

Фото 5.1-22 Кабели около топки Блока 6

(Кабели покрыты пылью, и очевидные повреждения на внешней оболочке.)

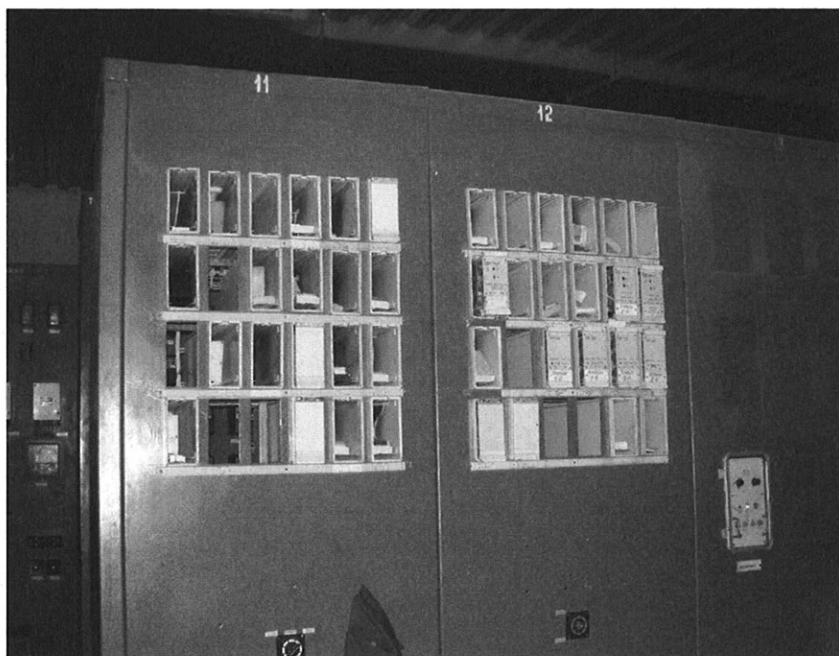


Фото. 5.1-23 Панель регуляторов

(Удалены неисправные платы)

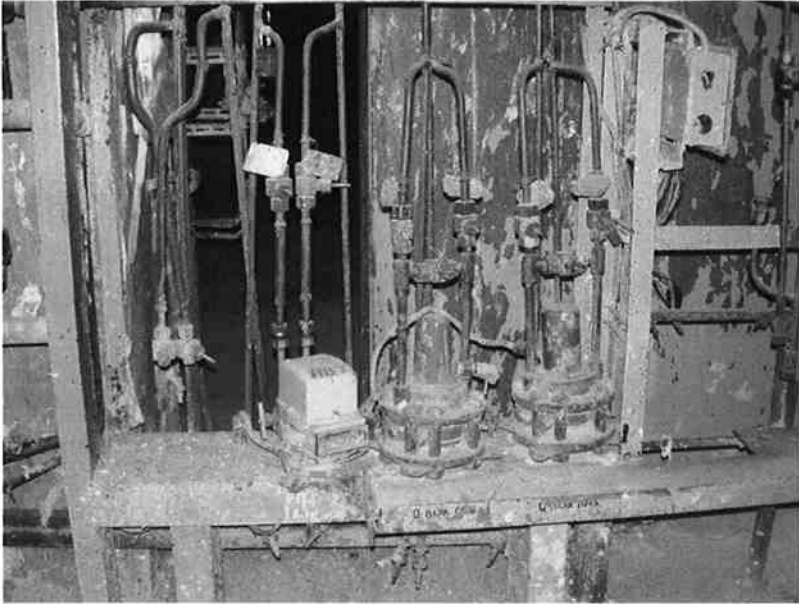


Фото. 5.1-24 Локальная приборная панель/индикаторные трубки (почти не обслуживались)

5.2 Предложения по Эксплуатации и Обслуживанию Существующей Энергоустановки

5.2.1 Выбор средств Обслуживания

После распада Советского Союза в 1991 году и получения независимости страны, в Узбекистане изменилась денежная валюта, поэтому нет возможности просто сравнить прошлую и нынешнюю стоимость выработки единицы продукции (электроэнергии). Однако как показано в Таблице 5.2-1 и на Рис. 5.2-1, общие затраты на выработку электроэнергии и стоимость производства единицы продукции резко возросли, начиная с 1995 года. Похоже на то, что причина не в том, что резко выросли отдельные позиции затрат, связанные с выработкой электроэнергии, но из-за инфляции вообще все цены. Как показано на Рис. 5.2-2, каких-либо значительных изменений в пропорции позиций затрат на производство энергии, не произошло в указанные годы. Это говорит о том, что затраты на выработку единицы продукции возросли не столько из-за роста стоимости техобслуживания, связанного со сбоями оборудования и снижением эксплуатационных часов, сколько из-за инфляционных процессов.

Стоимость топлива является одной из важнейших позиций затрат на выработку единицы продукции. Доля стоимости топлива в соотношении затрат снизилась за последние годы, хотя до сих пор составляет более 85%. Поскольку в пропорциональном соотношении доля затрат на топливо высока, стоимость единицы выработанной продукции зависит от колебания цен на топливо. Доля затрат на персонал постепенно возрастает и по прогнозам эта тенденция усилится. Однако пропорциональная доля эксплуатационных затрат на обслуживание немного снизилась, хотя сами по себе затраты возросли, как и другие позиции. Это снижение указывает на то, что техобслуживание оборудования финансируется недостаточно, и поэтому содержать оборудование в работоспособном виде крайне сложно.

Таблица 5.2-2 Затраты на выработку единицы продукции и разбивка

		1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	
Единичная цена	сум/кВтч	0.208	0.582	0.837	1.213	1.601	1.925	2.679	3.902	
	Разбивка									
Персонал	сум*	28,799.6	69,557.2	151,470.7	249,634.3	372,111.4	677,369.9	940,991.7	1,376,013.1	
		%	1.29%	1.23%	1.80%	2.47%	2.95%	3.67%	3.34%	3.42%
	Обслуж.	сум	130,264.6	350,819.8	674,400.3	675,142.7	981,329.0	806,379.6	1,188,147.8	1,859,044.5
		%	5.82%	6.18%	8.02%	6.68%	7.78%	4.37%	4.22%	4.62%
	Топл.	сум	2,017,641.9	5,198,108.4	7,460,445.4	9,054,763.9	11,023,426.7	16,278,764.3	23,699,804.7	35,291,126.9
		%	90.11%	91.61%	88.68%	89.59%	87.38%	88.25%	84.23%	87.67%
	Other	сум	126,767.5	127,356.9	238,530.8	683,316.9	2,306,913.5	1,726,518.4	126,767.5	127,356.9
		%	2.79%	0.98%	1.51%	1.26%	1.89%	3.70%	8.20%	4.29%

