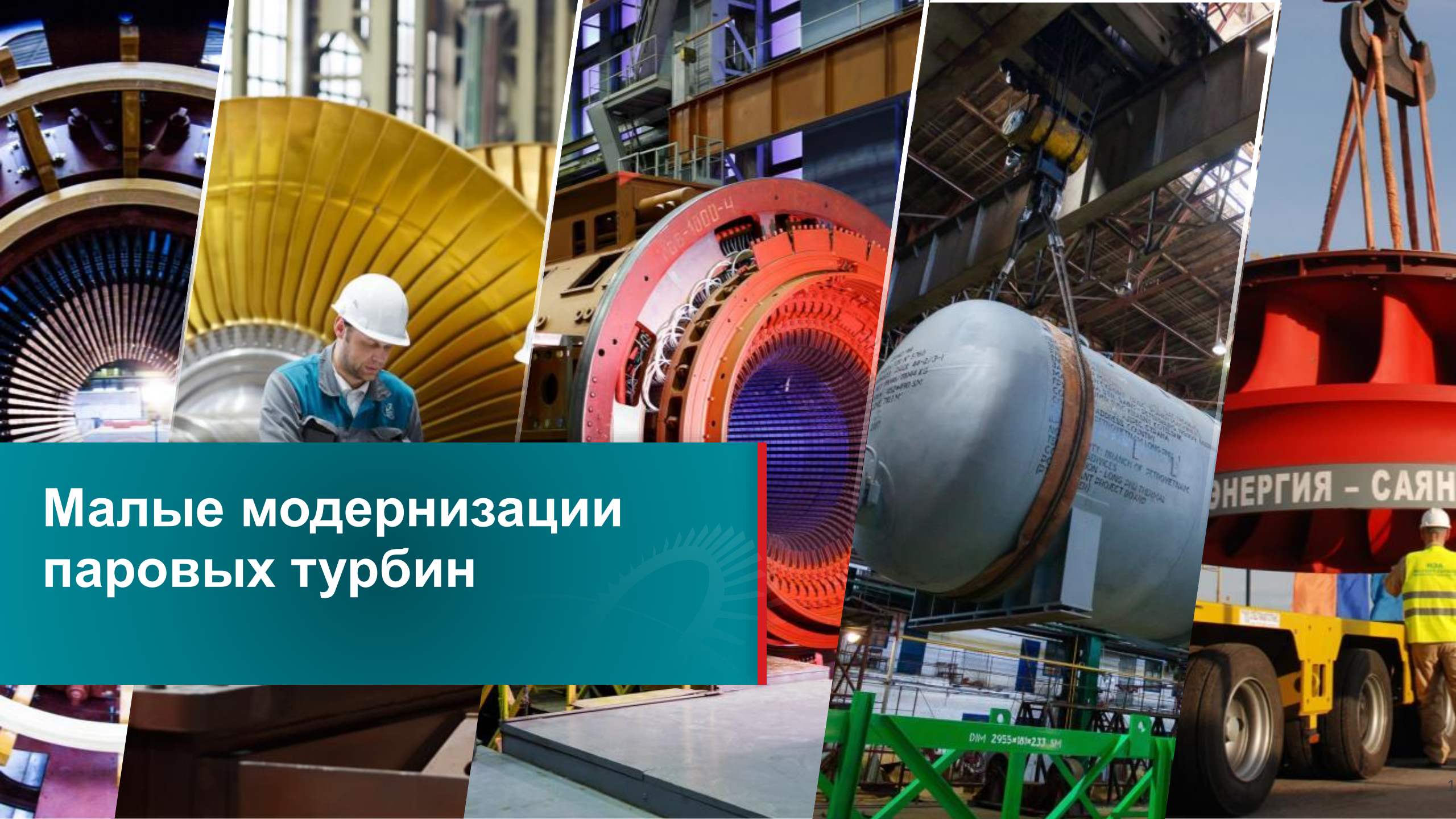


Малые модернизации паровых турбин





Направления малых модернизаций 4

1. Пакеты малых модернизаций, направленные на повышение экономичности работы паровых турбин 5

1.1. Увеличение номинальной мощности паровых турбин до 10 % от номинальной без замены роторов 6

1.2. Технология проверки плотности вакуумной системы турбоустановки избыточным давлением низкогопотенциального пара 7

1.3. Реконструкция схем концевых уплотнений паровых турбин 8

1.4. Высокогерметичные уплотнения штоков регулирующих клапанов цилиндров высокого давления 9

1.5. Уплотнение разъемов трубопроводов и цилиндров низкого давления 10

2. Пакеты малых модернизаций, направленные на повышение надёжности работы паровых турбин 11

2.1. Повышение надежности работы лопаточного аппарата последних ступеней за счет модернизации системы рециркуляции 13

2.2. Консервация оборудования турбоустановки подогретым воздухом 14

2.3. Консервация оборудования турбоустановки за счет формирования гидрофобной пленки на защищаемых поверхностях 15

2.4. Снижение протечек масла через масляные уплотнения валов путем использования олеофобных покрытий 16

2.5. Модернизация системы маслоснабжения паровых турбин 17

2.6. Модернизация подшипников 18

2.7. Модернизация маслозащитных колец подшипников 19

2.8. Модернизация регулирующих клапанов 20

2.9. Модернизация системы парораспределения с кулачковым приводом клапанов 21

2.10. Применение конденсатора пара уплотнений в паровых турбинах 22

2.11. Автоматизация конечных впрысков в пароприемные устройства конденсатора турбины 23

2.12. Система влагоудаления в последних ступенях ЦНД 24

2.13. Система охлаждения ЦНД 25

3. Пакеты малых модернизаций, направленные на повышение маневренности работы паровых турбин 26

3.1. Реконструкция системы обогрева фланцев цилиндра 27

3.2. Реконструкция дренажей перепускных труб 28

3.3. Технология предтолчкового прогрева паровых турбин 29

3.4. Мероприятия по нормализации тепловых расширений паровых турбины 30



4. Пакеты малых модернизаций, направленные на повышение ремонтпригодности работы паровых турбин...... 31

4.1. Технология останова ВПУ и системы смазки при температурах металла цилиндра в зоне паровпуска 250-270 °С 32

4.2. Технология принудительного расхолаживания воздухом остановленной турбины 33

4.3. Модернизация болтового соединения фланцев полумуфт паровых турбин 34

4.4. Замена пружинной муфты Би-би для соединения валов ЦВД и ЦСНД на турбинах ПТ-60 35

5. Пакеты малых модернизаций для паровых турбин, работающих по тепловому графику...... 36

5.1. Организация регулируемого отбора пара за ЦСД паровых турбин 37

5.2. Организация дополнительного нерегулируемого отбора пара из турбин 38

5.3. Электрогидравлическая система защиты теплофикационного отбора турбин от повышения давления 39

5.4. Увеличение гидрозатворов на сливах основных пароструйных эжекторов до 11 м 40

5.5. Уплотнение поворотной диафрагмы, повышающее экономичность турбоустановки при работе по тепловому графику 41

5.6. Реконструкция трубопровода отсоса пара от штоков стопорного и регулирующих клапанов ЦВД с переводом протечек пара вместо деаэратора во внутритурбинные трубопроводы 42

5.7. Реконструкция турбоустановки с исключением из тепловой схемы встроенного ПНД-1 43



1. Пакеты малых модернизаций, направленные на повышение экономичности работы паровых турбин



	Наименование	Тип турбины					Сроки
		К-50	ПТ-60(80)	К-100	К-200	К-300	
01	Увеличение номинальной мощности паровых турбин до 10% от номинальной без замены роторов.	+	-	+	+	+	- Начало – за 4 месяца до ближайшего капитального ремонта. - Окончание – через 2 месяца после завершения капитального ремонта.
02	Технология проверки плотности вакуумной системы турбоустановки избыточным давлением низкопотенциального пара	+	+	+	+	+	- Разработка проектной документации – 1 мес. - Шефмонтажные работы в период ремонта – 2 недели. - Шефналадочные работы после ремонта – 2 недели.
03	Реконструкция схем концевых уплотнений паровых турбин	-	-	-	+	+	Сроки зависят от типа турбины, от объёмов модернизации
04	Высокогерметичные уплотнения штоков регулирующих клапанов цилиндров высокого давления	+	+	+	+	+	- Разработка проектной документации ~ 1мес. - Монтажные работы в процессе проведения ремонта ~ 2 недели.
05	Уплотнение разъемов трубопроводов и цилиндров низкого давления	+	+	+	+	+	- Разработка эскизов мехобработки горизонтального разъема и установки шнура ~ 1 нед. - Шефмонтажные и шефналадочные работы в процессе ремонта при вскрытии ЦНД.
06	Сотовые надбандажные уплотнения рабочих лопаток паровых турбин	-	+	-	+	+	- Разработка проектной документации – 2 мес. - Шефмонтажные работы в период ремонта – 1 мес.
07	Модернизации конденсаторов паровых турбин	+	+	+	+	+	Сроки зависят от типа конденсатора, от наличия разработок и пожеланий заказчика

1.1. Увеличение номинальной мощности паровых турбин до 10 % от номинальной без замены роторов

