть обеспечено другими решениями, как например, устройство трубы отходящих газов в одну трубу для обеспечения более точных результатов моделирования, проводимых ОАО «Теплоэлектропроект».

Таблица 4-2-4 Исправленные параметры выбросов строящегося оборудования

Параметр	Ед. изм.	1 блок NEDO	2 блока ЛСА
		Природный газ	Природный газ
Потребление топлива	Нм <sup>3</sup> /ч	8445	8445
Нормальный объем отходящих газов (сырой)	Нм <sup>3</sup> /ч	253×103	253×103
Объем отходящих газов (сырой)	м <sup>3</sup> /с	116.77	116.77
Температура отходящих газов	°С	180	180
Скорость отходящих газов	м/с	5.95	5.95
Фактическая высота трубы	м	60	60
Диаметр устья трубы	м	5	5
Выброс NO <sub>2</sub>	г/с	3.03	3.03
Выброс NO	г/с	0.49	0.49
Выброс SO <sub>2</sub>	г/с	0.52	0.52

**Примечание:** значения приведены на единицу измерения

Условия для повторного моделирования и результаты расчетов будут подготовлены в виде дополнительного ЗВОС, как отмечено в Разделе 4.5 и представлены на экспертизу.

#### 4.2.2 Результаты расчетов уровня шума

##### (1) Результаты расчетов уровня шума в отчете ЗВОС

Уровень шума от двух новых газотурбинных установок настоящего проекта и одной газовой турбины, устанавливаемой в рамках проекта NEDO, рассчитывались с использованием моделирования. Данные, используемые при моделировании, приведены в Таблице 4-2-5.

Таблица 4-2-5 Уровень шума на территории ТЭЦ (дБ)

Оборудование	1/1 средняя октавная частота (Гц)							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Трубы	100	83	73	59	57	56	52	42
Воздушный фильтр	93	86	80	76	73	71	69	68
Здание (газовая турбина, котла рекуперации тепла)	99	91	84	77	71	58	45	33

Согласно данным моделирования, графически представленным на Рис. 4-2-4, уровень шума в жилой зоне не превышает 30 дБ(А), что намного ниже нормативного значения, что означает, что акустическое воздействие находится в рамках допустимого уровня.



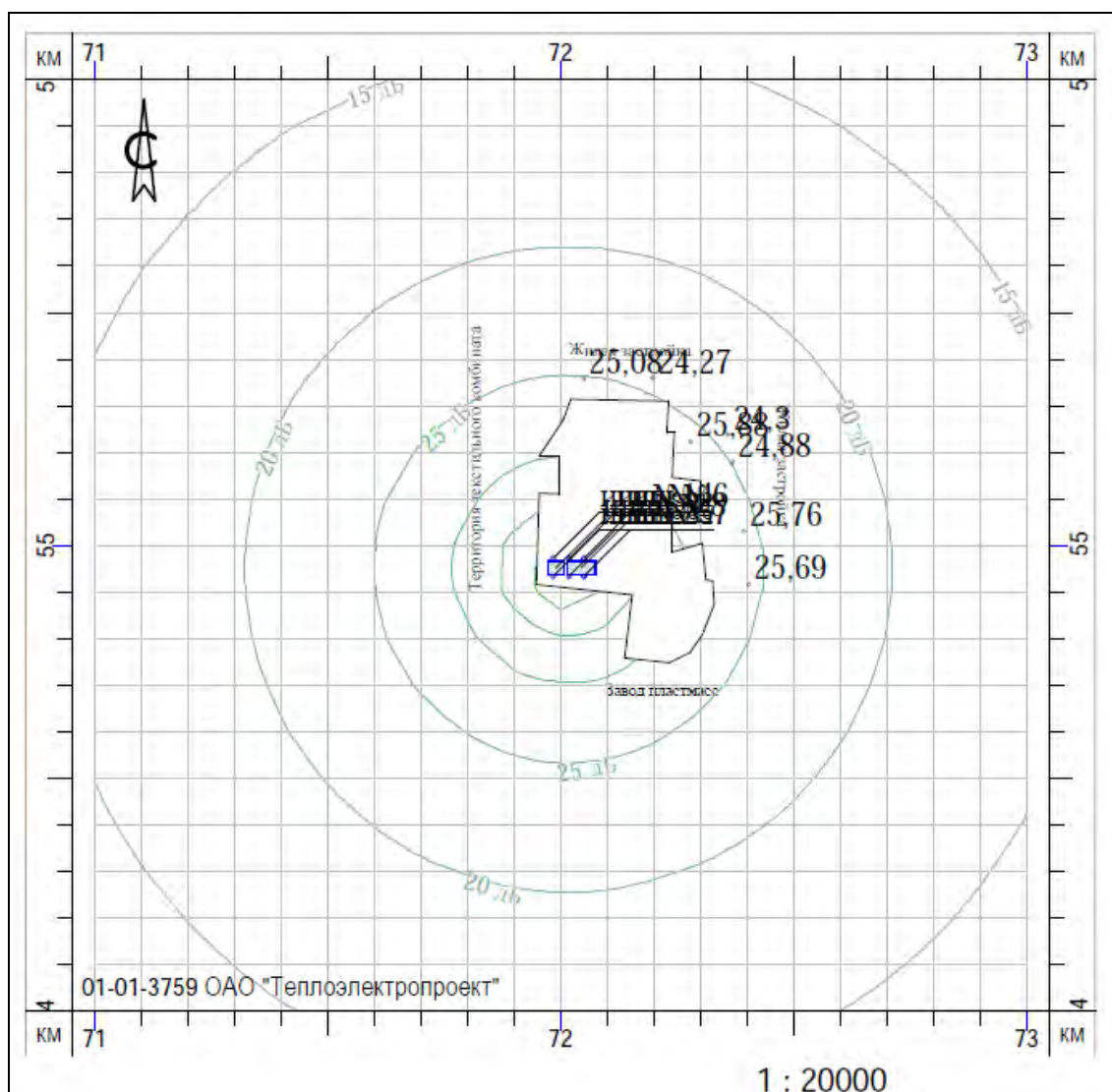


Рис. 4-2-4 Расчетный уровень шума (без газового компрессора)

Однако, так же, как и с определением качества воздуха, поскольку данные расчеты проводились с использованием данных, полученных из сети Интернет, имеются определенные неточности, поскольку шум от газового компрессора, устанавливаемого рядом с жилыми зданиями, расположенными к югу от ТашТЭЦ, не учитывался.

Аналогично с ситуацией с качеством атмосферного воздуха, необходимо провести дополнительное моделирование на основе данных, отражающих фактическую ситуацию. Официальный запрос был направлен представителями ЛСА, а данные были представлены группой обследования.

(2) Результаты расчетов уровня шума на основе исправленных данных

Было подтверждено, что расчетный уровень шума будет пересчитан ОАО «Теплоэлектропроект» на основе новых данных, приведенных в Таблице 4-2-6, отражающих фактические условия, как например, добавление газового компрессора, как источника шума.

Таблица 4-2-6 Уровень шума на площадке ТЭЦ (исправленный) (дБ)

Оборудование	1/1 средняя октавная частота (Гц)							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Трубы	76	77	71	68	61	54	52	56
Воздушный фильтр	81	78	81	83	90	87	85	85
Здание (газовая турбина, котла рекуперации тепла)	66	70	73	83	79	75	79	67
Трансформатор	63	67	72	74	73	73	75	66
Насос подпиточной воды	49	56	68	73	78	81	77	69
Газовый компрессор	58	59	63	58	50	43	41	34

**Примечание:** Показатели для здания и газового компрессора снижаются путем устройства звукоизоляционного кожуха

Условия для повторного моделирования и результаты расчетов будут подготовлены в виде дополнительного ЗВОС, как отмечено в Разделе 4.5 и представлены на экспертизу.