Примеч.: *сум: Узбекская валюта



Рис. 5.2-1 Затраты на выработку единицы продукции

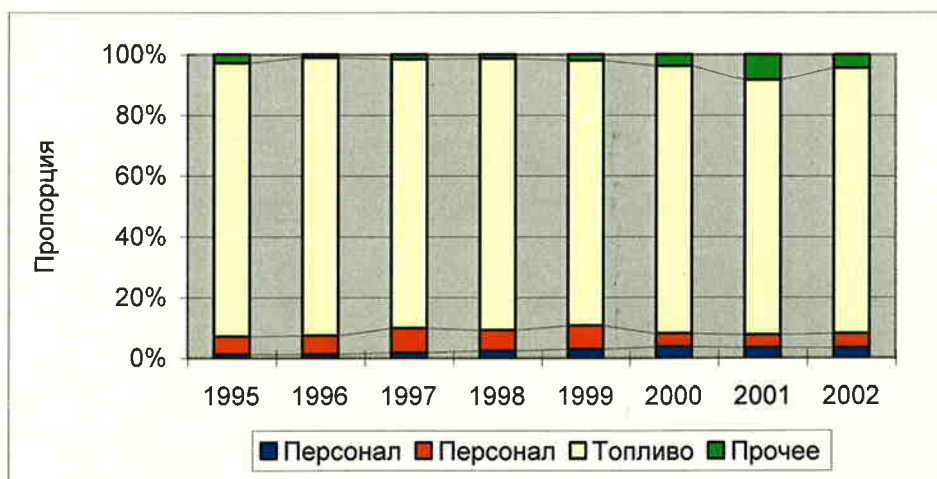


Рис. 5.2-2 Пропорциональная разбивка затрат на выработку единицы продукции

С целью снижения стоимости выработки единицы продукции, обеспечения дохода и прибыльной финансовой операции, следует поддерживать эффективность выработки генерирующего оборудования на высоком уровне и обеспечить непрерывность работы

на протяжении всего года. Для того, чтобы достичь этого, следует устранить причины низкой эффективности и внезапных отказов оборудования.

Крайне важной причиной низкой эффективности на ДП «ТашТЭС», является снижение вакуума конденсатора, вызывающее рост собственного потребления. Для того, чтобы решить эти проблемы низкой эффективности, необходимо повысить, в целом, эффективность блоков и направить средства, сэкономленные на топливе и повышении эффективности, на обслуживание оборудования.

Анализ результатов подобных мероприятий, основанный на эксплуатационных данных за 2002 год по блоку № 6, полученных на ДП «ТашТЭС», выявил следующее:

- Годовая выработка электроэнергии: 879.3×10^6 кВтч
- Валовая тепловая эффективность: 33.4%; Чистый тепловой КПД: 31.6%
- Расход топливного газа: 230.2×10^6 м³; Мазут: 94.6×10^6 кг

Предположим, что вышеуказанные значения – правильные, а ежегодно производится то же количество электроэнергии и тепла, при эффективности выработки блока – один пункт к 34.4% (Валовая тепловая эффективность в 1980 году была 35.4%), годовой расход природного газа будет 220.7×10^6 м³, снижение на 9.5×10^6 м³. С 2002 года единичная стоимость природного газа - 9.5 сум/м³, годовая экономия по топливу будет $90.25 \text{ сум} \times 10^6$, что эквивалентно 90,250 долларам США или 10.8 миллионам йен (при обменном курсе: 120 Японских йен – 1 доллар США).

Если сэкономленные на топливе средства будут направлены на цели обслуживания, станет возможным проведение дополнительного тщательного осмотра и ремонта оборудования (включая диагностический осмотр), наряду с плановым уходом и повышением уровня обслуживания, основанном на полученной высокоточной информации. Можно будет поддерживать оборудование в хорошем состоянии, что, в свою очередь, повысит надежность и срок эксплуатации оборудования.

Основные причины снижения эффективности оборудования, в целом, по блокам, представлены нам персоналом ДП «ТашТЭС» и приведены ниже.

- a. Основные причины снижения эффективности, общие для всех блоков.
 - i. Приток воздуха в печь котла и дымовую трубу
 - ii. Приток воздуха в конденсатор
 - iii. Потери пара и конденсата из-за утечек
 - iv. Перегретый отработанный газ из-за недостаточной рекуперации тепла с воздушной стороны подогревателя воздуха
- b. Проблемы конкретных блоков
 - i. Устаревшие основные паропроводы блоков №№ 1-4, плохое состояние материала основного паропровода блока № 10
 - ii. Износ перепускного трубопровода пара низкого давления турбины во всех блоках
 - iii. Износ турбин блоков №№ 2 и 4.
 - iv. Износ основных запорных клапанов пара и контрольных клапанов блоков №№ 3

- v. Износ вспомогательного оборудования
- vi. Обмотка статора генератора требует замены -блоки № 1, № 5, № 6, № 7, № 11 и № 12
- vii. Плохое состояние насосов подпитки воды во всех блоках, за исключением 1А, 2А, 3А, 4А и 8А
- viii. Основные перекладки, опорные балки и барабаны котла требуют диагностического осмотра
- ix. Газопровод Бухарского газа требует диагностического осмотра, Система Катодной Защиты требует модернизации
- x. Необходимо установить новый газопровод Бухарского газа от станции газораспределения до ДП «ТашТЭС»
- xi. Износ аккумуляторного склада
- xii. Износ автоматического выключателя вентилятора на станциях переключения 110 кВ и 220 кВ.

Работники ДП «ТашТЭС» разделяют мнение Исследовательской группы по общим для всех блоков проблемам, связанным с необходимостью повышения КПД блоков. Проблемы отдельных блоков возникают из-за морально устаревшего оборудования блоков и последующего снижения эффективности.

Нельзя также забывать о том, что состояние оборудования и условия труда работников следует улучшать во избежание несчастных случаев на производстве.

Основываясь на данные, полученные от персонала предприятия и на результаты наших собственных исследований на площадке, мы составили перечень возможных мероприятий, необходимых для улучшения работы оборудования, в частности, вакуумного конденсатора, и экономии дополнительной энергии. В дополнение, мы также перечислили меры, повышающие готовность и надежность оборудования, совершенствующие условия труда. Мы также предлагаем качественные оценки эффективности и стоимости каждого мероприятия по усовершенствованию

а. Оборудование котла

Оборудование, которое нужно обновить/отремонтировать	Меры по совершенствованию	Эффективность	Затраты
Заменить трубы котла	Экономия вспом. энергии, улучш. эффективности и надежности	Средняя	Высокие
Устранить утечку воздуха и отработанного газа	Экономия вспом. энергии, улучш. эффективности и рабочих условий, снижение загрязнения	Высокая	Средние
Ремонт температурных швов на всех воздухо- и газопроводах	Экономия вспом. энергии, улучш. эффективности и рабочих условий, снижение загрязнения	Средняя	Средние
Заменить компонент подогревателя воздуха	Сниж. вспом. энергии, улучш. эффективности	Низкая	Высокие
Заменить изоляцию подогревателя воздуха	Сниж. вспом. энергии, улучш. эффективности	Высокая	Средние
Сделать электрическое оборудование вокруг котла жароустойчивым	Предотвращение несчастных случаев, повышение безопасности	Низкая	Высокие