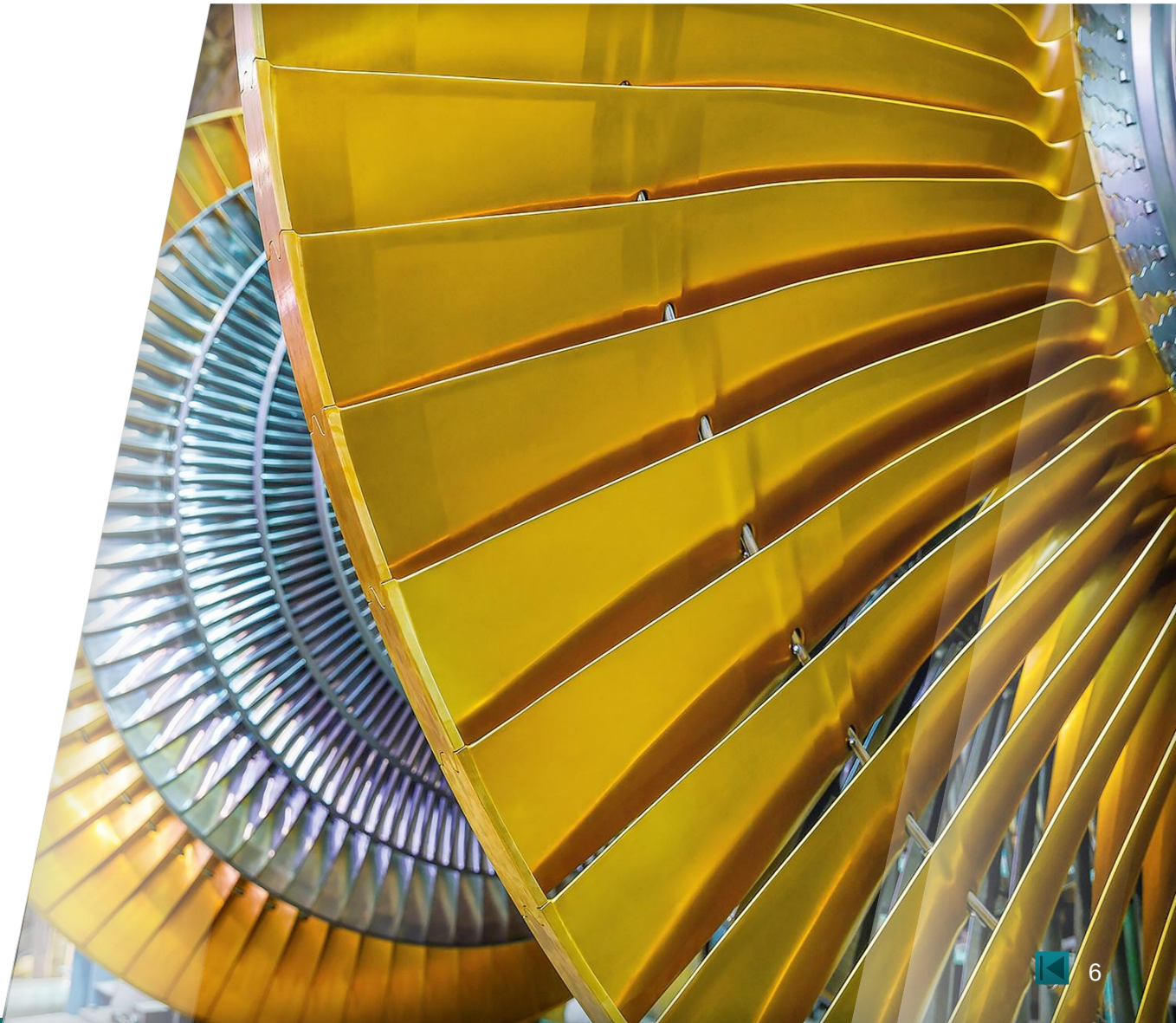


На основании расчетно-конструкторских проработок и проведенных испытаний установлено, что существующая пропускная способность типовой (не модернизированной) турбины и имеющиеся запасы по прочности позволяют увеличить расход свежего пара на турбину (при осуществлении некоторых технических мероприятий).

АО «Силовые машины» может подготовить техническое предложение по увеличению мощности без замены роторов при условии полной ревизии турбины и замены, в случае необходимости, отдельных элементов проточной части.

В результате модернизации внутренний КПД цилиндра незначительно снизится, при этом экономический эффект может быть достигнут за счет аттестации большей мощности перед Системным оператором.

Тип турбины	Увеличение мощности, МВт
К-100	15-20
К-200	20-25
К-300	30-35



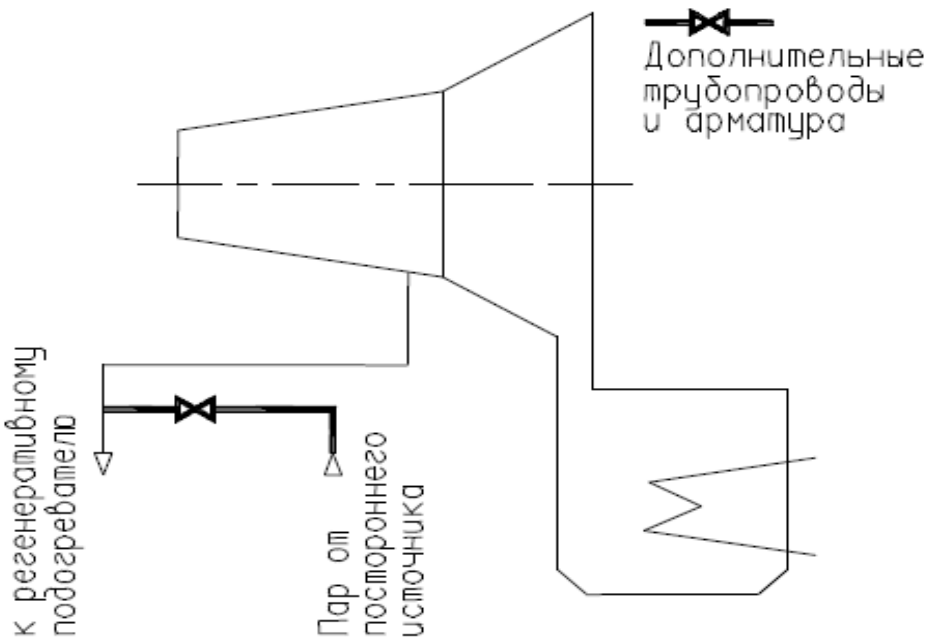
1.2. Технология проверки плотности вакуумной системы турбоустановки избыточным давлением низкопотенциального пара



Предлагаемая технология позволяет повысить экономичность работы турбоустановки. По предлагаемой технологии проверка плотности вакуумной системы турбоустановки производится избыточным давлением низкопотенциального пара без заполнения конденсатора водой. При этом через неплотности вакуумной системы происходит дросселирование пара в атмосферу с визуализацией этого процесса.

Тип турбины	Увеличение мощности, МВт
К-50	0,2
ПТ-60 (80)	0,2
К-100	0,4
К-200	0,7
К-300	1

Периодическое применение технологии позволит обнаружить и устранить места присосов воздуха, тем самым понизить давление в конденсаторе не менее чем на 0,005 ата, что в свою очередь приведет к дополнительной выработке электроэнергии.



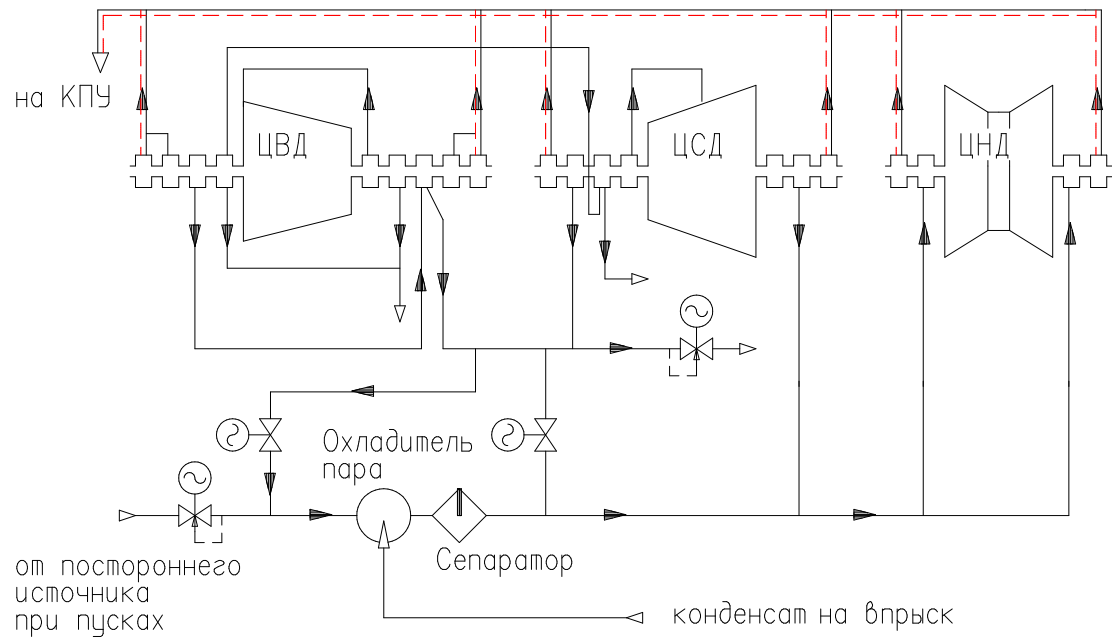
1.3. Реконструкция схем концевых уплотнений паровых турбин



Предлагаемая реконструкция реализована на принципе «самоуплотнения», что позволяет уменьшить расход пара в отбор на деаэратор, чем достигается дополнительная выработка электроэнергии.

Реконструкция по принципу "самоуплотнения" реализована на всех реновационных турбинах мощностью 200 МВт с 1987г., а также на всех вновь спроектированных конденсационных и теплофикационных турбинах мощностью 100...800 МВт.

Тип турбины	Увеличение мощности, МВт
К-200	0,15
К-300	0,2



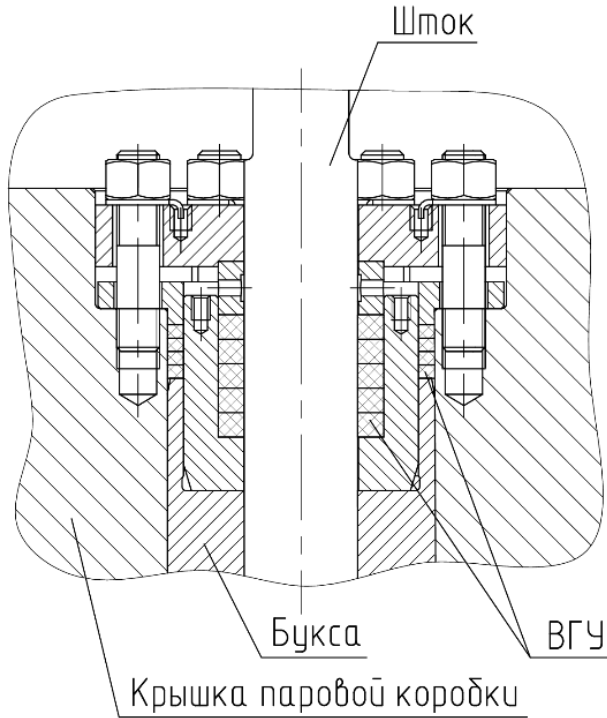
1.4. Высокогерметичные уплотнения штоков регулирующих клапанов цилиндров высокого давления



Применение таких уплотнений позволяет полностью исключить протечки пара вдоль штоков и, как следствие этого, возможность их зависания из-за заноса лабиринта солями пара. Также существенно снижается уровень продольных вибраций штоков, и исключаются их поперечные вибрации в районе подвески клапана.

Уплотнительный узел размещается в специальной расточке, выполняемой в верхней части крышки паровой коробки. Механическая обработка крышки паровой коробки и буксы осуществляется при монтаже ВГУ на станции. Метод основан на использовании промежуточной вставки из легкоплавкого материала, расположенной между поджатыми с определенным усилием уплотняющими графитовыми кольцами.