#### 4.3 Выбор позиций, включаемых в отчет о воздействии на окружающую среду

##### 4.3.1 Позиции, включаемые в ОВОС в Республике Узбекистан

Пункт 10 Закона о Государственной экологической экспертизе в Республике Узбекистан определяет 3 этапа процедуры подготовки отчета о воздействии на окружающую среду, а именно: предварительная оценка на стадии планирования, экспертиза оценки и определение окончательных экологических стандартов до начала эксплуатации оборудования.

(1) Подготовка заявления о воздействии на окружающую среду

Проект заявления о воздействии на окружающую среду (ЗВОС) готовится на стадии планирования проекта и представляется на экспертизу в Государственный комитет Республики Узбекистан по охране природы.

На основе результатов экологической экспертизы проекта ЗВОС, проводятся дополнительные исследования, натурные обследования, специальный анализ или

моделирование для определения соответствующих мер по охране окружающей среды и завершения ЗВОС.

Нижеприведенные позиции и содержание отчета ЗВОС описаны в пункте 11 Положения о Государственной экологической экспертизе в Республике Узбекистан.

- Результаты экологического анализа условий окружающей среды и освоения земель до начала реализации проекта;
- Эксплуатационная политика и планирование существующих жилых зон, сельскохозяйственных угодий и коммуникаций;
- План ведения строительных работ, в том числе потенциальное воздействие на окружающую среду строительной техникой, технологическими решениями, материалами, а также меры по снижению такого воздействия;
- План реализации проекта, включая мероприятия по защите окружающей среды, используя передовые технологии и технический анализ альтернативных решений;
- Система научно-технических мер, исключающих и снижающих негативные воздействия объекта на окружающую среду;
- Экспертиза анализа значительного воздействия на окружающую среду и меры по снижению такого воздействия;
- Прогноз изменений окружающей среды и экологических последствий в результате реализации проекта.

## (2) Подготовка заявления об экологических последствиях

Заявление об экологических последствиях готовится и представляется на экспертизу до ввода объекта в промышленную эксплуатацию.

В соответствии с пунктом 11 Закона о Государственной экологической экспертизе в Республике Узбекистан Заявление об экологических последствиях должно содержать следующие вопросы:

- Корректировка проекта заявления о воздействии на окружающую среду по результатам рассмотрения органами Госкомприроды, а также по предложениям, внесенным при общественных слушаниях, и т.д.;
- Экологические нормативы, применяемые на фазе эксплуатации объекта (например, предельно допустимая концентрация, предельно допустимые выбросы, предельно допустимые объемы и количества складирования отходов);

- Определенные процедуры и система мер защиты окружающей среды на фазе эксплуатации объекта;
- Основная политика, определяющая действия по охране окружающей среды.

Подготовки Заявления о воздействии на окружающую среду не требуется, поскольку проект ЗВОС был представлен на экспертизу в Государственный комитет Республики Узбекистан по охране природы (Госкомприроды) 2 июля 2009 года и был утвержден 25 августа 2009 года без необходимости проведения дальнейших исследований или моделирования.

Экологической экспертизе было подвергнуто ЗВОС, в том числе воздействие на окружающую среду в результате реализации проекта NEDO и утверждено при условии демонтажа существующих котлов №№2-4. Первоначальное условие демонтажа только котлов №№ 2 и 3 было изменено на демонтаж котлов №№2-4 для представления ЗВОС на экспертизу. Следовательно, процедура разработки ЗВОС на стадии планирования завершена.

Ниже приведено содержание Заявления о воздействии на окружающую среду, согласованное с Госкомприроды во время проведения натурных обследований в сентябре.

- Основным требованием является исключение ухудшения состояния окружающей среды в результате реализации Проекта;
- Загрязнение взвешенными частицами из-за сжигания мазута зимой является текущей проблемой. Госкомприроды заявило, что демонтаж существующих котлов, а не закрытие объекта является окончательным условием для выдачи положительного заключения при проведении окончательной экспертизы до начала эксплуатации;
- Во избежание использования мазута в качестве топлива, газоснабжающие предприятия должны обеспечить гарантированное минимальное давление подачи газа для работы газотурбинных установок в зимнее время даже при падении объемов поставок в этот период;
- Ташкентская ТЭЦ расположена вблизи жилых районов и существует общее ошибочное мнение, что акустическое воздействие от газотурбинных установок такое же, как от реактивных воздушных судов. Необходимо проведение разъяснений и внедрение мер по снижению воздействия шума.

Содержание Заявления о воздействии на окружающую среду будет изучено на предмет соответствия директивам ЛСА, директивам и контрольному листу JBIC, директивам Международной финансовой корпорации по проектированию оборудования и данных по выбросам с соответствующими дополнениями или

исправлениями, включая вышеупомянутые дополнительные расчеты, варианты мер по снижению воздействия, мониторинга, где это необходимо для подготовки доработанного Заявления.

Юридические вопросы по утверждению доработанного ЗВОС будут обсуждаться и утверждаться во время следующей миссии.

Полученное содержание и позиции с общим описанием ЗВОС приведены в Таблице 4-3-1, а соответствие контрольным листам JVIC приведено в Таблице 4-3-2.

Приведено описание коммерческих показателей и воздействия на окружающую среду в результате реализации проекта, основных аспектов, таких, как качество атмосферного воздуха и акустического воздействия, в то время как определенные позиции, требуемые контрольными листами JVIC, не включены:

- Меры по снижению воздействия на фазе строительства;
- План мониторинга на фазе строительства;
- План мониторинга на фазе эксплуатации.

В Республике Узбекистан план мониторинга на фазе эксплуатации приводится на заключительной стадии процесса подготовки ЗЭП (Заявление об экологических последствиях). Однако агентством JICA будет проводиться анализ трех позиций, приведенных выше, во время предварительной экспертизы перед выделением Йенового кредита.

Следует заметить, что все вышеупомянутые позиции будут включены в доработанный отчет ЗВОС, кроме этого, как отмечалось выше, необходимо получение дополнительных данных по дополнительным расчетам состояния атмосферного воздуха и акустического воздействия.

В сентябре, во время натурных обследований, до начала окончательной миссии по исследованию, JICA был получен запрос от Ташкентской ТЭЦ о доработке ЗВОС и организации повторного моделирования. В дополнение к этому, высказывалась просьба о заблаговременном предоставлении замечаний к доработанному отчету ЗВОС Ташкентской ТЭЦ и ОАО «Теплоэлектропроект».

Пересмотренное содержание будет обсуждаться с Ташкентской ТЭЦ, ОАО «Теплоэлектропроект» и Государственным комитетом Республики Узбекистан по охране природы во время следующего визита.

Затем, 21 октября 2009 года в адрес JICA был направлен запрос (Приложение-1)

и примерно в то же время представителями группы обследования ЛСА были представлены данные для проведения моделирования.

В связи с этим содержание пересмотренного отчета ЗВОС, а также график проведения мероприятий, как например, публичные слушания и повторное моделирование рассматривались совместно с Ташкентской ТЭЦ и ОАО «Теплоэлектропроект» во время заключительного обследования площадки, в результате чего были достигнуты следующие соглашения:

- Необходима доработка отчета ЗВОС с включением соответствующих данных, включая план мониторинга во время строительства и эксплуатации, предлагаемый группой ЛСА, детальные меры по снижению воздействия на окружающую среду во время строительства и эксплуатации, а также исправление параметров и результатов расчетов качества атмосферного воздуха/уровня шума в виде дополнительного отчета ЗВОС. Доработки утвержденного отчета ЗВОС в целом не требуется.
- Дополнительный отчет ЗВОС должен быть представлен в Госкомприроды на утверждение согласно установленному порядку в Республике Узбекистан.
- Дополнительный отчет ЗВОС должен включать результаты публичных слушаний.