б. Турбинное оборудование

Оборуд., которое нужно обновить/отремонтировать	Меры по совершенствованию	Эффективность	Затраты
Обновить вакуумный эжектор	Улучш. уровня вакуума, сниж. вспом. энергии, повыш. эффективности	Высокая	Средние
Обновить клапана и трубы в вакуумной системе	Улучш. уровня вакуума и эффективности	Высокая	Высокие
Установить оборуд. промывки конденсатора	Улучш. вакуума и повыш. эффективности	Высокая	Низкие

с. Общие позиции

Оборуд., которое нужно обновить/отремонтировать	Меры по совершенствованию	Эффективность	Заграты
Точно определить опасные участки и установить заземляющее оборудование	Предотвращение несчастных случаев обеспечение безопасности	Средняя	Низкие
Обновление регулирующих клапанов и контрольного оборудования	Повышение эффективности и предотвращение ошибочной операции	Высокая	Средние
Устранение утечек в водной и паровой системах	Сниж. вспом. энергии, повыш. эффективности	Высокая	Низкие
Ремонт изолирующих пластин в системах горячего водоснабжения и пара	Повыш. эффективности и обеспечение безопасности	Средняя	Низкие
Ремонт дорожек и поручней	Обеспечение безопасности, улучшение условий труда	Средняя	Низкие
Добавить освещение	Обеспечение безопасности, улучшение условий труда	Средняя	Средние

5.2.2 Результаты ремонтных и восстановительных работ

Далее приводится краткий список наиболее эффективных восстановительных мер из перечисленных выше, а также ожидаемые результаты.

(1) Восстановление Вакуума Конденсатора

Расчетный вакуум конденсатора на ДП «ТашТЭС» равен 25.7 мм Рт.ст (значение полученное от абсолютного вакуума 0 мм Рт.ст. при атмосферном давлении 1 атм = 760 мм Рт.ст.). Как показано на Рис. 5.1-6 в настоящее время наблюдается довольно значительное отклонение уровня вакуума конденсатора от расчетного значения 25.7 мм. Рт.ст. из-за снижения уровня вакуума.

Следующие причины возникновения проблем были выявлены во время встреч Исследовательской группы с персоналом ДП «ТашТЭС» с целью обсуждения вышеуказанных вопросов.

- a. Искривление швов трубопроводов, ведущих в резервуар горячей воды конденсатора и труб притока воздуха из-за коррозии в конденсаторе и подогревателе низкого давления
 - i. Низкая выпускная способность входящего потока воздуха из-за плохой работы парового вакуумного эжектора (вакуумное устройство)
 - ii. Почва внутри конденсаторных труб

Мы наметили следующие действенные меры для решения этих проблем:

- i. Замена/ремонт вакуумных эжекторов
- ii. Устранение пропуска воздуха в конденсатор
- iii. Установка средств промывки конденсаторной трубы

В частности, установка промывочного оборудования, необходимого для пункта 3), сделает возможной эффективную очистку внутренней поверхности труб во время плановых ремонтных работ, с помощью воды под давлением и щеток, что значительно эффективней, чем просто вода. Содержание внутренней поверхности труб в чистоте, позволит улучшить уровень теплообмена охлаждающей воды и пара. Указанные меры позволят достичь соответствующего вакуума в конденсаторе, что, в свою очередь, улучшит парообразование и эффективность работы турбины.

(2) Снижение Собственного Потребления

Снижение собственного потребления прямо связано со снижением энергии, потребляемой вспомогательным оборудованием в каждом блоке. Снижение собственного потребления означает, что выработка электроэнергии может быть увеличена на тот же объем потребляемого топлива. По этой причине снижение собственного потребления ведет к росту тепловой эффективности.

На Рис. 5.1-10 видно, что, несмотря на то, что оборудование морально устарело, бытовое потребление слегка выросло. Блоки спроектированы так, чтобы вспомогательное оборудование имело какую-то свободную энергию даже при максимальной нагрузке. Это нужно для того, чтобы, когда блоки используются с расчетной эффективностью, не было необходимости в том, чтобы вспомогательное оборудование функционировало при полной нагрузке.

Когда эффективность блоков, в целом, снижается из-за износа, на первых порах, вспомогательное оборудование используется для поддержания максимальной выходной мощности. Однако когда эффективность по-прежнему снижается, невозможно поддерживать максимальную выходную мощность даже если вспомогательное оборудование работает с 100% мощностью. Когда это происходит, даже если энергия, используемая вспомогательным оборудованием не возросла, она представляет собой большую долю вырабатываемой энергии, вызывая рост уровня собственного потребления.

Можно предположить, что поскольку большая часть вспомогательного оборудования в настоящее время работает с максимальной нагрузкой, для того, чтобы поддержать

выходную мощность блоков, наблюдается небольшой рост уровня собственного потребления.

Далее приведены причины возросшей потребности в энергии вентиляторов:

- a. Утечки воздуха и отработанных газов из котла и дымовых труб
- b. Засоренные части подогревателя воздуха

Причины возросшей потребности в энергии насосов:

- a. Сужение водопроводов и паропроводов из-за посторонних предметов
- b. Износ лопастных колес насоса
- c. Пропуск воды и пара

Большая часть энергии, потребляемой энергоустановкой, приходится на вспомогательное оборудование. Вспомогательное оборудование, потребляющее большой объем энергии, - это вентиляторы, такие FDF (Вентилятор с принудительной тягой), IDF (Вытяжной вентилятор) и GRF (Вентилятор рециркуляции газа), и водяные насосы для котлов; насосы конденсатные и водяные охлаждающие для турбин, компрессоры для обоих.

Особенно зимой, когда сжигается мазут, образуется сажа, которая налипает на детали подогревателя воздуха, и, таким образом, подогреватель воздуха засоряется, а расход энергии IDF возрастает. Для того, чтобы исправить эту проблему, персонал ДП «ТашТЭС» направляет небольшой объем топливного газа в сторону отработанного газа подогревателя воздуха, чтобы вызвать ряд взрывов, с целью очистки сажи, с помощью взрывного давления. Данный метод не только несет в себе риск повредить подогреватель воздуха, он также может повредить дымоход, поэтому этот метод не рекомендуется. Вместо этого, мы предлагаем установить вентилятор для устранения сажи под давлением воздуха.