Тип турбины	Увеличение мощности, МВт
К-50	0,05
ПТ-60 (80)	0,05
К-100	0,1
К-200	0,2
К-300	0,5



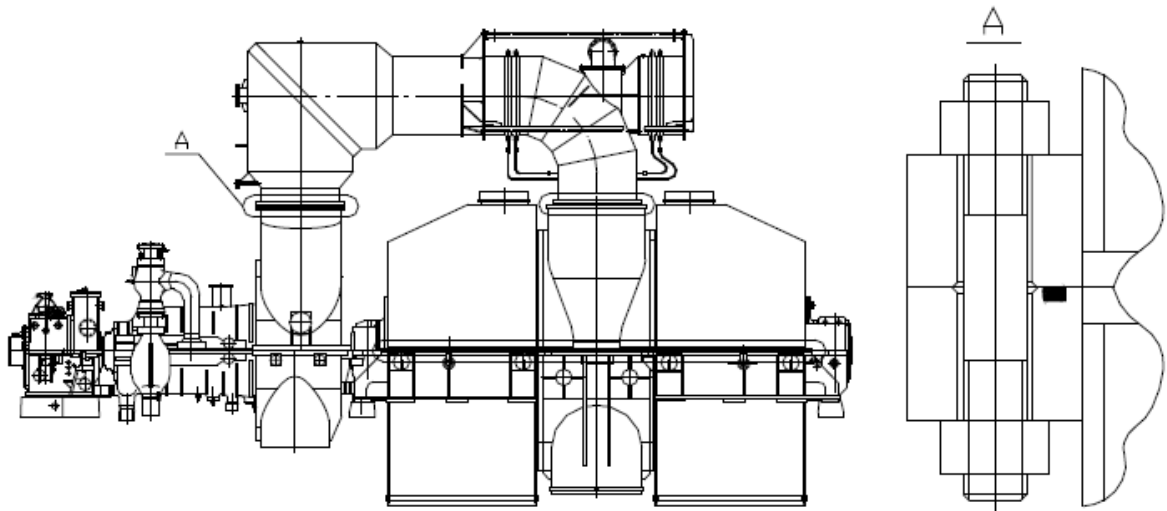
1.5. Уплотнение разъемов трубопроводов и цилиндров низкого давления



Для устранения присосов воздуха через горизонтальный разъем ЦНД предлагается по всей длине разъема в нижней половине корпуса цилиндра выполнить канавку, в которую укладывается шнур из силиконовой термостойкой резины. При затяжке разъема резина деформируется и надежно уплотняет разъем цилиндра по всей длине контура.

Тип турбины	Увеличение мощности, МВт
К-50	0,05
ПТ-60 (80)	0,05
К-100	0,1
К-200	0,2
К-300	0,5

Данная технология так же может использоваться при устранении протечек пара и присосов воздуха в соединении пароперепускных труба ЦСД-ЦНД и выхлопами цилиндров.



2. Пакеты малых модернизаций, направленные на повышение надёжности работы паровых турбин



№	Наименование	Тип турбины					Сроки
		К-50	ПТ-60(80)	К-100	К-200	К-300	
01	Повышение надежности работы лопаточного аппарата последних ступеней за счет модернизации системы рециркуляции	+	+	+	-	-	- Разработка ПКР – 1 мес. - Шефмонтажные работы – 2 недели. - Шефналадочные работы – 2 недели.
02	Консервация оборудования турбоустановки подогретым воздухом	+	+	+	+	+	- Разработка ПКР – 1 мес. - Шефмонтажные работы – 1 мес. - Шефналадочные работы – 1 мес.
03	Консервация оборудования турбоустановки за счет формирования гидрофобной пленки на защищаемых поверхностях	+	+	+	+	+	- Разработка проектной документации – 4 мес. - Подготовка обор. т/а и провед. консервации - 2 мес.
04	Снижение протечек масла через масляные уплотнения валов путем использования олеофобных покрытий	+	+	+	+	+	- Разработка проектной документации – 1 мес. - Шефмонтажные работы в период ремонта – 15 дней.
05	Модернизация системы маслоснабжения паровых турбин	+	+	+	+	+	- Разработка проектной документации – от 1 до 3 мес. - Шефмонтажные работы – до 2 мес. - Шефналадочные работы – до 1 мес.
06	Модернизация подшипников	-	-	-	-	+	- Разработка проектной документации – 2 мес. - Шефмонтажные работы в период ремонта – 1 мес.
07	Модернизация маслозащитных колец подшипников	+	+	+	+	+	Сроки зависят от типа конденсатора, от наличия разработок и пожеланий заказчика

2. Пакеты малых модернизаций, направленные на повышение надёжности работы паровых турбин



№	Наименование	Тип турбины					Сроки
		К-50	ПТ-60(80)	К-100	К-200	К-300	
08	Модернизация регулирующих клапанов	+	+	+	+	+	
09	Модернизация системы Парораспределения с кулачковым приводом клапанов	+	+	+	+	-	• Разработка проектной документации – 3 мес. • Шефмонтажные работы – 1 неделя. • Шефналадочные работы – 1 неделя.
10	Применение конденсатора пара уплотнений в паровых турбинах	+	+	+	+	+	• Разработка проектной документации – 2 мес. • Шефмонтажные работы в период ремонта – 15 дней. • Шефналадочные работы после ремонта – 15 дней.
11	Автоматизация конечных впрысков в пароприемные устройства конденсатора турбины	-	-	-	+	+	• Разработка проектной документации – 2 мес. • Шефмонтажные работы - 1 мес. • Шефналадочные работы - 1 мес.
12	Система влагоудаления в последних ступенях ЦНД	-	-	-	+	+	
13	Система охлаждения ЦНД	+	+	+	+	+	• Разработка проектной документации – 4-5 мес. • Шефмонтажные работы в период ремонта – 2 мес. • Шефналадочные работы после ремонта – 2 мес.

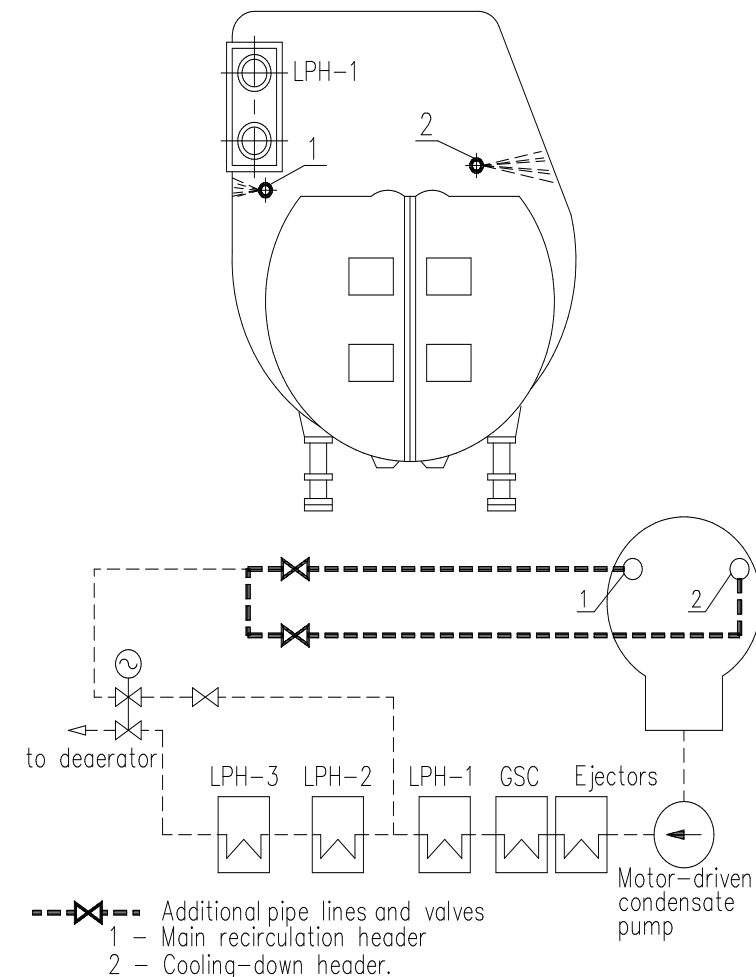
2.1. Повышение надежности работы лопаточного аппарата последних ступеней за счет модернизации системы рециркуляции



Предлагаемая модернизация направлена на повышение надежности работы лопаточного аппарата последних ступеней турбин, работающих по схеме с поперечными связями. Такие турбины не имеют пароприемного устройства конденсатора, используемого, в том числе, и для охлаждения выхлопного патрубка в пусковых режимах. В результате при пусках турбины, особенно при электрических испытаниях генератора, может иметь место недопустимый разогрев выхлопного патрубка.

Существующая система рециркуляции состоит из одного коллектора рециркуляции, который расположен в переходном патрубке конденсатора и предназначен как для поддержания уровня конденсата в конденсаторе, так и для охлаждения выхлопного патрубка при работе в малорасходном режиме.

При предлагаемой модернизации выполняются два коллектора: основной коллектор рециркуляции и коллектор охлаждения. Отверстия в коллекторах расположены особым образом, исключаям эрозионно-опасные потоки влаги.

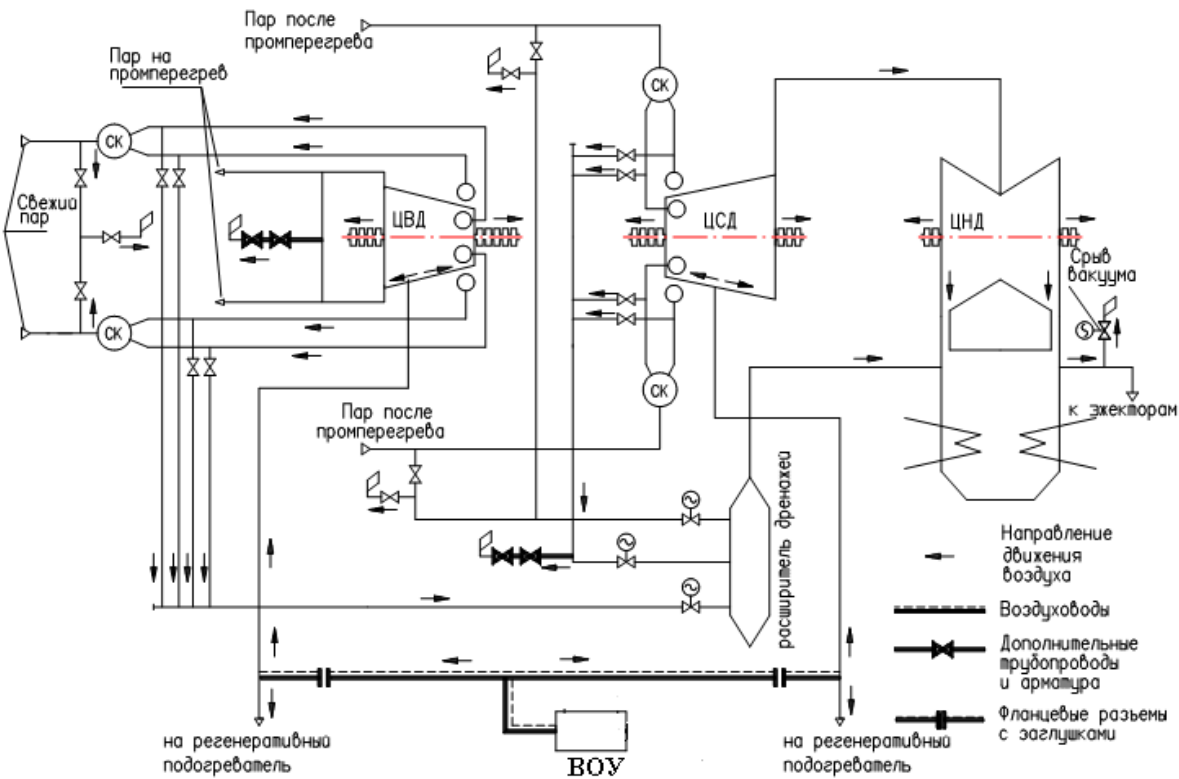


2.2. Консервация оборудования турбоустановки подогретым воздухом



Консервация турбоустановки осушенным воздухом проводится с целью защиты металла цилиндров турбины, стопорных и регулирующих клапанов, конденсатора, трубопроводов и регенеративных подогревателей от стояночной коррозии. Защита производится за счет снижения влажности воздуха, находящегося в полостях консервируемого оборудования. С этой целью в первые отборы ЦВД и ЦСД по воздухопроводам (см. схему) с помощью вентилятора принудительно подается воздух, подогретый в калорифере до температуры, необходимой для обеспечения влажности не выше 40%.