Пересмотренное содержание обсуждалось на консультациях с Госкомприроды, подтвердившим его правильность.

Ташкентская ТЭЦ выразила просьбу о проведении заблаговременной экспертизы и утверждении пересмотренного отчета ЗВОС агентством ЛСА во избежание задержек с процедурой утверждения в связи с дальнейшим исправлением замечаний ЛСА.

Учитывая график, приведенный в Разделе 4.5 ,сроки экспертизы отчета агентством ЛСА определены после программы обследования, следовательно, методику проведения экспертизы следует рассмотреть в ближайшем будущем.

Таблица 4-3-1 Утвержденное содержание и общее описание отчета ЗВОС

Оглавление	Общее описание
Введение	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Предпосылки и необходимость реализации проекта</li> </ul>
Раздел 1 Характеристика окружающей среды района размещения площадки проекта	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Физико-географические и климатические условия</li> <li>• Существующие источники воздействия на окружающую среду</li> <li>• Качество атмосферного воздуха</li> <li>• Поверхностные воды</li> <li>• Почвы и подземные воды</li> <li>• Растительность</li> <li>• Акустическое воздействие</li> <li>• Состояние здоровья населения</li> <li>• Оценка современного состояния окружающей среды</li> </ul>
Раздел 2 Социально-экономические аспекты	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Надежное и бесперебойное обеспечение электрической и тепловой энергией</li> <li>• Обучение квалифицированного персонала</li> </ul>
Раздел 3 Экологический анализ проектного решения	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Оборудование по выработке энергии</li> <li>• Система пожаротушения</li> <li>• Параметры отходящих газов (объем газа • температура • скорость • концентрация NO<sub>x</sub>)</li> <li>• Объемы потребления топлива</li> <li>• Водопользование</li> </ul>
Раздел 4 Анализ альтернативного варианта проектного решения	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Текущая ситуация с выработкой солнечной энергии</li> <li>• Потребление топлива • загрязнение окружающей среды • снижение выброса парниковых газов</li> </ul>
Раздел 5 Оценка воздействия на окружающую среду	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Качество атмосферного воздуха</li> <li>• Качество воды</li> <li>• Уровень шума</li> </ul>
Раздел 6 Оценка экологических последствий возможных аварийных ситуаций	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Снижение рисков несчастных случаев путем внедрения автоматической системы управления</li> </ul>
Раздел 7 Оценка видов воздействия, определяющегося изъятием из окружающей среды природных ресурсов	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Землепользование</li> <li>• Водопользование</li> <li>• Объемы потребления газа</li> </ul>
Раздел 8 Мероприятия и рекомендации по снижению неблагоприятных воздействий на окружающую среду	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Снижение воздействия на качество атмосферного воздуха</li> <li>• Отсутствие изменений в качестве воды</li> <li>• Снижение аварийных рисков путем внедрения автоматической системы управления</li> </ul>
Заключение и рекомендации	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Снижение воздействия на окружающую среду по сравнению с текущим состоянием</li> </ul>

Таблица 4-3-2 Соответствие утвержденного содержания ЗВОС с контрольным перечнем JBIC

Категория	Экологический пункт	Главные пункты проверки	Подтверждение экологических позиций
1 Разрешения и пояснения	(1) ОВОС и экологические разрешения	<p>① Были ли проекты ЗВОС официально завершены?</p> <p>② Были ли проекты ЗВОС и другие документы одобрены властями принимающей страны?</p> <p>③ Были ли проекты ЗВОС безоговорочно одобрены? Если условия накладываются на одобрение ОВОС отчетов, соблюдены ли все условия?</p> <p>④ В дополнение к ОВОС были ли получены другие необходимые экологические разрешения от соответствующих регулирующих государственных органов страны?</p>	<p>① Предполагалось, что проекты должны были быть подготовлены после последней программы обследования площадки. Проект ЗВОС был представлен в Госкомприроды 2 июля 2009 года.</p> <p>② Было подтверждено, что Госкомприроды утвердил проект ЗВОС 25 августа 2009 года без необходимости проведения дополнительного обследования или моделирования.</p> <p>③ Отчет ЗВОС проходил экспертизу с учетом воздействия на окружающую среду оборудования, устанавливаемого в рамках проекта NEDO и был утвержден с условием демонтажа котлов №№2-4.</p> <p>④ ЗЭП (Заявление об экологических последствиях) должно быть подготовлено и представлено на экспертизу до начала эксплуатации оборудования.</p>
	(2) Пояснение общественности	<p>① Были ли объяснены содержание проекта и его потенциальное влияние общественности в соответствии с необходимыми процедурами и раскрытии информации? Было ли получено понимание от общественности?</p> <p>② Были ли получены комментарии со стороны общественности и регулирующих органов?</p>	<p>① Процедура проведения собраний займет около месяца и начнется с оповещения жителей близлежащих районов о времени и месте проведения собраний, а затем информирования/изучения содержания ЗВОС. До сего момента разъяснений общественности не проводилось.</p> <p>② Комментарии, полученные от жителей прилегающих районов, будут описаны в отчете ЗВОС и представлены Госкомприроды для ознакомления.</p>



Категория	Экологический пункт	Главные пункты проверки	Подтверждение экологических позиций
2 Меры по смягчению последствий	(1) Качество воздуха	<p>① Соответствует ли объем выбросов электростанциями загрязняющих веществ в воздух, таких как оксид серы SO<sub>x</sub>, оксид азота NO<sub>x</sub>, а также сажи и пыли, нормам установленным государством? Существует ли возможность того, что загрязняющие вещества, от этого проекта, создадут зоны, где государственные стандарты качества воздуха не соблюдены?</p> <p>② В случае с угольными электростанциями есть ли вероятность того, что пыль с угольных отвалов, с оборудования, работающего на угле, и угольная зола могут вызвать загрязнение воздуха? Принимаются ли соответствующие меры по предотвращению загрязнения воздуха?</p>	<p>① Моделирование подтвердило, что качество воздуха после монтажа новых газовых турбин будет отвечать экологическим требованиям Республики Узбекистан. В дополнение, установка новых газовых турбин с учетом мер по снижению воздействия на окружающую среду наряду с выводом старых котлов №№2-4 положительно повлияет на качество атмосферного воздуха: фактическая концентрация составляет 0.060 мг/м<sup>3</sup> и будет снижена примерно на 30%, до 0.043 мг/м<sup>3</sup>.</p> <p>Следует отметить, что согласно данным, приведенным в ОВОС, скорость ветра у поверхности земли редко составляет 5 м/с (повторяемость 1%), однако у устья трубы на высоте 60 м она может достигать 8 м/с. Замечено, что если скорость ветра превышает интенсивность выбросов в 1.5 раза, появляется скос потока вниз, как описано ниже, что может в результате стать причиной более высокой концентрации по сравнению с нормальной диффузией.</p> <p>Моделирование следует провести повторно, используя при этом скорость выброса газа примерно 10 м/с вместо 5 м/с, во избежание вышеописанного явления. Некоторые части данных, используемых для расчетов, требуют проверки (необходимо привести описание в доработанном отчете ЗВОС).</p> <p>② В данном проекте в качестве топлива используется природный газ, а не уголь.</p>