Во многих подогревателях воздуха, если воздух просачивается со стороны положительного значения давления воздуха в сторону отрицательного значения давления отработанного воздуха, через трещины в роторе, потребление энергии вентиляторами FDF и IDF возрастает, поэтому структура должна иметь минимальные утечки. В Японии, делаются контрольные замеры для того, чтобы уменьшить эти отверстия, однако на ДП «ТашТЭС», уплотнение имеет неизменную конструкцию. Таким образом, необходимо установить уплотнение, когда отверстие маленькое, потому что когда отверстие расширяется, происходят большие утечки. Самое правильное решение – это использовать тот же метод, что и в Японии, но это не рекомендуется из-за высокой стоимости установки нового оборудования. Вместо этого, персоналу ДП «ТашТЭС», опираясь на свой опыт, следует выполнить точные замеры во время осмотра, съема и повторной сборки оборудования, чтобы установить уплотнение, не изменяя размера отверстия.

Насосы используются для накачки жидких потоков, в основном, воды, но когда твердые вещества прилипают к внутренней поверхности труб, диаметр уменьшается и проходимость потока жидкости снижается. Для того, чтобы насос достиг своего расчетного расхода, следует увеличить давление на выходе насоса, которое

увеличивает потребление мощности насоса. В частности, очень часто происходит засорение труб котла из-за оседания твердых минералов, в частности, кварца, который образуется из растворенных твердых веществ воды. Блокировка происходит в конденсатных трубах из-за сбора сора и инородных тел в установке. Когда появляются утечки потока пара или воды из трубных швов, насосы должны работать с большей нагрузкой, чтобы поддержать необходимый уровень расхода и давление, и из-за этого потребление энергии насосом повышается.

Что касается труб котла, самым эффективным средством является мониторинг давления сброса насоса подпитки и чистка с помощью кислоты, когда установленное значение превышено. Во время планового ремонта на ДП «ТашТЭС», персонал снимает трубы котла и осуществляет визуальный контроль внутренних стенок, определяет есть ли шлам, нужна ли чистка с помощью кислоты, что зависит от степени налипания на стенки. Однако, поскольку кислотный раствор циркулирует в котле определенный период времени, требуемый для очистки, данный метод очистки не является самым совершенным. Необходимо также делать анализ проб налипания, полная очистка при данном методе невозможна. В то же время, излишняя чистка может привести к тому, что будет удален не только налипший шлам, но повреждена сама стенка трубы котла. Когда толщина трубы уменьшается и становится ниже необходимой величины для поддержания прочности трубы, появляется риск аварийных ситуаций из-за пробоя трубы, особенно когда изменяется давление в трубах и при пуске. Впоследствии, это может привести к остановке блока. Для того, чтобы предотвратить оседание твердых минералов, вода, поступающая в котел должно быть соответствующего качества и следует периодически проводить продувку воды котла с целью поддержания жесткости воды на стандартном уровне. Это не только понизит потребление энергии насосом подачи, но также поможет предотвратить оседание минеральных веществ и отложений на стенках, снизит частоту появления пробоя в трубах и повысит готовность оборудования, о чем изложено подробнее далее.

Метод, приведенный в предыдущем разделе, подходит для конденсатных труб.

Выполнение мер, перечисленных выше, для остановки утечек, поможет поддерживать чистоту внутри труб и поможет также снизить потребление энергии для собственных нужд.

(3) Повышение готовности оборудования

Готовность оборудования в большой степени зависит от длительности остановок блоков. Иногда остановки и пуски необходимы по инструкции сброса нагрузки, но в другое время, сбой оборудования вынуждают производить аварийные блоки. На ДП «ТашТЭС», персонал не получал технических инструкций от производителей оборудования со времен распада Советского Союза и получения независимости Узбекистана. Хотя бюджет ограничен, работники ДП «ТашТЭС» поддерживают высокий уровень квалификации, который позволяет им ремонтировать многие виды

выходящего из строя оборудования. Их усилия увенчались успехом, поскольку им удается сохранять в довольно хорошем состоянии устаревшее оборудование и поддерживать почти такую же, как в начале, выходную мощность оборудования. Расчет, исходя из рабочих часов показывает готовность свыше 70% на Рис. 5.1-8.

Как пояснено в Главе 1, более 70% аварийных остановок, произошедших между 2000 г. и 2002 г. произошли из-за сбоев оборудования котла. Из них, большинство случаев вызваны пробоями труб котла, в целом эти случаи составляют 50% от общего числа остановок. Проблема пробитых труб котла выявлена во всех блоках, и на всех частях котлов, поэтому причину этой проблемы трудно определить. Однако, можно выявить такие тенденции, как порча частей и материалов из-за износа оборудования, что влечет за собой потерю прочности, и расширение из-за перегрева, вызываемого засоренными твердыми частицами трубами. Снижение случаев сбоя из-за пробоя труб котла приведет к огромным улучшениям и резкому повышению готовности оборудования. Для того, чтобы достигнуть этого, необходимо принять меры, описанные ранее, по улучшению качества воды, и выполнить соответствующие проверки и ремонт.

Для того, чтобы поддержать срок службы оборудования еще несколько лет, и сократить, прежде всего, число остановок за счет необходимости ремонтных работ, рекомендуется выполнить во время планового осмотра, инспекцию ключевых узлов блока, где высока вероятность сбоев.

С помощью этого метода, во время инспекции, выявляются проблемы, требующие немедленного вмешательства, а результаты инспекции, планового осмотра и ремонта анализируются и хранятся в архиве. Собранные данные могут помочь понять причины плохой работы оборудования, так, чтобы оборудование, приближающееся к сроку своего полного износа, во время следующего планового осмотра могло быть идентифицировано и перечислено. Необходимо произвести учет финансовых средств, необходимых для ремонта и составления плана технического обслуживания, соответствующего ремонту. Данный метод повысит готовность оборудования и продлит срок его действия.

(4) Обслуживание Других Видов Оборудования

а. Ремонт Изоляционных Листов

На предприятии множество различных трубных пересечений, некоторых из которых предназначены для горячих потоков. Данные трубы покрыты теплоизоляционным материалом, который предотвращает перегревание труб и потерю, уходящего в атмосферу, тепла. Внешнее покрытие трубы из листового металла, которое защищает изоляцию от воздействия ветра и дождя.

Однако на ДП «ТашТЭС» есть много труб без металлического покрытия, с открытой изоляцией. Есть даже трубы без изоляционного покрытия, трубы оголенные. Если тронуть рукой некоторые трубы, можно обжечься. Сами по себе котлы тоже находятся в похожем состоянии, и тепло, которое должно быть поглощено подаваемой водой и паром, выпускается в атмосферу.

Трудно выполнить расчет уровня снижения потерь тепла, если бы изоляционное покрытие содержалось в надлежащем состоянии. Однако можно точно сказать, что если снизятся потери тепла, тепловая эффективность блока значительно повысится.