Тип турбины	Продолжительность вынужденных простоев, дни
К-50	45
ПТ-60 (80)	45
К-100	45
К-200	45
К-300	45



2.3. Консервация оборудования турбоустановки за счет формирования гидрофобной пленки на защищаемых поверхностях



Консервация оборудования турбоустановки за счет формирования гидрофобной пленки на защищаемых поверхностях является одним из способов защиты паротурбинного оборудования от стояночной коррозии и рекомендуется при продолжительности планируемого останова свыше шести месяцев. Консервации может подлежать как оборудование турбоустановки, так и котельное оборудование (при выделении в процессе консервации котла и турбины в блок).

Тип турбины	Продолжительность вынужденных простоев, дни
К-50	45
ПТ-60 (80)	45
К-100	45
К-200	45
К-300	45

Для защиты от коррозии используется поверхностно–активное вещество (ПАВ), которое с помощью носителя образует на защищаемых поверхностях гидрофобную пленку, предохраняющую металл от коррозии. Дозирование ПАВ обеспечивается специальными технологиями.

В качестве носителя используется вода, влажный или перегретый пар. Технология реализуется в процессе эксплуатации оборудования турбоагрегата, перед или после вывода его в ремонт или в резерв, а также на турбоагрегатах, уже находящихся в резерве. Перед пуском турбоагрегата, при необходимости, защитная пленка легко удаляется.



Экономический эффект: Сокращение вынужденного простоя до 45 суток за межремонтный период (восстановление состояния проточных частей*).



2.4. Снижение протечек масла через масляные уплотнения валов путем использования олеофобных покрытий



Одной из важных проблем при эксплуатации оборудования электростанций является устранение протечек масла через масляные уплотнения вращающихся валов.

Тип турбины	Время внеплановой остановки в год, час
К-50	24
ПТ-60 (80)	24
К-100	24
К-200	24
К-300	24

- 01 Олеофобное покрытие** (фторсодержащее поверхностно-активное вещество) **препятствует растеканию масла и снижает его адгезию к поверхности вала**. В результате масло на поверхности вала собирается в отдельные капли и их сцепление с твердой поверхностью значительно ослабевает. Под воздействием центробежных сил происходит отрыв масляных капель от вала и разбрызгивание их в камере уплотнения. Олеофобные покрытия негорючие, нетоксичны, нерастворимы в углеводородах, обладают хорошим сцеплением с металлами и сопротивлением к механическому истиранию.
- 02 Олеофобные покрытия могут наноситься как на ротора турбины**, так и на валы другого оборудования электростанции.
- 03 Олеофобные покрытия сохраняют свои свойства в течение полутора - двух лет.**

2.5. Модернизация системы маслоснабжения паровых турбин



Проектами предусматривается изменение схемы маслоснабжения турбин мощностью до 215 МВт включительно с использованием новых конструктивных и схемных решений, применяемых ЛМЗ с учетом накопленного опыта, в объемах, согласованных с Заказчиком, включая выбор оборудования для замены морально, физически устаревшего и снятого с производства, в том числе:

- 01 Замена главного масляного насоса.**
- 02 Замена маслоохладителей** на маслоохладители повышенной плотности с трубной системой из нержавеющей стали (изготовления ЛМЗ), которые допускают работу с давлением охлаждающей воды выше давления масла и наоборот.
- 03 Замена одноступенчатого инжектора** на двухступенчатый (изготовления ЛМЗ), для стабилизации давления масла на смазку подшипников турбоагрегата и работу системы регулирования (для турбин мощностью до 215 МВт).
- 04 Установка в масляный бак воздухоотделителя** (изготовления ЛМЗ), обеспечивающего за счет интенсификации процесса выделения воздуха из масла снижение воздухосодержания в чистом отсеке бака на всасе масляных насосов до 0.5%.
- 05 Замена сливного клапана** на изготавливаемый ЛМЗ редукционный клапан, изотормно поддерживающий давление масла «за собой» на оси турбоагрегата и не имеющий «паразитного» расхода масла, сливаемого в масляный бак (для турбин мощностью до 215 МВт).
- 06 Оснащение турбоагрегата системой отсоса масляных паров** из картеров подшипников и вентилятором для улучшения санитарно-гигиенического состояния атмосферы в машинном зале электростанции.
- 07 Выбор фильтра и разработка схемы установки масляных фильтров** тонкой очистки поставки ЛМЗ или других производителей, обеспечивающих тонкость фильтрации от 6 до 30 мкм.
- 08 Выдача рекомендаций по выбору турбинных масел** и заключений о возможности применения турбинных масел различных фирм.

2.6. Модернизация подшипников

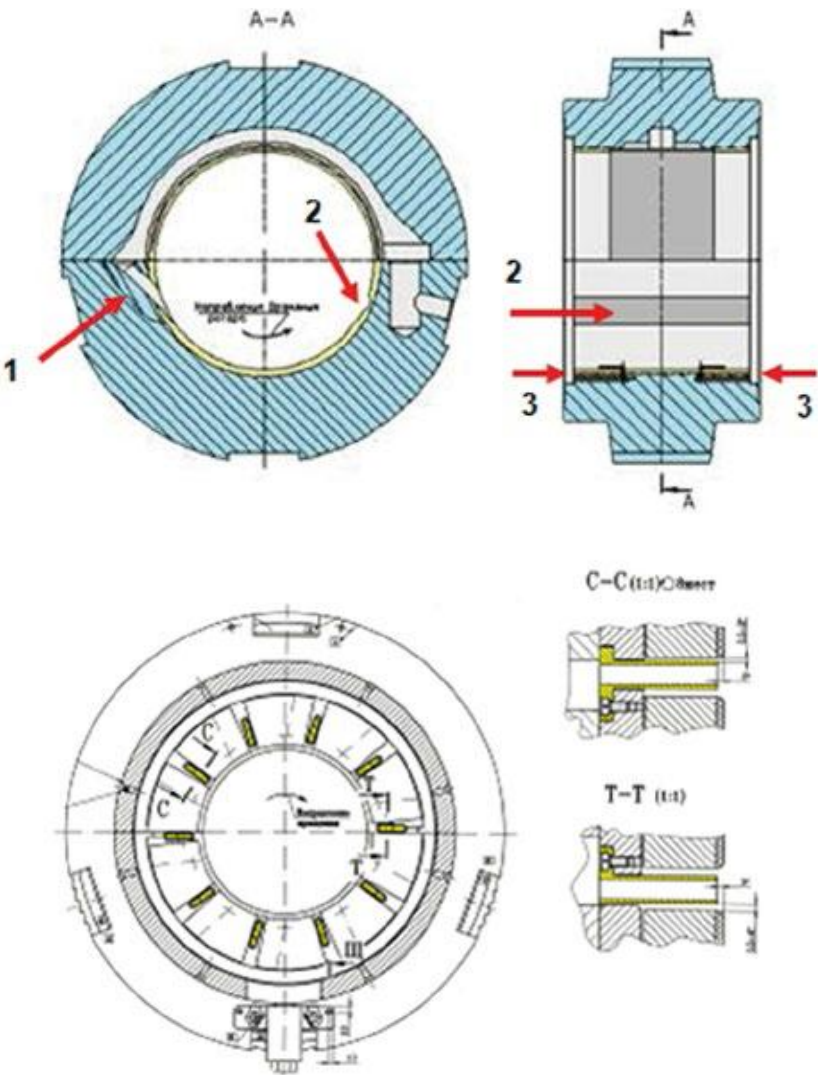


С целью снижения потерь мощности на трение и расхода масла предлагаем к внедрению модернизированные конструкции опорных и опорно-упорного вкладышей.

Опорно-упорный вкладыш заменяется на новый, с основным подводом масла в клин (опорная часть), и установленными форсунками для подвода масла к входной кромке упорных колодок. Установка форсунок позволяет существенно улучшить подвод свежего масла непосредственно к колодкам и тем самым увеличить их несущую способность за счет снижения температуры баббита на 5-10 °С.

Опорные вкладыши подшипников заменяются на новые стальные с оптимальным расположением подвода масла, что значительно снижает потери на трение, улучшает температурный режим и уменьшает расход масла.

Тип турбины	Увеличение мощности, МВт
К-200	240
К-300	360



2.7. Модернизация маслозащитных колец подшипников

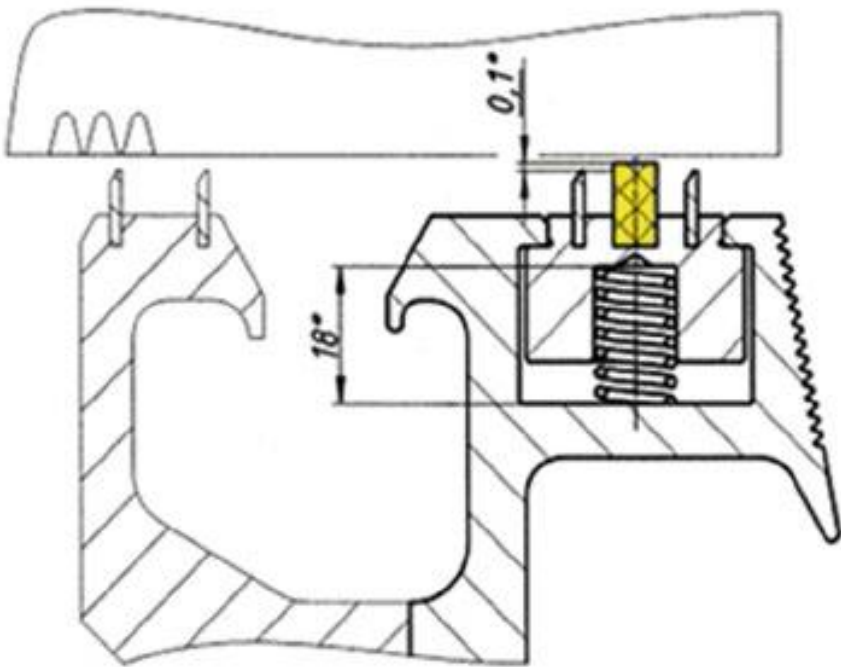


Модернизация предусматривает замену существующих МЗК на новые с подпружиненными сегментами и антифрикционной вставкой. Наличие вставки и подпружиненных сегментов позволяет пройти критическую частоту валопровода при пуске и останове турбины без повреждения латунных уплотнительных вставок.

Эффект от модернизации:

- 01 исключены выбросы масла из подшипников в машинный зал;
- 02 повышена ремонтпригодность;
- 03 увеличен срок службы МЗК.

Тип турбины	Время внеплановой остановки в год, час
К-50	24
ПТ-60 (80)	24
К-100	24
К-200	24
К-300	24



2.8. Модернизация регулирующих клапанов



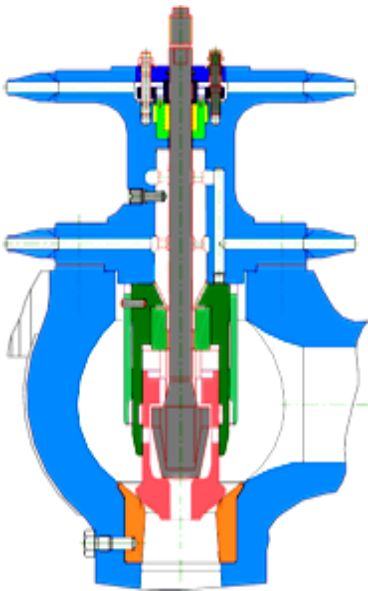
Для модернизации разработаны новые регулирующие клапаны разгруженного типа и без поршневых колец (см. рис) с диаметрами посадки на седло 100, 110, 125, 140 и 150 мм.