Категория	Экологический пункт	Главные пункты проверки	Подтверждение экологических позиций
	(2) Качество воды	<p>① Соответствуют ли государственным нормам сбросы загрязненных вод, включая тепловые сбросы электростанций? Есть ли вероятность того, что сбросы загрязненных вод от этого проекта, достигнут регионов, не соответствующих государственным стандартам качества воды в источнике или приведут к значительному повышению температуры в водоприемнике?</p> <p>② Соответствуют ли сбросы сточных вод угольных электростанций государственным нормам содержания токсичных веществ в сбрасываемых сточных водах?</p> <p>③ Принимаются ли соответствующие меры по предотвращению загрязнения поверхностных вод, почвы, грунтовых вод и морских вод сточными водами?</p>	<p>① Существующие котлы №№2-4 будут демонтированы, следовательно объемы сбросов не увеличатся.</p> <p>② В данном проекте в качестве топлива используется природный газ, а не уголь.</p> <p>③ Существующие котлы №№2-4 будут демонтированы, следовательно, объемы сбросов не увеличатся.</p>
	(3) Отходы	<p>① Соответствует ли государственным стандартам утилизация отходов, таких как масляные отходы, химические отходы, угольной золы, побочных продуктов гипса после процесса десульфуризации электростанцией? Проводится ли процесс утилизации соответствующим образом?</p>	<p>① 28 видов отходов, образуемых существующим оборудованием должным образом перерабатываются и складированы в соответствии с требованиями нормативных и законодательных актов. Существующие котлы №№2-4 будут демонтированы, следовательно, увеличения объемов выбросов не ожидается.</p>

Категория	Экологический пункт	Главные пункты проверки	Подтверждение экологических позиций
	(4) Шум и вибрация	<p>① Соответствуют ли шум и вибрация производимая электростанцией Государственным стандартам окружающей среды, а также гигиены труда и техники безопасности?</p> <p>② В случае с угольными электростанциями запроектированы ли угольные склады, объекты для выгрузки угля, а также средства для его обработки с целью уменьшения шума?</p>	<p>① Расчетный уровень шума при эксплуатации оборудования в жилой зоне ниже 30 дБ(А), т.е. намного ниже принятого в Республике Узбекистан стандарта в 45 дБ(А). Однако, так же, как и в случае с качеством воздуха, поскольку данные расчеты основывались на данных, полученных из сети Интернет, присутствуют определенные неточности, такие, как например, воздействие шума от газового компрессора, устанавливаемого рядом с жилыми постройками к югу от ТашТЭЦ, не учитывалось. Моделирование следует провести повторно в будущем на основе данных, отражающих фактические условия.</p> <p>Некоторые данные, используемые для расчетов, требуют проверки (необходимо привести описание в доработанном отчете ЗВОС). Оборудование разработано таким образом, чтобы уровень шума от его источника на расстоянии 1 м не превышал 80 дБ(А), что не противоречит требованиям стандартов Республики Узбекистан и обеспечивает удовлетворительные условия работы. Уровень вибрации не будет превышать 50 дБ(А).</p> <p>② В данном проекте в качестве топлива используется природный газ, а не уголь.</p>
	(5) Просадка грунта	① В случае отбора большого объема грунтовых вод, может ли это привести к просадке грунта?	① Отбора грунтовых вод не предполагается.
	(6) Запах	① Имеются ли источники запаха? Проводятся ли соответствующие меры по контролю запаха?	① Источников запахов нет.

Категория	Экологический пункт	Главные пункты проверки	Подтверждение экологических позиций
3 Естественная среда	(1) Охраняемый район	① Находится ли область проекта на территории, охраняемой государством, международными договорами или конвенциями? Есть ли вероятность того, что проект повлияет на охраняемые районы?	① Строительная площадка Проекта расположена в пустой части территории Ташкентской ТЭЦ и не захватывает охранные зоны.
	(2) Экосистема	<p>① Затрагивает ли проект первобытный лес, тропический лес, экологически ценные места обитания (например, коралловые рифы, мангровые леса)?</p> <p>② Затрагивает ли проект места обитания исчезающих видов, охраняемых государством, международными договорами или конвенциями?</p> <p>③ Если предполагается значительное экологическое воздействие, принимаются ли соответствующие меры по уменьшению влияния на экосистему?</p> <p>④ Существует ли вероятность того, что количество воды (поверхностные воды, грунтовые воды), отбираемой в ходе реализации проекта, будет негативно влиять на водную среду? Принимаются ли соответствующие меры по уменьшению влияния на водную среду и водные организмы?</p> <p>⑤ Существует ли вероятность того, что тепловые сбросы, потребление большого количества воды, сброс сточных вод будет негативно влиять на экосистемы прилегающих акваторий?</p>	<p>① Строительная площадка расположена в пустой части территории Ташкентской ТЭЦ и не захватывает первобытный лес, тропический лес, экологически ценные места обитания (например, коралловые рифы, мангровые леса или береговые полосы).</p> <p>②~③ Предлагаемая площадка для строительства газовой турбины расположена в основном в степной части с травяными растениями, вне среды обитания исчезающих видов. Следовательно, значительного воздействия на окружающую среду не ожидается.</p> <p>④ ~⑤ Существующие котлы №№2-4 будут демонтированы, следовательно, объемы воды, отбираемой из водотоков и воды, сбрасываемой в них, останутся на том же уровне как до, так и после строительства.</p>

Категория	Экологический пункт	Главные пункты проверки	Подтверждение экологических позиций
4 Социальная среда	(1) Переселение	<p>① Вызвано ли принудительное переселение осуществлением проекта? Ведутся ли меры направленные на сведение к минимуму последствий, вызванных принудительным переселением?</p> <p>② Даются ли объяснения по переезду и компенсации пострадавшим лицам?</p> <p>③ Разработан ли план по переселению, включающий в себя компенсацию, восстановление средств, жилья и условий жизни, на основе социально-экономических исследований по переселению?</p> <p>④ Уделяется ли при переселении особое внимание уязвимым группам населения и лицам, таким как женщины, дети, престарелые, люди за чертой бедности, этнические меньшинства и коренное население?</p> <p>⑤ Подписывается ли соглашение с пострадавшим лицом до начала переселения?</p> <p>⑥ Проведены ли организационные работы для надлежащего осуществления переселения? Произведены ли расчеты и выделены ли средства для осуществления плана?</p> <p>⑦ Имеется ли план мониторинга последствий переселения?</p>	<p>① ~ ⑦ Строительная площадка расположена в пустой части территории Ташкентской ТЭЦ и переселения не ожидается.</p>

Категория	Экологический пункт	Главные пункты проверки	Подтверждение экологических позиций
	(2) Жизненные условия	<p>① Есть ли вероятность того, что проект будет негативно влиять на условия жизни населения? Рассматриваются ли соответствующие меры по снижению влияния в случае необходимости?</p> <p>② Достаточно ли развита инфраструктура (больницы, школы, дороги), необходимая для осуществления проекта? Если существующей инфраструктуры не достаточно, разрабатывается ли план развития новой инфраструктуры или усовершенствования имеющейся?</p> <p>③ Существует ли вероятность того, что движение крупногабаритного транспорта, используемого в реализации проекта, будет влиять на дорожное движение в близлежащих районах? Разрабатываются ли меры по уменьшению влияния на дорожное движение?</p> <p>④ Существует ли опасность того, что в связи с миграцией рабочих, связанных с проектом, будут завезены болезни (включая инфекционные заболевания, такие как ВИЧ)? Какие меры предусматриваются для обеспечения общественного здоровья?</p> <p>⑤ Существует ли возможность того, что количество используемой воды (поверхностные воды, грунтовые воды) и тепловые сбросы будут негативно влиять на существующие виды использования водных ресурсов и акваторий (особенно рыбных хозяйств)?</p>	<p>① Строительная площадка расположена в пустой части территории Ташкентской ТЭЦ и приобретения новых земель не предполагается. В рамках Проекта будет эксплуатироваться оборудование с высоким тепловым КПД для удовлетворения потребностей в тепловой и электрической энергии в городе Ташкенте. Кроме того, программа обучения позволит обеспечить подготовку высококвалифицированных кадров.</p> <p>② Предполагаемая площадка проекта расположена на территории Ташкентской ТЭЦ на юге города Ташкента и окружена жилыми застройками, государственными учреждениями, предприятиями. Дальнейшего развития инфраструктуры не требуется.</p> <p>③ В рамках данного Проекта топливо подается по газопроводам, сотрудники будут добираться до рабочего места на общественном транспорте, т.е. так же, как и в настоящее время. Следовательно, увеличения интенсивности дорожного движения не ожидается.</p> <p>④ Специального описания нет, но для будущих работников будут организовываться аналогичные санитарно-профилактические мероприятия.</p> <p>⑤ Существующие котлы №№2-4 будут демонтированы, следовательно, объемы воды, отбираемые из водотоков и воды, сбрасываемые в них, останутся на том же уровне как до, так и после строительства.</p>