в. Ремонт Поручней и Дорожек

Как говорилось в главе 5.1-6(4), дорожки, лестницы и лестничные клетки вокруг котла имеют не достаточно толстое решетчатое ограждение, поэтому они погнуты и находятся, в целом, в плохом состоянии. Поручни (перила) сделаны из еще более тонкого материала и имеют очень непрочную конструкцию. Эти риски, наверняка усложняют работу персонала, который находится в напряжении из-за возможной опасности. Ремонт таких вспомогательных средств не вызовет прямого улучшения эффективности работы блока, но эти меры крайне важны для инспекции и ремонта. Улучшение состояния вспомогательных средств, позволит рабочим сосредоточиться на своих обязанностях, выявлять любые неполадки на ранней стадии и выполнять свою работу с большей точностью, что без сомнений приведет к повышению готовности оборудования.

(5) Результаты ремонта и улучшения условий

а. Снижение расхода топлива

По расчетам, если вышеуказанные меры будут приняты, в частности восстановлен вакуум конденсатора и снижен расход энергии для собственного потребления, выработка блока № 6 повысится на один пункт - с 33.4% до 34.4%. Годовой расход природного газа снизится с $230.2 \times 10^6 \text{ м}^3$ до $220.7 \times 10^6 \text{ м}^3$, сокращение на $9.5 \times 10^6 \text{ м}^3$ или 17.38%.

Если данное сокращение потребления топлива, используемого в блоке № 6 применить ко всей ТЭС в целом, использование природного газа за 2002 г. снижается с $2833.9 \times 10^6 \text{ м}^3$ до $2716.9 \times 10^6 \text{ м}^3$, сокращение на $117.0 \times 10^6 \text{ м}^3$. Это эквивалентно 1,112 млн. сум, таким образом, затраты на выработку за 2002 год - 3.90 сум/кВтч были бы 3.79 сум/кВтч, и можно получить снижение стоимости выработки - 2.8%.

в. Снижение Уровня Загрязнения Атмосферы

По сравнению с природным газом, сжигание мазута вызывает больший объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, поэтому в этом разделе мы оценим влияние сокращения объема используемого мазута на эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу. В 2002 г., ТЭС, в целом, использовала 684.3×10^3 тонн мазута, но тепловая эффективность улучшилась на 1% при описанных здесь условиях, и можно ожидать годового сокращения в 117.0×10^3 тонн.

При указанном уровне снижения расхода мазута, годовые эмиссии ТЭС равные примерно 305,000 тоннам CO_2 , 839.6 тоннам NO_2 и 8,424 тоннам SO_2 снизились бы на 19.8%, 16.0%, и 17.1%, соответственно. В частности, снижение эмиссий двуокиси

углерода, парникового газа можно рассмотреть как материал для торговли правом эмиссии парникового газа.

с. Сокращение Токсичных Веществ

В дополнение к атмосферным загрязнителям, описанным выше, можно также сократить выбросы веществ, вредных для здоровья людей. Наиболее вредным из них является угарный газ (СО), который образуется при неполном сгорании топлива. При поддержании правильного соотношения топлива и воздуха в котле, весь углерод в топливе, теоретически, должен сжигаться, что позволяет контролировать эмиссии СО. Поэтому рекомендуется рассчитать теоретический объем воздуха для состава топлива и контролировать в реальном времени объем воздуха, посылаемый в котел. Это также уменьшит энергию, потребляемую вспомогательными средствами. Однако, невозможно непрерывно анализировать состав топлива. Практический метод – это анализировать состав топлива, когда оно получено и подавать примерно на 10% больше воздуха, чем теоретический объем воздуха. Это обеспечит отличное горение и сократит эмиссии СО до нуля.

5.2.3 План Обслуживания и Ремонта

(1) Текущее состояние обслуживания и ремонта

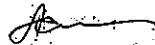
Ремонтные работы и обслуживание на ДП «ТашТЭС» выполняются по инструкциям, описанным в "Нормативах по Выполнению Обслуживания и Ремонта оборудования ТЭС." Каждый год, десятилетний график обслуживания и ремонта каждого блока предлагается и обновляется, исходя из плана обслуживания и ремонта, показанного на Рис. 5.2-3. Есть три типа работ, включающих уход и ремонт: Капитальный ремонт (К), Среднесрочный ремонт (С), и Расширенный текущий ремонт (РТР). Капитальный ремонт, Расширенный текущий ремонт и Среднесрочный Ремонт повторяются примерно каждые два года.

**ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ПЛАН КАПИТАЛЬНЫХ, СРЕДНИХ И РАСШИРЕННЫХ ТЕКУЩИХ РЕМОНТОВ
ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭЦ ШИШКЕНТСКОЙ ТЭС НА 2000 – 2010 ГОДЫ**

Стандартный № блока	Установленная мощность	Планируемые виды ремонтов по годам										Примечание	
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009		2010
1	150		С		К		РТР		С		К		
2	150			РТР		К		РТР		С		К	
3	150			С		К		РТР		С		К	
4	150	С		К		РТР		С		К		РТР	
5	150		К		С		С	К		РТР			
6	155			С		К		РТР		С			
7	165	С		К		РТР		С		К			
8	165	РТР		С		К		РТР		С			
9	150	К		С		С		К		РТР		С	
10	165		К		РТР		С	К		РТР			
11	155	К	РТР		С		К	РТР		С			
12	155			К		РТР		С		К		РТР	
Распределение ремонтов по годам		2/2/1	2/1/1	2/2/1	2/3/1	2/2/2	2/2/2	2/2/2	2/2/2	2/2/2	2/2/2	2/2/2	2/2/2
Новый договор № группы	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1	ремонт							договор		ремонт			
2			ремонт										
3				договор		договор							

Условно обозначение: 1/2/3
 1 – количество капитальных ремонтов;
 2 – количество средних ремонтов;
 3 – количество расширенных текущих ремонтов.

ГЛАВНЫЙ ИНЖЕНЕР

Г.А. КОЛЯН

Рис. 5.2-3 График среднесрочного обслуживания и ремонта (2000 - 2010)

**ГРАФИК
РЕМОНТОВ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭЦ ШИШКЕНТ ТЭС НА 2003 ГОД**

Стандартный номер агрегата	Установленная мощность (МВт)	Год после даты ремонта	1 полугодие												Продолжительность ремонта (кал. сут.)	Потребность в ремонтном персонале										
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		ВСЕГО	УСТ	СПЕЦИАЛИЗ. РАБОТЫ	210	АВТОМАТ. УПРАВЛЕНИЕ	АВТО. ВЕРХО. ВЛАС.	Служба по ремонту ТЭС				
КАПИТАЛЬНЫЕ РЕМОНТЫ																										
Блок - 1	150	08.10.97														90	342	147	42	28	6				119	
Блок - 7	165	29.08.96														70	343	147	42	28	6					119
СРЕДНИЕ РЕМОНТЫ																										
Блок - 5	150	09.02.01														30	307	137	42	28	6				94	
Блок - 6	150	22.08.99														30	307	137	42	28	6				94	
Блок - 8	165	08.09.04														30	307	137	42	28	6				94	
РАСШИРЕННЫЕ ТЕКУЩИЕ РЕМОНТЫ																										
Блок - 10	155	14.11.01														90	517	100	42	28	6				341	
Блок - 8	150	04.08.00														90	372	147	42	28	6				119	
КАПИТАЛЬНЫЕ РЕМОНТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ																										
Т-1 ТЭС-200000110	ввод в работу 16.1989г															34	8									8
ТС-1 ТЭС-15000033	к-р. в 07.1997г															15	8									8
Т-7 ТЭС-180000210	1996г															34	8									8
ТС-7 ТЭС-16000033	1996г															15	8									8
капитальный ремонт трансформатора ст. №3																30	10									10