Новые профили чашки и седла обеспечивают уменьшение потерь на клапане. Применение шлицевого соединения деталей вместо прежнего резьбового обеспечивает легкую сборку - разборку клапана при ремонте для проверки состояния штока или его замены.

Замена клапанов может быть выполнена при сохранении привода от кулачкового-распределительного устройства. Одновременно уменьшаются усилия пружин, что, в совокупности, благотворно сказывается на работе всего кулачкового распределительного механизма. Новый профиль рабочих кулачков обеспечит линейность изменения мощности от угла поворота кулачкового вала ЦВД.

Этот вариант модернизации клапанов может быть выполнен отдельно, без изменения остальной системы регулирования.

Тип турбины	Время внеплановой остановки в год, час
К-50	144
ПТ-60 (80)	144
К-100	144
К-200	144
К-300	144



2.9. Модернизация системы парораспределения с кулачковым приводом клапанов



Приводом для закрытия регулирующих клапанов в системах парораспределения с кулачковым механизмом являются пружинные колонки.

Основные детали колонок – корпус и рамка – традиционно изготавливались из серого чугуна.

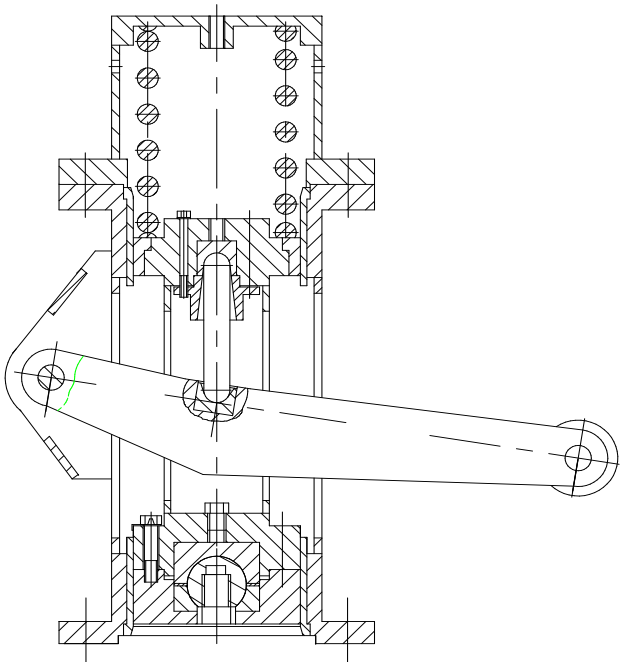
Опыт эксплуатации колонок показал, что иногда происходит зависание клапанов по причине «роста» чугуна и заклинивания деталей колонок. Отмечалось изнашивание шпоночных пазов на рамке. Известны случаи разрушения чугунных деталей вследствие хрупкости материала.

Не снижая требования к наладке системы отсосов пара, ЛМЗ разработал и предлагает стальные колонки регулирующих клапанов на замену чугунных.

Тип турбины	Время внеплановой остановки в год, час
К-50	144
ПТ-60 (80)	144
К-100	144
К-200	144

Новые колонки имеют те же присоединительные размеры и силовые характеристики, но при этом:

- в них усилено шпоночное соединение между корпусом и рамкой;
- поверхности трения между корпусом и рамкой азотированы;
- колонки оборудованы указателем положения штока клапана - стрелочной шкалой;
- колонки могут поставляться в двух исполнениях: для втулочной и для шаровой подвески клапана .

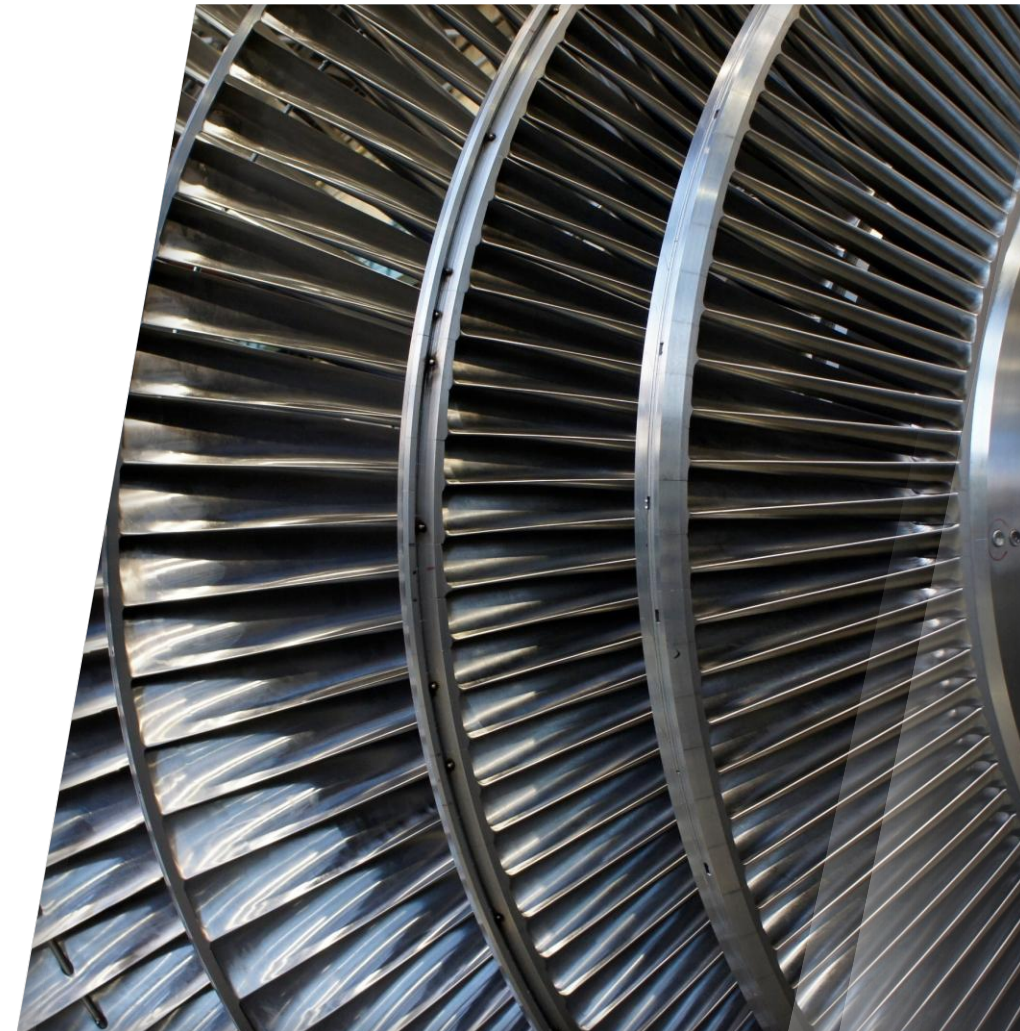


2.10. Применение конденсатора пара уплотнений в паровых турбинах

Конденсатор пара уплотнений (КПУ) применяется с целью повышения эксплуатационной надёжности работы оборудования в системе регенеративного подогрева основного конденсата (питательной воды), продления расчётного ресурса, обеспечения расчётных характеристик работы оборудования турбоустановки на различных режимах.

Конденсатор пара уплотнений типа КПУ-50-2,5 предназначен для конденсации пара отсасываемого из концевых уплотнений и может выпускаться в трех исполнениях:

- **КПУ-50-2,5-1.**
Выполняется совместно с выносным водоструйным эжектором типа ЭВ 7-200 для удаления воздуха из КПУ.
- **КПУ-50-2,5-2.**
Выполняется совместно с пароструйным эжектором типа ЭП 1-400, размещаемым непосредственно на корпусе КПУ.
- **КПУ-50-2,5-3.**
Выполняется совместно с выносным водоструйным эжектором типа ЭВ 7-200 и конденсатосборником для поддержания регулирования уровня конденсата в КПУ.



2.11. Автоматизация конечных впрысков в пароприемные устройства конденсатора турбины



Автоматизация конечных впрысков в пароприемные устройства конденсатора турбины проводится с целью снижения эрозионного износа выходных кромок рабочих лопаток последних ступеней ЦНД.

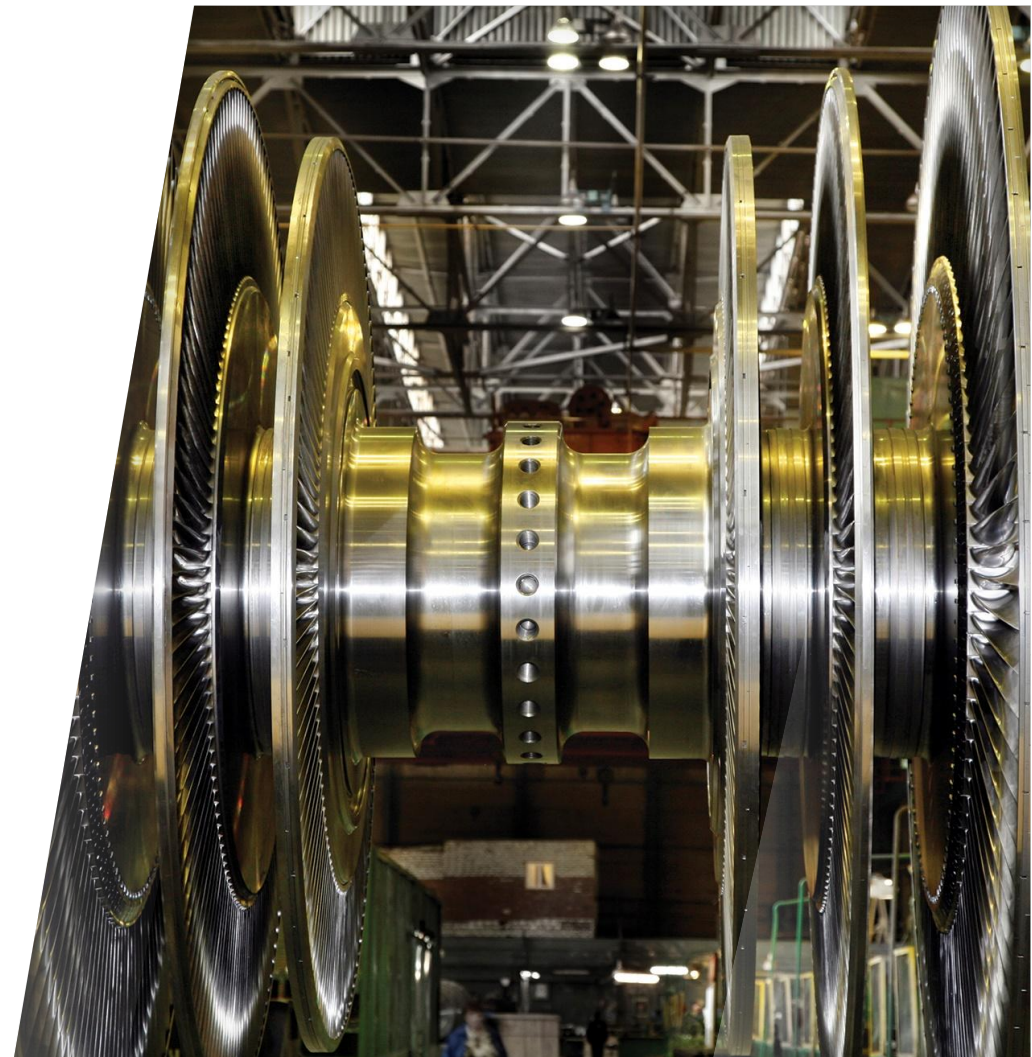
Эрозионный износ выходных кромок рабочих лопаток последних ступеней происходит за счет подсосывания крупнодисперсной влаги обратными токами из конденсатора к рабочим лопаткам при малорасходных режимах работы турбины.