Категория	Экологический пункт	Главные пункты проверки	Подтверждение экологических позиций
4 Социальная среда	(3) Национальное достояние	① Есть ли вероятность того, что данный проект нанесет ущерб местному археологическому, историческому, культурному и религиозному наследию? Разрабатываются ли меры по сохранению этих объектов в соответствии с законом страны?	① Строительная площадка расположена в пустой части территории Ташкентской ТЭЦ и ущерба историческому и культурному наследию не ожидается.
	(4) Ландшафт	① Есть ли вероятность того, что проект негативно повлияет на местный ландшафт? Ведутся ли соответствующие меры?	① Строительная площадка расположена в пустой части территории Ташкентской ТЭЦ и площадь ее довольно невелика (76 x 195 м). Негативное влияние на местный ландшафт будет минимальным.
5 Другое	(1) Воздействие в ходе строительства	<p>① Какие меры разрабатываются для снижения воздействия на окружающую среду (такого, как шум, вибрация, мутная вода, выхлопные газы и отходы) во время строительства?</p> <p>② Если строительство негативно влияет на окружающую среду (экосистема), предпринимаются ли меры соответствующие меры по снижению такого воздействия?</p> <p>③ Если строительство негативно влияет на общественную среду, предпринимаются ли соответствующие меры для уменьшения влияния?</p> <p>④ Проводится ли инструктаж по охране труда (например, безопасность дорожного движения, общественного здоровья) для персонала проекта, в том числе и рабочих?</p>	<p>① Не указаны (необходимо привести описание в доработанном ОВОС).</p> <p>② Площадка для строительства газовой турбины в основном располагается в пустой части с травянистым покровом, среды обитания ценных видов нет. Следовательно, значительного воздействия на окружающую среду не ожидается.</p> <p>③ Не указаны (необходимо привести описание в доработанном ОВОС).</p> <p>④ Не указаны (необходимо привести описание в доработанном ОВОС).</p>

Категория	Экологический пункт	Главные пункты проверки	Подтверждение экологических позиций
	(2) Меры предупреждения аварий	<p>① Разработаны ли планы предупреждения аварий и смягчения их последствий для покрытия всех аспектов проекта, таких как правила безопасности, установка противоаварийных технических средств, оборудования, а так же обучение рабочих правилам безопасности? Разработан ли план экстренных мер в случае аварий?</p> <p>② Разработан ли план предотвращения спонтанного самовозгорания угольного штабеля на угольных электростанциях (например, спринклерная система)?</p>	<p>① На площадке Ташкентской ТЭЦ склады хранения резервного топлива (например, нефти) и химикатов (например серной кислоты) расположены на территории и доступ к ним организован только по специальным маршрутам. Газовые турбины, устанавливаемые в рамках данного Проекта, оборудованы системой автоматического управления, обеспечивающей более высокую степень безопасности по сравнению с существующим оборудованием.</p> <p>② В данном проекте в качестве топлива используется природный газ, а не уголь.</p>
	(3) Мониторинг	<p>① Разработана ли ответственным лицом и реализована ли программа мониторинга условий окружающей среды, которые подпадают под потенциальную группу риска?</p> <p>② Были ли одобрены условия, методы и частота мониторинговой программы?</p> <p>③ Установлены ли ответственным лицом условия для осуществления мониторинга (учреждение, штат, оборудование, соответствующий бюджет)?</p> <p>④ Определены ли регулирующие требования, относящиеся к системе отчетов мониторинга, такие, как формат и частота отчетов от ответственного лица регулирующему органу?</p>	<p>①~④ Не указаны (необходимо привести описание в доработанном ОВОС).</p>



Категория	Экологический пункт	Главные пункты проверки	Подтверждение экологических позиций
6 Примечание	Справка по списку других секторов	<p>① В случае необходимости, соответствующие пункты вопросников по линиям передачи и распределения энергии должны быть рассмотрены (например, проекты, включая монтаж электрических линий и центров распределения электричества).</p> <p>② В случае необходимости, соответствующие пункты, описанные в вопросниках по портам и гаваням, должны быть также рассмотрены (например, проекты включающие постройку портов и гаваней).</p>	<p>① Будут использоваться существующие линии электропередач.</p> <p>② Республика Узбекистан удалена от моря.</p>
	Примечание к использованию вопросника по экологии	<p>① В случае с угольными электростанциями должны быть учтены следующие условия:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Установлены ли стандарты качества угля?</li> <li>• Электрогенерирующее оборудование построено с учетом качества угля?</li> </ul> <p>② В случае необходимости, вопросы, затрагивающие трансграничный или глобальный характер, должны быть учтены (например, если проект содержит негативные факторы, которые могут вызвать трансграничное загрязнение, кислотные дожди, разрушение озонового слоя и глобальное потепление).</p>	<p>① В данном проекте в качестве топлива используется природный газ, а не уголь.</p> <p>Демонтаж существующих котлов №№2-4 снизит ежегодные выбросы CO<sub>2</sub> на 123,400 т, хотя данный показатель и не так значителен.</p>

#### **4.4 Меры по снижению воздействия и план мониторинга на фазе строительства/эксплуатации**

Содержание Заявления о воздействии на окружающую среду будет изучено на предмет соответствия директивам JICA, директивам и контрольному листу JVIC, директивам Международной финансовой корпорации по проектированию оборудования и данных по выбросам. Приведено описание основных аспектов, таких, как качество атмосферного воздуха и акустического воздействия, в то время как определенные позиции, требуемые контрольными листами JVIC, не включены:

- Меры по снижению воздействию на фазе строительства;
- План мониторинга на фазе строительства;
- План мониторинга на фазе эксплуатации.

Основные рекомендуемые меры по снижению воздействия и план мониторинга на фазе строительства/эксплуатации приведены ниже.

Во время заключительного визита было подтверждено, что рекомендации будут описаны в дополнительном отчете ЗВОС, а также что будут предприняты соответствующие процедуры, утвержденные в Республике Узбекистан, по утверждению отчетов ЗВОС.

Как было отмечено выше, Ташкентская ТЭЦ выразила просьбу о заблаговременной экспертизе и утверждении пересмотренного отчета ЗВОС агентством JICA во избежание задержек с процедурой утверждения в связи с дальнейшим исправлением замечаний JICA.

В связи с этим в ближайшее время необходимо рассмотреть методику проведения экспертизы.

##### **4.4.1 Меры по снижению воздействия на окружающую среду на фазе строительства**

###### **(1) Меры по снижению воздействия на окружающую среду на фазе строительства**

Ответственность за проведение мер по снижению воздействия на окружающую среду должна лежать на ТашТЭЦ через понимание проектных характеристик и обеспечение понимания таковых строительной организацией. Директору ТашТЭЦ надлежит организовать орган, ответственный за реализацию таких мер.

Важнейшим фактором во время строительства со значительным увеличением количества рабочего персонала и транспортных средств является разъяснение строительных работ, графика их реализации, а также мер безопасности и охраны

труда на прилегающих территориях, а также реализация гибких мер по снижению воздействия, организованных с учетом мнения жителей прилегающих районов.