ПРИМЕЧАНИЯ: 1. На энергоблоках ст. № № 1 и 10 – замена прерывателя острого тока при условии возможности.
 2. Капремонт дымовой трубы ст. №3 с остальными блоками ст. №№9-12 на 30 дней. Ограничение мощности на 625 Мвт.

ГЛАВНЫЙ ИНЖЕНЕР ТЭЦ ШИШКЕНТ ТЭС
 ГЛАВНЫЙ ИНЖЕНЕР ПО УПРАВЛЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЕЙ
 ГЛАВНЫЙ ИНЖЕНЕР СП. ЭЛЕКТРОПРОЕКТА
 ГЛАВНЫЙ ИНЖЕНЕР СП. ОАО «ЭНЕРГОАК» ИР

Г.А. КОЛЯН
 С.У. КАМАЛОВ
 С.Г. ТОКУЗОВ
 Р.М. САЛИДОВ

Рис. 5.2-4 2003 График обслуживания и ремонта

Количество дней, выделяемых для трех видов обслуживания и ремонта - семьдесят, тридцать и двадцать один день соответственно. Эти периоды могут быть продлены в зависимости от ремонтных работ. Детали выполняемых работ решают в предыдущий вперед, исходя из бюджета. Отдел Обслуживания создает план, который утверждается

Главным инженером и наконец принимается (см. Организационную структуру на Рис. 5.4-1). Окончательно утвержденный рабочий план за 2003 г. показан на Рис. 5.2-4.

Как описано выше, основная цель обслуживания и ремонтных работ на ДП «ТашТЭС» – это организация ухода и проведение ремонта. Похоже на то, что в понимании этих вопросов и подходах к ним на Японских ТЭС и здесь существует небольшая разница. На ДП «ТашТЭС», есть руководство по проверкам и проблемные участки проверяются во время обслуживания и ремонта. Опираясь на указанные проверки, определяются материалы и период времени, необходимые для следующего обслуживания и ремонта. Однако, профилактическая проверка и обслуживание с целью регистрации изменений, произошедших с оборудованием со временем, для исправления изменений и определения срока дальнейшего действия оборудования, не выполняются. Поскольку невозможно заменить все устаревшее оборудование сразу, следует разработать программу профилактических мер при первой же возможности, с целью замены текущей программы ответного обслуживания. Путем определения изношенных частей на ранней стадии и принятия мер по исправлению, можно предотвратить сбои и повысить готовность блоков.

(2) План Обслуживания и Ремонта

Как говорилось в главе 5.2.3, (1), плановое обслуживание выполняется на ДП «ТашТЭС» примерно каждые два года. Если есть возможность и это не создаст проблем, в частности, задержки по времени обслуживания и ремонта, следует собрать данные для профилактического обслуживания, во время проведения проверок на ДП «ТашТЭС» по существующему графику обслуживания и ремонта.

По оборудованию, требующему профилактического обслуживания, необходимо провести проверку степени износа во время Капитального ремонта, который длиннее, чем остальные виды ухода за оборудованием или во время Расширенного Текущего Ремонта, который продлевается на тот период, какой нужен для устранения неполадок. Следует предпринять усилия для оценки поврежденных точек или износа.

В дополнение к вышеуказанному, работы по обслуживанию и ремонту должны быть начаты по оборудованию, совершенствование работы которого приведет к повышению тепловой эффективности. В качестве приоритета, работа должна начаться по исправлению вакуума конденсатора и устранению утечек в тех точках, которые уже выявлены.

После этого, следует запланировать работу по ремонту другого оборудования, где выявлены проблемы, при проведении планового обслуживания, с целью постепенного продления срока службы и эффективности оборудования.

а. Далее приведен пример графика обслуживания и ремонта, который идет за графиком планового обслуживания и ремонта по блоку № 6, и включает в себя меры по обновлению, ремонту и осмотру оборудования, перечисленного выше.

- Во время Капитального Ремонта 2005 года

- (a) Обновить вакуумный эжектор
 - (b) Ввод промывочного оборудования для конденсатных труб (используется всеми блоками).
 - (c) Ремонт утечек вокруг конденсатора (вакуум, паропроводы и клапана).
 - (d) Выполнить тщательную проверку первичного оборудования, в частности, котла и турбины, а также вспомогательного оборудования и основных клапанов.
- Во время Расширенных Текущих ремонтов 2007 года
 - (e) Устранение утечек воздуха и газа вокруг котла.
 - (f) Ремонт уплотнения воздухоподогревателя.
 - (g) Восстановление регулирующих клапанов и контрольного оборудования.
 - (h) Ремонт и восстановление оборудования, используемого на участках с высокой температурой/высоким давлением, если по результатам предыдущей тщательной проверки выявлено, что они не продержатся до следующего планового обслуживания (особо укрепляя слабые части труб котла)
 - Во время Среднесрочного ремонта 2009 года
 - (a) Восстановление компонентов нагревателя воздуха.
 - (b) Огнестойкость электрических частей вокруг котла.
 - (c) Ремонт утечек в водной и паровой системах.
 - (d) Ремонт изоляционных листов для систем горячего водоснабжения и пара.
 - (e) Ремонт дорожек и поручней.
 - (f) Добавление освещения.

(3) Расчет Стоимости Ремонтных Работ

Примерный расчет затрат по восстановлению и обновлению, работам по уходу и проверкам, выполняемым в соответствии с планом обслуживания и ремонта, описанному в (2)) и приведенному ниже, для каждого года, когда проводится обслуживание.

Таблица 5.2-3 Затраты на плановое обслуживание 2005г.