Существующее устройство для охлаждения пара в пароприемном устройстве (ППУ) конденсатора рассчитано по приему максимального расхода пара котла при сбросе нагрузки, не оборудовано средствами регулирования и контроля за расходом воды и не обеспечивает однородности структуры сбрасываемой пароводяной смеси, что приводит к возникновению избыточного количества влаги в ЦНД.

Автоматизация конечных впрысков в ППУ конденсатора позволяет оптимизировать расход охлаждающего конденсата, обеспечив как приемлемое тепловое состояние выхлопных частей ЦНД, так и отсутствие избыточного количества эрозионноопасной влаги в выхлопных патрубках.

Автоматизация конечных впрысков производится путем реализации специального алгоритма управления регулирующим клапаном, дополнительно установленным на трубопроводе подачи охлаждающего конденсата в ППУ.

Кроме того, на турбинах, имеющих пароприемные устройства старой конструкции (паровая раздаточная труба с расположенным внутри нее коллектором подвода охлаждающего конденсата), производится реконструкция ППУ с целью более эффективного смешивания пара и охлаждающего конденсата и уменьшения количества крупнодисперсной эрозионноопасной влаги (устанавливается труба Вентури).

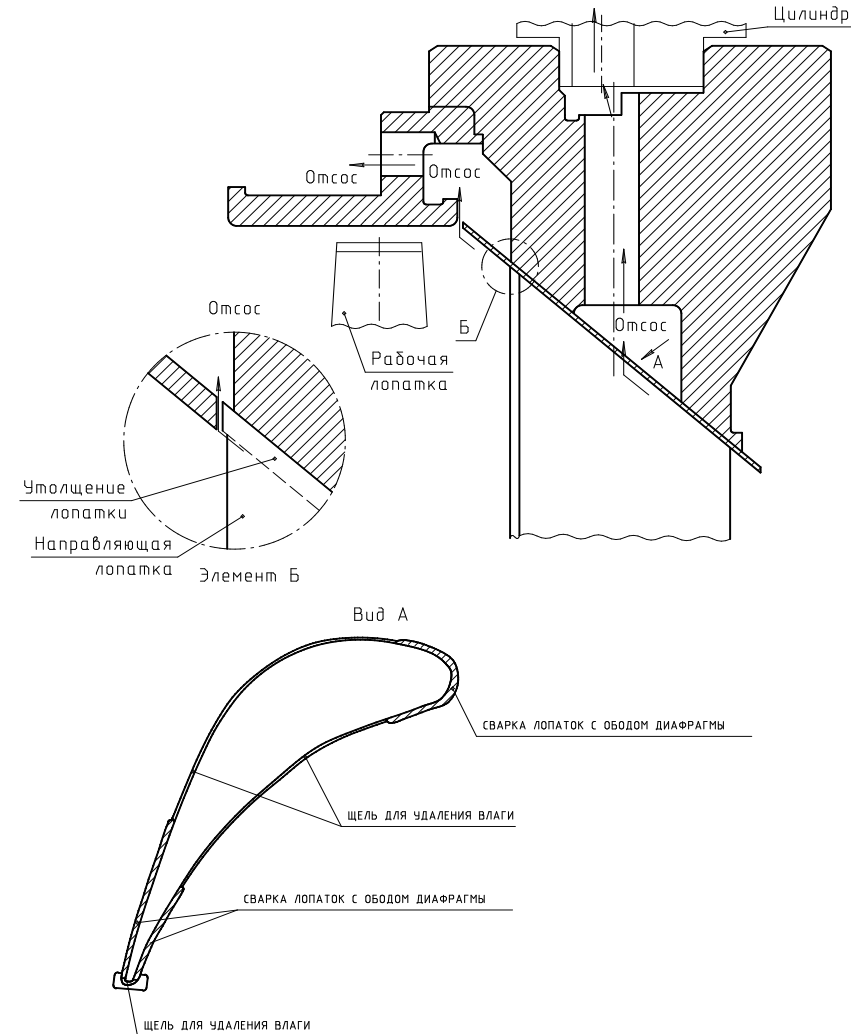


2.12. Система влагоудаления в последних ступенях ЦНД

Система влагоудаления используется в сварных диафрагмах, разработанных для ступеней с рабочей лопаткой длиной 960 мм и обеспечивает отсос влаги из зоны ее концентрации в районе сопряжения направляющих лопаток с периферийным ободом и с поверхности периферийного обода позади направляющих лопаток.

В соответствии с результатами обширных исследований потоков влаги и систем внутриканальной сепарации влаги, проведенных на моделирующих сопловых решетках, заводском натурном стенде и на станциях, эффективность разработанной системы влагоудаления оценивается как 20-25% от количества пленочной влаги на верхней трети направляющей сопловой решетки. Таким образом, эффективность разработанной системы влагоудаления достаточно высока.

Около 1.3% пара отсасывается в систему влагоудаления вместе с влагой, причем большая часть отсасывается в зоне концевых вихрей, что, в результате, не только не снижает, но даже несколько увеличивает эффективность ступени.



2.13. Система охлаждения ЦНД

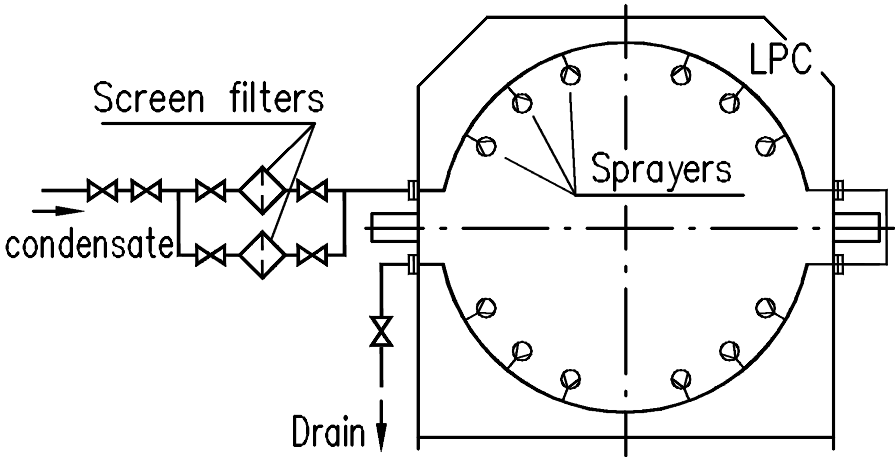


Для предотвращения чрезмерного разогрева выхлопных патрубков и лопаток последних ступеней турбины при работе на малорасходных режимах, за счет вентиляционных потерь, предусматривается специальная система водяного форсуночного охлаждения. Конденсат, подаваемый в систему охлаждения, имеет температуру, превышающую температуру насыщения в конденсаторе.

В результате, при распылении его форсунками в выхлопном патрубке происходит почти мгновенное испарение конденсата. При этом отбирается тепло от среды, находящейся в выхлопном патрубке. Такое решение позволяет эффективно производить охлаждение выхлопного патрубка, исключив присутствие в нём эрозионно-опасной влаги. Эрозионный износ рабочих лопаток последней ступени при этом, соответственно, не происходит.

Тип турбины	Время использования из расчета на межремонтный период 6 лет, час	Эквивалентная выработка, МВт*ч
К-50	6	300
ПТ-60 (80)	-	-
К-100	6	600
К-200	12	2 400
К-300	12	3 600

* В расчете принято: среднегодовая наработка 7000 часов.



3. Пакеты малых модернизаций, направленные на повышение маневренности работы паровых турбин



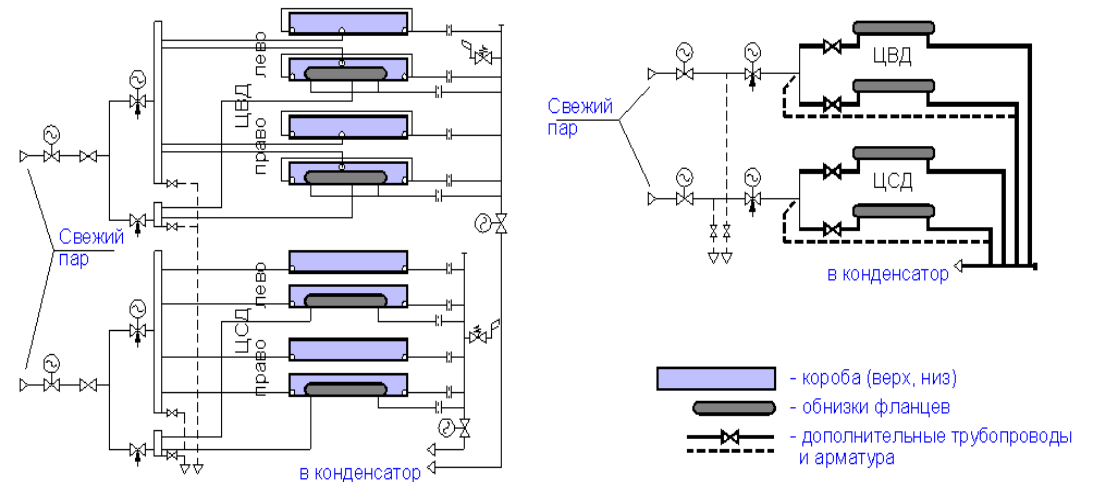
№	Наименование	Тип турбины					Сроки
		К-50	ПТ-60(80)	К-100	К-200	К-300	
01	Реконструкция системы обогрева фланцев цилиндра	+	+	+	+	+	- Разработка КД – 1 мес. - Шефмонтажные работы – 1 мес. - Шефналадочные работы – 2 недели.
02	Реконструкция дренажей перепускных труб	+	+	+	+	+	- Разработка КД – 2 недели. - Шефмонтажные работы – 2 недели.
03	Технология предтолчкового прогрева паровых турбин	-	+	-	+	+	- Разработка проектной документации – 2 мес. - Шефмонтажные работы - 1 мес. - Шефналадочные работы -1 мес.
04	Мероприятия по нормализации тепловых расширений паровых турбин	+	+	+	+	+	- Разработка техдокументации – 1 мес. - Изготовление динамометров для определения опорных усилий цилиндра турбины – 1 мес. - Обследование турбины перед КР – 1 мес. - Шефмонтажные работы – 2 мес. - Шефналадочные работы – 1 мес.