Основными видами воздействия на окружающую среду на стадии строительства являются:

- Увеличение численности рабочего персонала и автотранспортных средств;
- Рассеивание песка и пыли, выбросы газа и загрязняющих веществ автотранспортными средствами и строительной техникой;
- Шум от работающей строительной техники и оборудования.

Меры по снижению воздействия на окружающую среду будут определяться и планироваться в ходе консультаций со строительными организациями. Будет подготовлен график для ведения отчетности по ходу реализации мер по снижению воздействия на основе документированного отчета для обеспечения соответствующей реализации таких мер и разработки дополнительных контрмер.

«Рекомендуемый план» основных мер по снижению воздействия на окружающую среду на стадии строительства приведен в Таблице 4-4-1 ниже.

Таблица 4-4-1 Основные меры по снижению воздействия на окружающую среду на фазе строительства

Наименование	Потенциальное воздействие	План мер по снижению воздействия на окружающую среду	Ответственное лицо
Увеличение численности рабочего персонала, монтаж строительного оборудования	Безопасность, предотвращение несчастных случаев, движение автотранспортных средств	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Сведение к минимуму использования автотранспортных средств во время перемещения учащихся в учебные заведения и обратно;</li> <li>• Снижение скорости движения на маршрутах перемещения учащихся в учебные заведения и в населенных районах;</li> <li>• Проверка правил дорожного движения, установка дорожных знаков, проведение семинаров по безопасному вождению;</li> <li>• Проведение программ безопасности (установка дорожных знаков, ограничение скорости движения, установка светосигнального; оборудования на грузовой транспорт, ограничение загрузки, инспекция оборудования (тормозная система, звуковой сигнал)).</li> </ul>	Строительная организация
	Шумовое воздействие	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Запрет движения в ночное время</li> </ul>	
	Выбросы газа автотранспортным и средствами, рассеяние частиц песка и пыли	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Периодический технический осмотр и техническое обслуживание автотранспортных средств;</li> <li>• Периодические проверки концентраций выбросов автотранспортными средствами на основе законов и правил;</li> <li>• Останов двигателя во время стоянок;</li> <li>• Укрытие кузовов грузовых автомобилей для снижения рассеяния частиц песка и пыли, периодическая мойка автомобилей;</li> <li>• Периодическая мойка покрытия подъездных дорог;</li> <li>• Мониторинг в жилых зонах.</li> </ul>	
Рытье котлована и работа строительного оборудования	Выбросы газа и рассеяние частиц песка и пыли от автотранспортных средств	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Периодическое увлажнение складированного песка;</li> <li>• Мониторинг в жилых зонах.</li> </ul>	

Наименование	Потенциальное воздействие	План мер по снижению воздействия на окружающую среду	Ответственное лицо
	Воздействие шума	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Организация и ведение работ только в дневное время;</li> <li>• Эксплуатация оборудования с низким уровнем шума (шумоглушитель, звукопоглотитель).</li> </ul>	
	Гигиена и безопасность труда	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Разработка плана и правил по организации работ по технике безопасности;</li> <li>• Ограничение подвергания рабочих шуму;</li> <li>• Использование индивидуальных средств защиты.</li> </ul>	
	Образование промышленных отходов	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Программа управления ликвидации отходов, в том числе снижение их образования, повторное использование и утилизацию;</li> <li>• Ограничения по сбросам загрязняющих веществ;</li> <li>• Распределение отходов, утилизация их на специально отведенной площадке.</li> </ul>	
	Безопасность • Предупреждение несчастных случаев • Дорожное движение • Социальная инфраструктура	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Планирование правил по организации работ по технике безопасности;</li> <li>• Немедленная транспортировка пострадавших в больницы;</li> <li>• Проверка правил дорожного движения, установка дорожных знаков и программы обучения безопасному вождению;</li> <li>• Снижение скорости движения на маршрутах перемещения учащихся в учебные заведения и в населенных районах.</li> </ul>	

(2) Меры по снижению воздействия на окружающую среду на стадии эксплуатации

Ответственность за планирование/реализацию плана мер по охране окружающей среды как меры по снижению воздействия лежит на ТашТЭЦ и заключается в формировании соответствующего органа в своей организационной структуре.

Данный орган будет также действовать в качестве организации, ответственной за работу с претензиями жителей близлежащих районов во время эксплуатации оборудования. Необходимые меры будут приниматься после усвоения претензий от жителей.

Основной политикой данного органа является координация работ с местными сообществами, делая акцент на полноценное разъяснение мер по охране и рациональному использованию окружающей среды на территории ТашТЭЦ и за ее пределами. Организация специальной экскурсии по территории ТашТЭЦ для жителей прилегающих районов и учащихся в будущем может рассматриваться как полезная возможность.

Основными видами потенциального воздействия на окружающую среду на стадии эксплуатации являются:

- Выброс отходящих газов;
- Шумовое воздействие от работающего оборудования.

Руководитель органа по охране и рациональному использованию окружающей среды должен управлять вышеуказанной организацией с целью обеспечения надежной реализации плана мер по охране окружающей среды. Руководитель данного органа отчитывается перед руководителем ТашТЭЦ по планируемым/реализованным мерам экологического мониторинга, которые будут определены позже, также как и план мер по охране и рациональному использованию окружающей среды на всех стадиях, включая стадии строительства и эксплуатации. В конечном счете, вся ответственность возлагается на руководителя ТашТЭЦ.

Руководители органов по охране и рациональному использованию окружающей среды должны проводить программы обучения персонала экологическому контролю до начала эксплуатации оборудования для обеспечения нормальной работы ТЭЦ.

Другие виды работ, проводимые руководителями, предполагают работу с жителями близлежащих районов и доклады в соответствующие институты, как например, Государственный комитет Республики Узбекистан по охране природы

по таким вопросам, как экологический контроль, экологический мониторинг, а также ход проведения программ обучения.

«Рекомендуемый план» мер по снижению воздействия на окружающую среду приведен в Таблице 4-4-2 на следующей странице.

Таблица 4-4-2 Основные виды воздействия на окружающую среду и меры по их снижению на фазе эксплуатации

Наименование	Потенциальное воздействие	План мер по снижению воздействия на окружающую среду	Ответственное лицо
Выработка электрической энергии	Выброс отходящих газов	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Использование природного газа;</li> <li>• Подавление СО, взвешенных частиц путем достижения полного сгорания;</li> <li>• Строительство высоких дымовых труб;</li> <li>• Высокая скорость отходящих газов;</li> <li>• Расположение дымовых труб с учетом погодных условий/размещения зданий и пр.;</li> <li>• Организация непрерывного мониторинга за исходящими газами;</li> <li>• Внедрение устройств сгорания с низким содержанием NOx в выбросах;</li> <li>• Мониторинг качества атмосферного воздуха на прилегающих территориях.</li> </ul>	Ташкентская ТЭЦ
	Образование шума/вибрации	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Устройство звуконепроницаемых стен и посадка деревьев на прилегающих к ТашТЭЦ территориях;</li> <li>• Внедрение оборудования с низким уровнем шума и устройство звукоизолирующих кожухов;</li> <li>• Внедрение оборудования с низкой вибрацией и жестким основанием фундамента;</li> <li>• Проведение технического обслуживания на регулярной основе;</li> <li>• Мониторинг уровня шума на прилегающих территориях;</li> <li>• Использование слухозащитных приспособлений, как например беруши/наушники для защиты рабочих от сильного акустического шума от турбин и энерговырабатывающего оборудования.</li> </ul>	
	Безопасность/ несчастные случаи	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Разработка плана по защите от утечки газа и внедрение оборудования как часть защиты от риска утечки газа;</li> <li>• Установка стационарного противопожарного оборудования, гидрантов, огнетушителей, устройство запасных выходов, пожарной сигнализации;</li> <li>• Разработка правил техники безопасности;</li> <li>• Установка системы автоматического управления.</li> </ul>	



#### **4.4.2 План мониторинга воздействия на окружающую среду на фазе строительства и на фазе эксплуатации**

«Рекомендуемый план» мониторинга против воздействия на окружающую среду приведен в Таблице 4-4-3 ниже.