Позиция	Стоимость (в млн. йен)
Восстановление вакуумного эжектора	25
Установка промывочного оборудования для конденсатных	12
Ремонт утечек вокруг конденсатора	10
Проведение тщательной проверки первичного оборудования,	8
Всего (иностранная валюта, национальная валюта)	55 (42, 13)
Непредвиденные расходы	2.8(2.1, 0.7)
Консультант	2.3(2.3, 0)
Итого	60.1(46.4, 13.7)

Таблица 5.2-4 Затраты на Плановое Обслуживание 2007

Позиция	Стоимость (в млн. йен)
Ремонт точек пропуски воздуха и газа вокруг котла	10
Ремонт изоляции подогревателя воздуха	3
Восстановление регулирующих клапанов и контрольно-измерительного оборудования	50
Ремонт и восстановление поврежденного оборудования, выявленного при предыдущей проверке	50
Всего (иностранная валюта, национальная валюта)	113(90, 23)
Непредвиденные расходы	5.7(4.5, 1.2)
Консультант	4.7(4.7, 0)
Итого	123.4(99.2, 24.2)

Таблица 5.2-5 Затраты на плановое обслуживание 2009 г.

Позиция	Стоимость (в млн. йен)
Восстановление компонента подогревателя воздуха	50
Огнестойкие электрические детали вокруг котла	8
Ремонт утечек в водяной и паровой системах	5
Ремонт изоляционных листов систем горячего водоснабжения и пара	6
Ремонт дорожек и поручней	4
Добавление освещения	3
Всего (иностранная валюта, национальная валюта)	76(50, 26)
Непредвиденные расходы	3.8(2.5, 1.3)
Консультант	3.2(3.2, 0)
Итого	83.0(55.7, 27.3)

5.2.4 Финансовый анализ Плана Обслуживания

(1) Техобслуживание в финансовом выражении

Обслуживание выполняется с целью поддержания хорошего работоспособного состояния оборудования, совершенствования характеристик и/или продления срока действия оборудования.

Финансовая выгода от готовности оборудования и поддержания технических характеристик на соответствующем уровне – это выручка, соответствующая затратам на обслуживание. Затраты на обслуживание старого блока выше, чем затраты на новый блок того же типа. Блоки на ДП «ТашТЭС» эксплуатируются 30-40 лет. Затраты на обслуживание считаются выше по сравнению с периодом пуска и первым годам эксплуатации. Финансовая оценка затрат на обслуживание с целью поддержания рабочих характеристик и готовности оборудования не должна выполняться исходя из первоначальной стоимости в первые годы эксплуатации, а опираться на выручку, которую дают блоки.

В главе 5.3.2 (3) предположено, что ДП «ТашТЭС» вносит свой финансовый вклад - 1.31 сум/кВтч, что соответствует 12,838 млн. сум при выработке 9,800ГВтч чистой электроэнергии в год на ТЭС. При использовании этой суммы, ДП «ТашТЭС» разрешено тратить 12,838 млн.сум в год на обслуживание с целью поддержания готовности и рабочих характеристик. Если достигнута экономия затрат на техобслуживание, сэкономленная сумма становится финансовой прибылью.

Экономия средств на обслуживание может вызвать риск снижения готовности и надежности оборудования. Даже если поддерживается мощность оборудования и техобслуживание хорошее, готовность и надежность оборудования из-за износа снижаются. Некоторые устаревшие узлы могут выйти из строя неожиданно, что приводит к простоям. Простой оборудования – это потеря выручки и финансовые убытки. Готовность и надежность старых блоков ниже, чем более новых. Если блок не обслуживается в достаточной мере, возникает много проблем, вызываемых сниженной готовностью и надежностью. Разумные затраты на техническое обслуживание следует предусмотреть, так, чтобы все узлы и оборудование могли исполнять свои функции. Если стоимость выработки блока, включая затраты на техобслуживание становятся выше, чем для новой энергоустановки, следует построить новую ПГУ взамен старых существующих блоков.

Следующий вопрос – стоимость блока. В случае с выработкой электроэнергии, необходимо определенное время для строительства электростанции. На строительство и ввод в эксплуатацию нужно несколько лет. Есть вероятность того, что любой из блоков системы выработки электроэнергии выйдет из строя из-за аварийной ситуации, которая может создаться, несмотря на хорошее техобслуживание. Поэтому необходима разумная маржа (разница) между выработкой и поставкой. Блок находящийся в состоянии готовности (резервном) также имеет свои затраты. До замены 2 блоков из существующих 12 блоков одной новой ПГУ 370МВт, все 12 блоков смогут работать еще 3 – 4 года до завершения новой установки смешанного цикла (ПГУ). С учетом

этой цели, затраты на обслуживание не обсуждаются или считается, что обоснованным тратить ту сумму, которая эквивалентна стоимости выработки новой ПГУ 370МВт. Сумма в 4,000 млн. на блок (48 млрд. сум для 12 блоков) рассчитана в главе 5.5.5 (2). Как упоминалось в 5.3.1 (1) ДП «ТашТЭС» является одним из важных генерирующих объектов Республики Узбекистан. Нужно выполнять соответствующее техническое обслуживание и предусмотреть разумный объем затрат на осмотр, уход и техобслуживание.

(2) Повышение теплового КПД

Таблица 5.2-5 показывает годовую экономию затрат на топливо по сравнению с повышением теплового КПД на единицу продукции.

Таблица 5.2-5 Годовая экономия затрат на топливо в сравнении с повышением теплового КПД на единицу продукции

Единица измер.: тысяи сум

Повышение КПД	Эквивал. повышение теплового коэфф. (Ккал/кВтч)	Цена топлива без НДС (сум/1000Ккал)					
		1.6	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6
0.1%	7.8	10,657	11,989	13,321	14,653	15,985	17,317
0.2%	15.5	21,048	23,679	26,310	28,940	31,571	34,202
0.3%	23.1	31,377	35,299	39,221	43,143	47,065	50,987
0.4%	30.6	41,645	46,851	52,056	57,262	62,467	67,673
0.5%	38.1	51,853	58,334	64,816	71,297	77,779	84,260
0.6%	45.6	62,000	69,750	77,500	85,250	93,000	100,750
0.7%	53.0	72,088	81,099	90,110	99,121	108,132	117,143
0.8%	60.4	82,117	92,382	102,646	112,911	123,175	133,440
0.9%	67.7	92,087	103,598	115,109	126,620	138,131	149,642
1.0%	75.0	102,000	114,750	127,500	140,250	153,000	165,750
1.1%	82.2	111,855	125,837	139,819	153,801	167,783	181,764
1.2%	89.5	121,653	136,860	152,066	167,273	182,480	197,686

(Примечание) Предположительная годовая выработка 850МВт/год.

Стоимость топлива 1.7/1000Ккал эквивалентна текущей предположительной величине соотношения цен на газ и мазут 70% и 30%, с учетом того, что цена на газа, включая НДС - 15.5 сум/м3 и цена на мазут, включая НДС 25,000сум/тонна.

Повышение КПД на 1% дает экономию затрат 100 миллионов сум в год. Если КПД повышать на протяжении 5 лет, экономия становится 500 млн. сум. Когда затраты на

топливо возрастут в будущем, экономия будет больше. Таблица 5.2.4-1 показывает экономию затрат на топливо на нескольких блоках.