3.1. Реконструкция системы обогрева фланцев цилиндра

Реконструкция системы обогрева фланцев ЦВД и ЦСД проводится с целью повышения надежности и экономичности работы турбины, а также с целью упрощения эксплуатации. При этом существующая коробовая система обогрева фланцев цилиндра реконструируется в бескоробовую, которая имеет следующие преимущества: по сравнению с существующей коробовой системой обогрева фланцев бескоробовая система существенно упрощена.

Греющий пар, отбираемый из главного паропровода, подается только в обнizки фланцев горизонтальных разъемов цилиндров. Короба обогрева фланцев ЦВД и ЦСД могут либо демонтироваться, либо быть оставлены. Количество арматуры сокращается на 19 единиц, в том числе на 4 предохранительных клапана. Это улучшает плотность вакуумной системы турбоустановки за счет исключения присосов воздуха через предохранительные клапаны.

Тип турбины	Время использования в год, час	Эквивалентная выработка, МВт*ч
К-50	3	150
ПТ-60 (80)	3	180
К-100	3	300
К-200	4	800
К-300	4	1 200

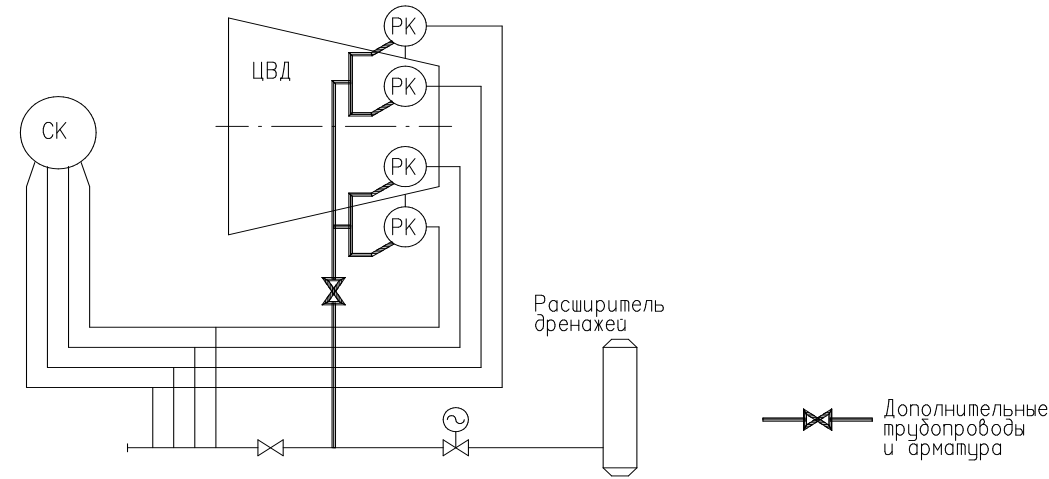


3.2. Реконструкция дренажей перепускных труб

Реконструкция схемы дренажей перепускных труб проводится с целью повышения надежности работы турбины и ее маневренности. При этой реконструкции выполняются дополнительные дренажи из восходящих участков перепускных труб ЦВД или из коробок регулирующих клапанов.

Предлагаемая схема дренажей позволяет при пуске турбины прогреть как нисходящие, так и восходящие участки перепускных труб ЦВД, улучшить условия прогрева регулирующих клапанов. Это снижает вероятность попадания влаги в паровпускные органы цилиндров. Кроме того, уменьшается время прогрева перепускных труб ЦВД, что повышает маневренность турбины.

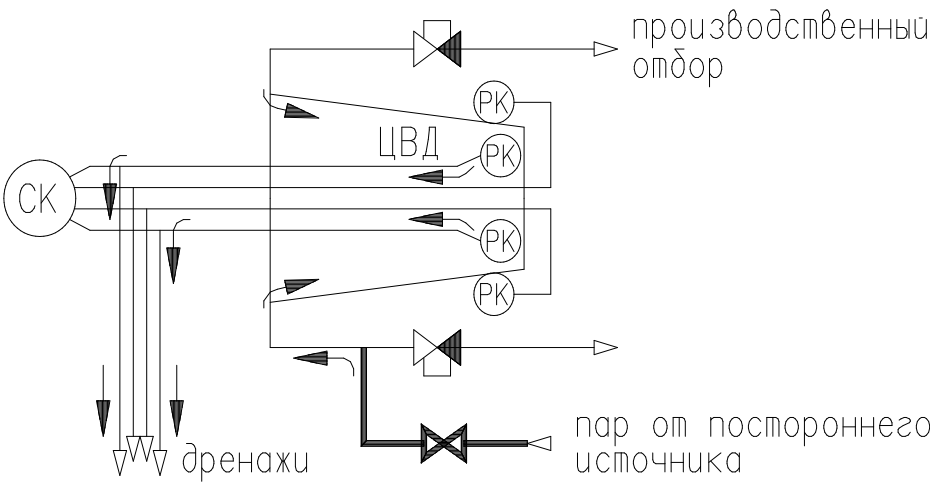
Тип турбины	Сокращение пусковых операций в год, час	Время вынужденных простоев в год, час
К-50	2	36
ПТ-60 (80)	2	36
К-100	2	36
К-200	3	36
К-300	3	36



3.3. Технология предтолчкового прогрева паровых турбин

Предлагаемая технология позволяет при пуске из холодного состояния предварительно прогреть ЦВД до температуры 140...150°С и тем самым сократить до минимума выдержку на промежуточной частоте вращения, которая предназначена:

- 01 для прогрева ротора ВД в условиях малых центробежных сил (на малых оборотах 1000...1200 об/мин) до температуры 100...120°С, являющейся верхним пределом «хладноломкости» материала ротора ВД (ст. Р2М);
- 02 для обеспечения допустимой величины относительного расширения РВД перед выходом турбины на холостой ход, когда прогрев ротора опережает прогрев цилиндра.



— дополнительные трубопроводы и арматура
 — направление движения пара

Тип турбины	Время использования в год, час
ПТ-60 (80)	3
К-200	3
К-300	3

3.4. Мероприятия по нормализации тепловых расширений паровых турбины

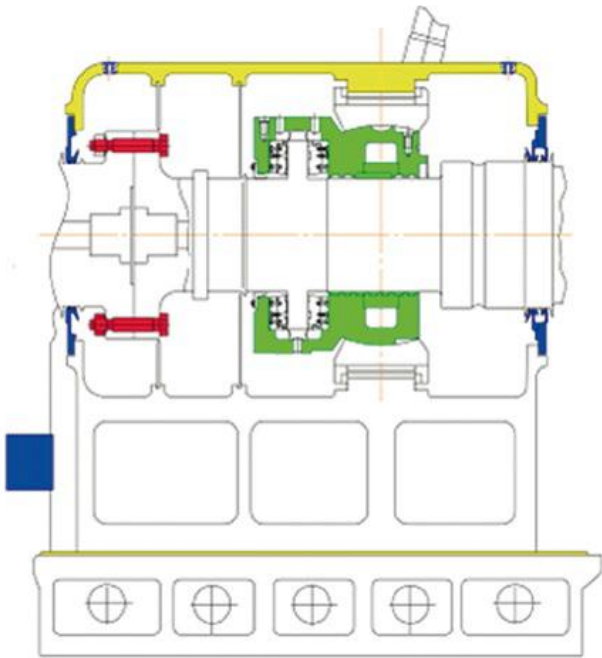


Нарушение процесса теплового расширения цилиндров паровых турбин проявляется в скачкообразном перемещении корпусов подшипников, в заниженных значениях абсолютных расширений цилиндров, в повышенных кручениях поперечных ригелей фундаментов, в расцентровке роторов. Это вызывает ухудшение вибрационного состояния турбин, износ радиальных и осевых уплотнений в проточной части цилиндров, приводит к повреждениям соединительных болтов муфт роторов, самих муфт, подшипников и др. Разработана и внедрена технология установки антифрикционных металлофторопластовых покрытий на поверхностях скольжения фундаментных рам. Применение покрытий позволяет снизить коэффициент трения скольжения в 3-5 раз.

Тип турбины	Сокращение времени пусков за год, час	Эквивалентная выработка, МВт*ч
К-50	3	150
ПТ-60 (80)	3	180
К-100	3	300
К-200	4	800
К-300	4	1 200

В результате проводимых мероприятий повышается виброндежность турбин, улучшаются характеристики тепловых расширений цилиндров, повышается маневренность турбин.

Ненормализованные тепловые расширения турбины увеличивают время пуска турбин из холодного и неостывшего состояний в среднем на 20 - 25 мин. Соответственно, нормализация тепловых расширений позволит сократить время пуска на указанную величину.



4. Пакеты малых модернизаций, направленные на повышение ремонтпригодности работы паровых турбин



№	Наименование	Тип турбины					Сроки
		К-50	ПТ-60(80)	К-100	К-200	К-300	
01	Технология останова ВПУ и системы смазки при температурах металла цилиндра в зоне паровпуска 250-270 °С	+	+	+	+	+	- Расчеты и разработка ПКР - 1 мес. - Шефмонтажные работы - 15 дней. - Шефналадочные работы - 1 мес.
02	Технология принудительного расхолаживания воздухом остановленной турбины	+	+	+	+	+	- ПКР – 2 недели. - Шефмонтажные работы – 2 недели. - Шефналадочные работы – 2 недели.
03	Модернизация болтового соединения фланцев полумуфт паровых турбин	+	+	+	+	+	