##### (1) Фаза строительства

- Мониторинг состояния атмосферного воздуха: измеряемые параметры – взвешенные частицы,  $\text{NO}_2$ .

Основное место для мониторинга – существующая территория. Наиболее чувствительными объектами, требующими особого внимания, являются школы и больницы.

- Мониторинг уровня шума: измеряемые параметры – уровень шума.

Основные места – жилая зона и границы территорий, прилегающих к площадке ТашТЭЦ. Наиболее чувствительными объектами, требующими особого внимания, являются школы и больницы.

##### (2) Фаза эксплуатации

- Мониторинг выбросов газа: измеряемые параметры –  $\text{NO}_x$  ( $\text{NO}$ ,  $\text{NO}_2$ ).

Основное место для мониторинга – газозвод.

- Мониторинг состояния атмосферного воздуха: измеряемые параметры –  $\text{NO}_x$  ( $\text{NO}$ ,  $\text{NO}_2$ ).

Основное место для мониторинга – существующая территория. Наиболее чувствительными объектами, требующими особого внимания, являются школы и больницы.

- Мониторинг уровня шума: измеряемые параметры – уровень шума.

Основные места – жилая зона и границы территорий, прилегающих к площадке ТашТЭЦ. Наиболее чувствительными объектами, требующими особого внимания, являются школы и больницы.

Таблица 4-4-3 Объект мониторинга, место и частота на фазе строительства и фазе эксплуатации

Наименование	Объект мониторинга	Параметр	Место	Частота
Фаза эксплуатации	Качество атмосферного воздуха	Взвешенные частицы, NO <sub>x</sub> (NO, NO <sub>2</sub> )	Существующие контрольные точки	Продолжительно
	Шум	Уровень шума	Граница и жилые зоны вблизи ТашТЭЦ	На период, когда объемы выполнения строительных работ будут максимальными)
Фаза строительства	Отходящие газы	NO <sub>x</sub> (NO, NO <sub>2</sub> )	Траектория распространения дыма	Продолжительно (Устройство для продолжительного мониторинга)
	Качество атмосферного воздуха	NO <sub>x</sub> (NO, NO <sub>2</sub> )	Существующие контрольные точки	Продолжительно
	Шум	Уровень шума	Граница и жилые зоны вблизи ТашТЭЦ	Два раза в год

#### 4.5 График подготовки ОВОС

##### 4.5.1 Процедура подготовки ОВОС

Общественные слушания еще не проводились: проведение слушаний планируется на будущее, в то время как их содержание и общий график уже обсуждались и одобрены.

Проведение общественных слушаний займет в общей сложности около одного месяца и начнется с информирования жителей близлежащих районов о месте и времени их проведения, а затем разъяснения/изучения содержания ЗВОС. После проведения слушаний, сбора/изучения мнений резидентов, результаты будут представляться в заинтересованные институты и заинтересованным гражданам.

На данный момент имеется необходимость в проведении собраний для разъяснения содержания доработанного ЗВОС, описанного в пп. 4.3 и 4.4.

Заключительная программа обследования площадки будет основываться на следующем. Весь утвержденный отчет ЗВОС переделываться не будет, но будут проводиться процедуры, принятые в Республике Узбекистан, и оформляться в виде дополнительного отчета.

Отчет будет включать план мониторинга во время строительства/эксплуатации, детально описанные меры по снижению воздействия на окружающую среду во время строительства/эксплуатации, а также коррекция расчетов качества воздуха и уровня шума и оформление результатов публичных слушаний.

В ходе консультаций с Госкомприроды была подтверждена приемлемость этих процедур и мероприятий.

#### **4.5.2 Процедура проведения публичных слушаний**

В Республике Узбекистан процедура проведения и непосредственно проведение публичных слушаний осуществляется оператором проекта. Процедура обычно состоит из пяти шагов:

- Шаг 1. Уведомление о проведении публичных слушаний представителей общественности;
- Шаг 2. Подготовка резюме ОВОС, распространение соответствующим представителям общественности и наличие заявления о воздействии на окружающую среду для изучения общественностью;
- Шаг 3. Открытие публичных слушаний с местными жителями;
- Шаг 4. Сбор мнений местных жителей с помощью вопросника и их последующий анализ; и
- Шаг 5. Отчет о результатах проведения публичных слушаний с его последующим представлением в соответствующие организации.

Резюме по ОВОС готовится на узбекском и русском языках и распространяется соответствующим представителям. Резюме распространяется среди общественности, проживающей в жилых районах, расположенных вблизи Ташкентской ТЭЦ. Разъяснение содержания отчета ОВОС представляет собой возможность прямого контакта с местными жителями и должно быть доступно максимальному количеству заинтересованных жителей. График проведения публичных слушаний доводится в печатных изданиях и других средствах массовой информации, включая сеть Интернет.

Во время публичных слушаний оператору Проекта необходимо дать разъяснения о его составе, включая преимущества нового оборудования, потенциальное воздействие на окружающую среду, а также провести сессии вопросов и ответов. После этого слушателям раздаются вопросники с целью сбора информации о понимании состава Проекта резидентами.

Результаты проведения публичных слушаний представляются оператором Проекта в соответствующие организации в виде обобщенного отчета и публикуются в средствах массовой информации.

Мнения местных жителей будут отражены в окончательном Заявлении об экологических последствиях, как было описано выше.

График проведения дополнительного моделирования, публичных слушаний с местными жителями, а также подготовки дополнительного отчета ЗВОС и его утверждения в Республике Узбекистан приведены в Таблице 4-5-1. Данный график согласовывался/утверждался с Ташкентской ТЭЦ и ОАО «Теплоэлектропроект».

В ходе консультаций с Госкомприроды была подтверждена приемлемость этих процедур и мероприятий.

Однако Госкомприроды предполагает приглашение специалистов для участия в публичных слушаниях. Агентству ЛСА необходимо рассмотреть и подготовить мероприятия для обеспечения беспрепятственного проведения публичных слушаний, как например, организация командировки соответствующих специалистов.

Группа исследования не может принимать участия в публичных слушаниях из-за напряженного графика работ. В случае присутствия представителей ЛСА в слушаниях необходимо заблаговременное уведомление по электронной почте или другими способами.

Требованием Госкомприроды является разъяснение трех позиций в ходе публичных слушаний: установка нового оборудования внесет свой вклад в снижение экологических рисков; прекращение использования мазута в качестве топлива; и снижение акустического воздействия.

Таблица 4-5-1 Общая схема подготовки ОВОС и проведения публичных слушаний с жителями прилегающих районов.

№	Действия	Время	Срок
1	Проведение дополнительного моделирования, обзор содержания/подготовка отчета для дополнительного отчета ЗВОС	2 месяца	Ноябрь-декабрь 2009 г.
2	Проведение публичных слушаний для местных органов управления, местных махаллей и жителей	1 месяц	Январь 2010 г.
3	Подготовка сокращенного варианта отчета ЗВОС и его распространение среди заинтересованных лиц, изучение отчета ЗВОС на ТЭЦ/в махаллинских комитетах		
4	Проведение публичных слушаний с разъяснением оценки воздействия на окружающую среду		
5	Подготовка и распространение вопросников среди местных жителей и сбор/анализ результатов	1 месяц	Февраль 2010 г.
6	Подготовка отчета для заинтересованных организаций и процедуры утверждения дополнительного отчета ЗВОС в Республике Узбекистан		

#### 4.6 Проект Заявления о воздействии на окружающую среду

Во время заключительного обследования было подтверждено, что процедуры утверждения отчета ЗВОС в Республике Узбекистан будут проводиться как процедуры утверждения дополнительного отчета ЗВОС. Отчет будет включать план мониторинга во время строительства/эксплуатации, детально описанные меры по снижению воздействия на окружающую среду во время строительства/эксплуатации, а также исправленные показатели качества атмосферного воздуха и уровня шума и результаты проведения публичных слушаний.