(3) Финансовый анализ Плана Обслуживания в главе 5.2.3, (2)

В главе 5.2.3, (2) приведен пример Плана Обслуживания. В подпункте данный План рассматривается с финансовой точки зрения.

(а) Капитальный Ремонт на 2005 г.

План Обслуживания и ремонта на 2005 г. ("Капитальный ремонт 2005г.") нацелен на улучшение уровня вакуума в конденсаторе, поскольку уровень отличается резко от расчетного значения. Ожидается повышение теплового КПД. Финансовая выгода от повышения теплового КПД показано на Таблице 5.2.4-1. Если будет достигнуто повышение КПД на один процент, ожидается прибыль 100 млн. сум в год.

Примерный расчет затрат на Капитальный Ремонт 2005 г. 500 млн. сум. При таком предположительном расчете, понадобится 5 (пять) лет на возврат затрат. Однако, если затраты на топливо возрастут в будущем, период возврата затрат станет короче. Далее, ожидается, что Капитальный Ремонт 2005г. внесет существенный вклад в повышение готовности и надежности узлов. Если 50% затрат будут направлены на повышение готовности и надежности, затраты на повышение теплового КПД вернутся через 2 или 2.5 лет. Можно также предположить, что тепловое КПД будет и дальше снижаться, если Капитальный Ремонт 2005г. не будет проведен. Однако Капитальный Ремонт 2005 году необходим, поскольку оборудование блоков изношено. Обслуживание необходимо в любом случае, однако оно не остановит износа морально устаревшего оборудования.

Как упомянуто в главе 5.2-5, 12,838 млн. сум можно позволить в качестве максимальной платы за обслуживание в год в дополнение к настоящим расходам на обслуживание. Сумма на блок - 1 млрд. сум, что выше, чем оцененные примерно затраты. Результат будет оценен после завершения Капитального Ремонта 2005 г. Если полученный результат будет удовлетворительным, можно выполнить то же обслуживание для остальных 11 блоков. Затраты, оцененные примерно, могут быть сокращены после детального изучения персонала ДП «ТашТЭС».

Рекомендуем проведение дальнейших исследований для определения работ, выполняемых во время Капитального Ремонта 2005г.

(б) Расширенный Текущий Ремонт 2007г.

План Обслуживания и ремонта 2007г. ("Расширенный Текущий Ремонт 2007г.") нацелен на снижение потребления энергии вспомогательным оборудованием, с целью повышения эффективности и чистой выработки установки. Однако, воздействие

Расширенного Текущего 2007г. будет значительным, поскольку ожидается не только ремонт, но и значительное повышение готовности и надежности.

Во время Расширенного Текущего Ремонта 2007г., ремонт подогревателя воздуха тесно взаимосвязан со сжиганием мазута, поскольку требует большего обслуживания, чем при сжигании газа. Существующие 12 блоков на ДП «ТашТЭС» вносит свой вклад в поставку и спрос на мазут и газ, потому что в Узбекистане зимой потребляется больше топлива. Крайне важно обеспечить высокую готовность и надежность использования мазута и газа зимой. Хотя повышение теплового КПД во время Расширенного Текущего Ремонта 2007г. может быть 0.2 – 0.3%, предполагаемая выгода от безопасного сжигания мазута будет выше.

Затраты на Расширенный Текущий Ремонт 2007г. примерно оценены в 1,000 млн сум. Финансовая выгода от повышения теплового КПД будет 20-30 млн. сум в год при текущих ценах. Обслуживание, связанное с использованием мазута ведет к неизбежным затратам. Обслуживание вспомогательного оборудования также важно. Другой фактор Расширенного Текущего Ремонта 2007 г. – это снижение износа оборудования и повышение надежности и готовности. Данный вид обслуживания - Расширенный Текущий Ремонт, необязательно проводить ежегодно. 1,000 млн. сум можно будет получить в течение нескольких лет проведения цикла Обслуживания. Годовые затраты на Расширенный Текущий Ремонт могут быть разбиты на весь цикл Обслуживания.

Обслуживание вспомогательного оборудования крайне важно. Рекомендуется создать План Обслуживания с целью обеспечения готовности и надежности оборудования. Смета затрат может быть больше или меньше, чем 1,000 млн. сум, в зависимости от количества вспомогательного оборудования для выполняемого Обслуживания. Поскольку ДП «ТашТЭС» играет важную роль в энергетике, необходимо соответствующее Обслуживание установки.

(с) Среднесрочный Ремонт 2009г.

План Обслуживания и ремонта 2009 г. (“Среднесрочный Ремонт 2007 г.”) включает более общее Обслуживание и ремонт, чем те, что описаны в Капитальном Ремонте 2005 г. и Расширенном Текущем Ремонте 2007 г. Другими словами, Среднесрочный Ремонт необходим для обеспечения готовности и надежности. Как упомянуто в главе 5.2.4, (1), готовность и надежность оборудования крайне важно. Качество Обслуживания тесно связано расходами на Обслуживание. Экономия средств на Обслуживание может повлечь за собой риск потери прибыли из-за низкой готовности и надежности. Если некоторые части невозможно отремонтировать, их следует заменить при остановке или простое при Обслуживании.

Могут потребоваться большие инвестиции, если выполнять большой ремонт, замену запчастей с целью продления эксплуатации существующих блоков. Изучение модернизации и восстановления узлов необходимо провести. С другой стороны, выполняется много видов Обслуживания и ремонта с целью поддержания готовности

и надежности и эти виды Обслуживания и ремонта также вносят свой вклад в продление работоспособности оборудования. Для существующих 12 блоков, эксплуатируемых 30-40 лет, Обслуживание и ремонт крайне важны для поддержания готовности и надежности.

Затраты на Среднесрочный Ремонт 2009 г. оценены примерно в 700 млн. сум. Финансовый вклад на блок предположительно 1,000 млн. сум, как упомянуто в главе 5.2.4.1. При сопоставлении 1,000 млн. сум и 700 млн. сум, которые будут расходоваться каждый год, затраты на Среднесрочный Ремонт 2009 г. будут ниже. Среднесрочный Ремонт 2009 г. не гарантирует, что оборудование не будет останавливаться и простаивать, но уменьшает риск остановок и простоев. Не все будет идеально, но важно хотя бы уменьшить риски.

ДП «ТашТЭС» должно приложить все усилия для обеспечения готовности и надежности оборудования. Важно создать План Обслуживания и ремонта на несколько лет вместе с годовым бюджетом на эти цели. План Обслуживания и ремонта должен включать в себя обеспечение готовности и надежности. План также необходим для обсуждения с ДП «ТашТЭС» и руководством ГАК «Узбекэнерго», потому что сумма 1,000 млн. сум предположена в анализе финансового вклада ДП «ТашТЭС» и она должна быть окончательно утверждена ГАК «Узбекэнерго», с учетом всех факторов.