В таблице ниже приведена информация по контрольным точкам ЛСА по вопросам социального воздействия на окружающую среду для проектов, реализуемых в рамках японских кредитов ОПР и предполагаемый график подготовки отчета ЗВОС.

График	Контрольные точки и процедура подготовки ОВОС	Проект японского кредита ОПП
Декабрь 2009 г.	Экспертиза дополнительного отчета ЗВОС в Республике Узбекистан в т.ч. проведение дополнительного моделирования	Оценка
Январь 2010 г.	Проведение публичных слушаний. Окончательное подтверждение по контрольному списку ЖВЭС в отношении ТЭЦ.	Утверждение содержания дополнительного отчета ЗВОС и участие в публичных слушаниях
Февраль 2010 г.	Завершение экспертизы дополнительного отчета ЗВОС в Республике Узбекистан	Обязательство
Март 2010 г.		Обмен нотами, кредитное соглашение

**Примечание:** экологический контрольный перечень – это бывший контрольный перечень ЖВЭС, в настоящее время находится на стадии пересмотра.

#### 4.7 Заключение

Для определения качества воды вокруг Ташкентской ТЭЦ были получены результаты существующих замеров. Что касается качества вокруг Ташкентской ТЭЦ, был подтвержден высокий уровень загрязнения двуокисью азота, а вода в реке, принимающей стоки с Ташкентской ТЭЦ, имеет более высокий уровень загрязнения, что позволяет сделать вывод, что уровень концентрации загрязняющих веществ в реке выше, чем в сточных водах ТашТЭЦ.

Замеров уровня шума вокруг площадки Ташкентской ТЭЦ не проводилось, хотя имеются данные, что при помощи простого шумомера было определено, что уровень шума является незначительным.

Отчет ЗВОС был представлен в Госкомприроды до проведения обследования и на настоящий момент ЗВОС утвержден.

С точки зрения прогноза качества атмосферного воздуха было рекомендовано снести 3 паровых котла (№№2-4) взамен строительства двух газотурбинных установок в рамках настоящего проекта и 1 газотурбинной установки, строящейся в рамках проекта NEDO. Было подтверждено, что такая замена будет положительно влиять на улучшение качества воздуха по сравнению с текущей ситуацией.

Было подтверждено, что в результате замеров было определено, что уровень шума от двух газовых турбин настоящего проекта и 1 газовой турбины проекта NEDO весьма низок. Однако в связи с наличием несоответствующих параметров и отсутствием испытуемого оборудования было решено, что соответствующие данные будут представлены ОАО «Теплоэлектропроект» группой обследования, а также запланировано проведение дополнительного изучения.

Основные позиции, как например, качество воздуха, акустическое воздействие приведены в отчете ЗВОС, однако требования контрольного листа JBIC в отношении мер по снижению воздействия на окружающую среду во время строительства и эксплуатации, а также плана мониторинга воздействия на окружающую среду во время строительства и эксплуатации не соблюдены.

Было получено базовое одобрение мер по снижению воздействия на окружающую среду во время строительства/эксплуатации, а план мониторинга по проекту был представлен в качестве рекомендации. Планируется прохождение всей процедуры утверждения вместе с ранее упомянутым повторным проведением исследования качества атмосферного воздуха/воды в виде дополнительного исследования в феврале 2010 года с оформлением последнего в виде дополнительного отчета ЗВОС.

Из вышеуказанного заявления можно сделать заключение, что основная цель проекта в принципе достигнута, хотя утверждение содержания ЗВОС, сотрудничество при проведении публичных слушаний и т.д. следует принять во внимание и своевременно выполнять в будущем.

## Приложение-1

Японское Агентство Международного Сотрудничества

Дата: 21 октября 2009 г.  
Исх. R3CAC/F2009-40D

ОАО «Ташкентская ТЭЦ»  
Г-ну ХАШИМОВУ И.М.  
Директору ТашТЭЦ

### **Предмет: Изучение по взаимодействию с NEDO по Проекту Модернизации Ташкентской ТЭЦ**

Уважаемый Искандар Муминович,

Нами было рассмотрено содержание отчета ЗВОС, который готовился и был разрешен в Республике Узбекистан с целью приведения его в соответствие с требованиями директив ЛСА (Японское Агентство Международного Сотрудничества), JBIC (Японский Банк Международного Сотрудничества) и IFC (Международная Финансовая Корпорация). Настоящим мы просим оказать содействие в организации трех позиций, приведенных ниже, на основе переговоров Первой группы исследования с представителями Ташкентской ТЭЦ, ОАО «Теплоэлектропроект» и Государственного комитета Республики Узбекистан по охране природы. Данные позиции представляют собой вопросы, которые мы бы хотели обсудить с соответствующими организациями по содержанию и графику проведения работ во время Второго натурного обследования после октября 2009 года.

#### 1. Доработка отчета ЗВОС

В текущем отчете ЗВОС содержится фундаментальная информация по воздействию на атмосферный воздух и акустическому воздействию после фазы строительства, однако по пунктам, приведенным ниже информации очень мало или она весьма незначительна.

- План мер по снижению воздействия на окружающую среду во время строительства
- План мониторинга воздействия на окружающую среду во время строительства
- План мониторинга воздействия на окружающую среду во время эксплуатации

В частности, мы бы хотели оформить план мер по снижению воздействия на окружающую среду во время строительства и эксплуатации в виде отдельной Главы 8, а дополнительные Планы мониторинга воздействия на окружающую среду – в виде Главы 9.

#### 2. Проведение повторных расчетов для оценки состояния атмосферного воздуха и акустического воздействия

Мы все еще не располагаем достаточным объемом информации и данных, поскольку данные были взяты из сети Интернет. Для проведения более точных расчетов, мы хотели бы запросить следующие две позиции:

- В настоящих условиях на Ташкентской ТЭЦ существует вероятность возникновения феномена нисходящего воздушного потока на выходе из трубы, что способствует загрязнению отходящими газами. Принимая во внимание, что Ташкентская ТЭЦ расположена рядом с жилыми зданиями, необходимо организовать повторный сбор данных, повторный расчет и повторное моделирование данных для снижения возможности возникновения данного феномена



- Определения уровня шума от газового компрессора и его воздействия на близлежащие жилые дома не проводилось. Следовательно, необходимо проведение дальнейших всеобъемлющих расчетов и моделирования.

3. Проведение публичных слушаний для жителей близлежащих к Ташкентской ТЭЦ районов

Жителям прилегающих к ТашТЭЦ районов необходимо разъяснить план мер по снижению воздействия на окружающую среду. Во время Первого натурного обследования мы обсуждали проведение такого собрания, и мы обратились к Вам с просьбой более детально обсудить с нами содержание и график проведения данного собрания во время Второго натурного обследования.

Все необходимые документы по трем вышеуказанным позициям будут подготовлены и разосланы в Ташкентскую ТЭЦ и ОАО «Теплоэлектропроект» до проведения Второго натурного обследования.

Мы были бы Вам благодарны за понимание наших предложений для эффективной реализации проекта.

С уважением,

---

Фусато Танака  
Директор, Среднеазиатский и Кавказский  
дивизион  
Восточный и Среднеазиатский департамент

Копия:

ОАО «Узбекэнерго», Председателю, г-ну Тешабаеву

ОАО «Теплоэлектропроект», Исполнительному директору, г-ну Шаисматов

Офис ЛСА в Республике Узбекистан, Главному представителю, г-ну Эджири