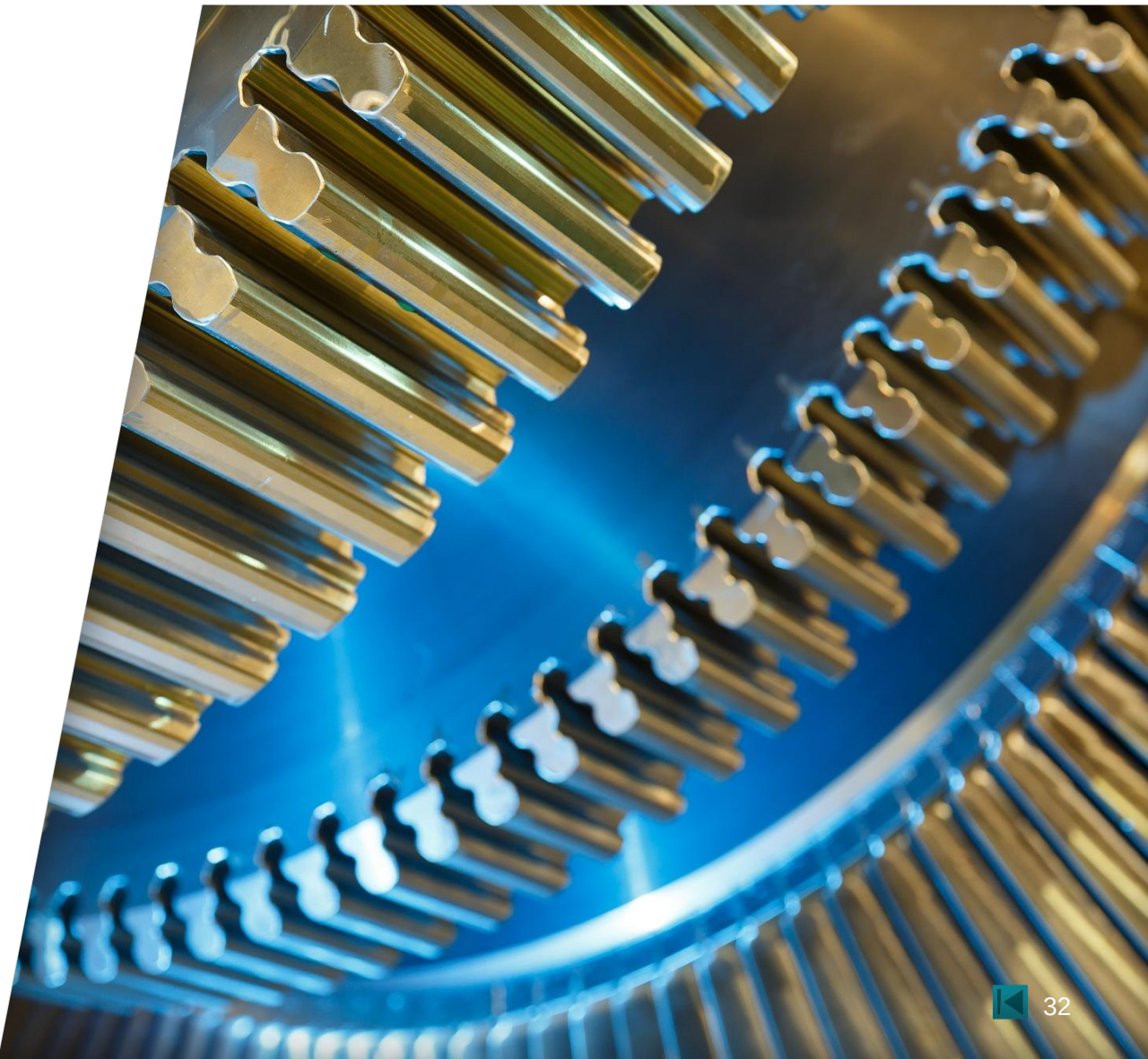
4.1. Технология останова ВПУ и системы смазки при температурах металла цилиндра в зоне паровпуска 250-270 °С



На основании тепловых и прочностных расчетов и последующих наладочных работ выдается разрешение на останов (в случае необходимости) ВПУ и системы смазки при температуре металла паровпуска ЦВД и ЦСД 250-270 °С. При этом решение о возможности отключения ВПУ и системы смазки при повышенных температурах цилиндров, а также допустимый уровень этих температур, принимаются индивидуально для каждого турбоагрегата с учетом его фактического состояния при условии отсутствия проблем с тепловыми расширениями.

Контроль температурного состояния баббита подшипников ведется как по существующему, так и по дополнительному штатному термоконтролю.

Тип турбины	Сокращение времени остывания, час
К-50	48
ПТ-60 (80)	48
К-100	48
К-200	48
К-300	48



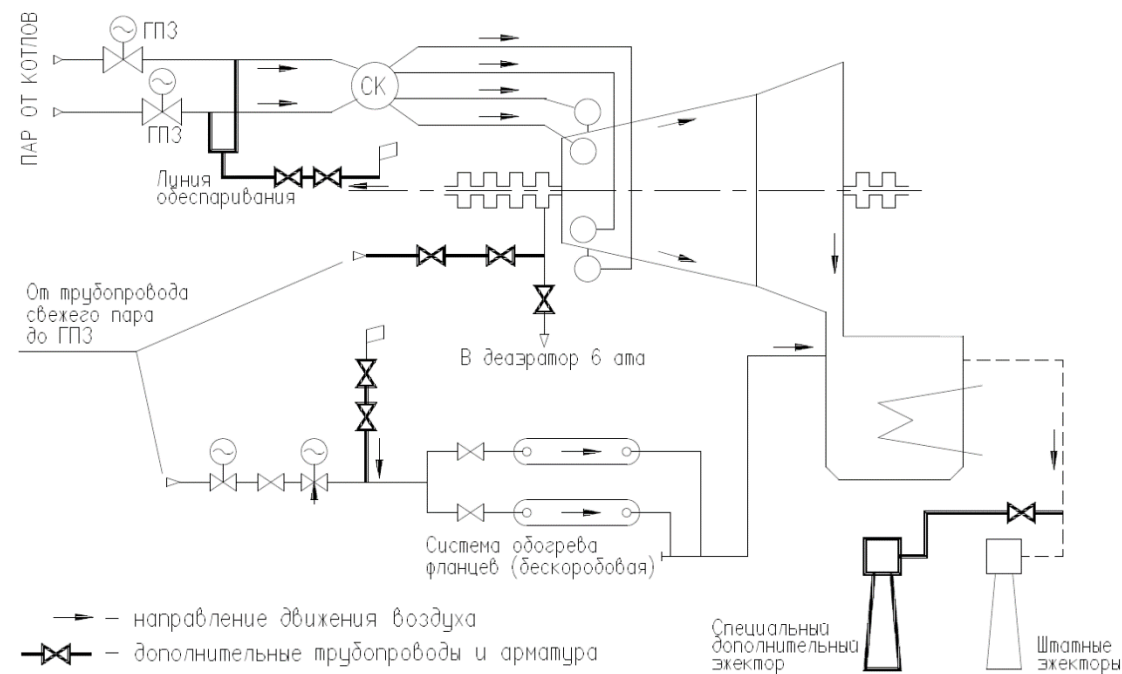
4.2. Технология принудительного расхолаживания воздухом остановленной турбины



Технология предназначена для сокращения продолжительности остывания остановленной турбины до температур, допускающих остановку валоповоротного устройства и системы смазки.

Расхолаживание турбины воздухом производится путем организации его движения через проточную часть цилиндров и систему обогрева фланцев цилиндра с помощью эжекторов, создающих разрежение в конденсаторе.

Тип турбины	Сокращение времени остывания, час
К-50	48
ПТ-60 (80)	48
К-100	48
К-200	48
К-300	48

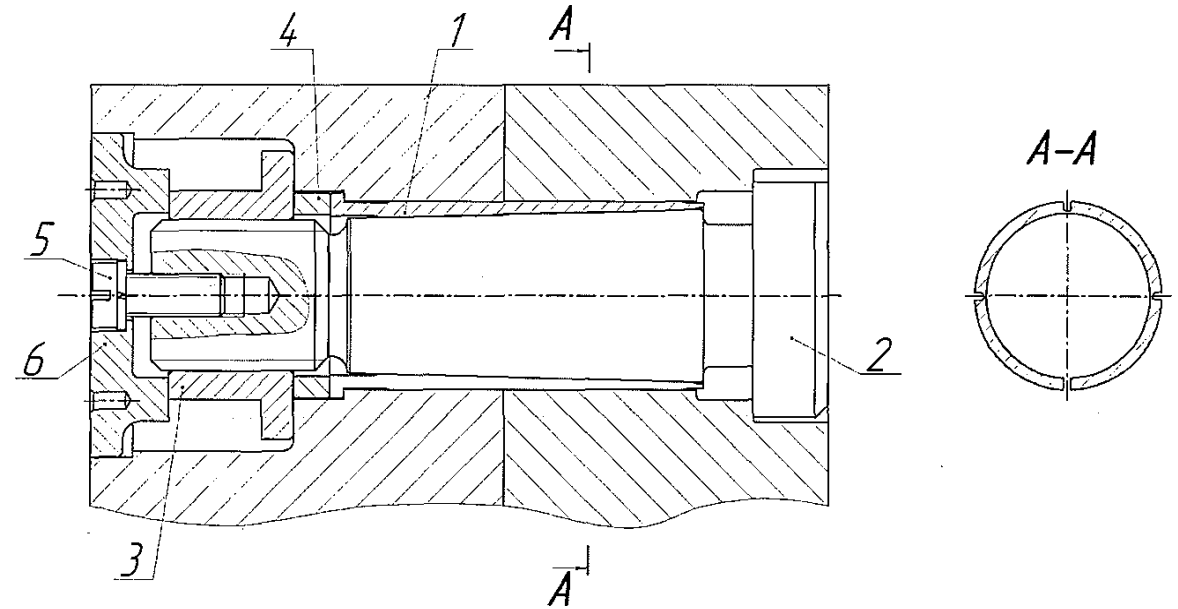


4.3. Модернизация болтового соединения фланцев полумуфт паровых турбин

Беззазорное крепежное соединение с конусным болтом (рис. 1) содержит втулку 1, установленную в сквозных соосных цилиндрических отверстиях, соединяемых фланцев. В осевом отверстии втулки установлен болт 2 с гайкой 3 на резьбовом конце и с цилиндрической проставкой 4 между гайкой и втулкой, служащей для фиксации втулки в осевом направлении. Сопрягаемые поверхности втулки и болта выполнены коническими. На резьбовом торце болта выполнено резьбовое отверстие под винт 5 для крепления заглушки 6.

Преимущества конструкции:

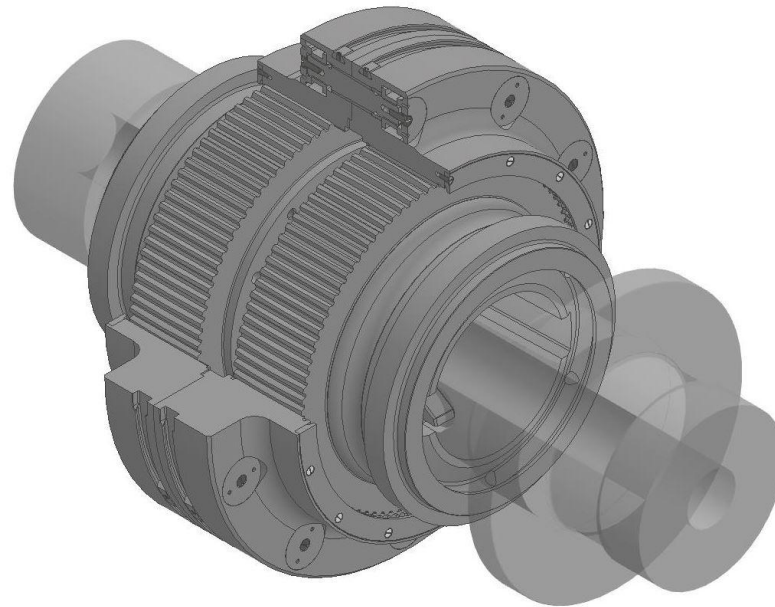
- 01 Способность передавать значительно больший крутящий момент** без повреждений отдельных соединений;
- 02 Точность и стабильность центровки роторов** по полумуфтам при их соединении после ремонтов с обеспечением первоначальной монтажной центровки, при которой проводилась райберовка отверстий.
- 03 Значительное сокращение сроков разборки соединения**, так как шпильки с втулками и отверстия в полумуфтах не подвергаются повреждениям.



4.4. Зубчатая муфта на замену пружинной муфты

В процессе эксплуатации пружинной муфты Би-би, соединяющей валы ЦВД и ЦСНД на турбинах ПТ-60, возникали вопросы как к ресурсу отдельных элементов конструкции, так и к обеспечению запасными частями. В качестве надежной альтернативы была разработана зубчатая муфта, которая в настоящее время применяется на ряде объектов.

Конструкция зубчатой муфты позволяет компенсировать все осевые усилия, которые возникают при работе турбин ПТ-60, а установка данной муфты не требует дополнительных доработок сопрягаемых узлов.



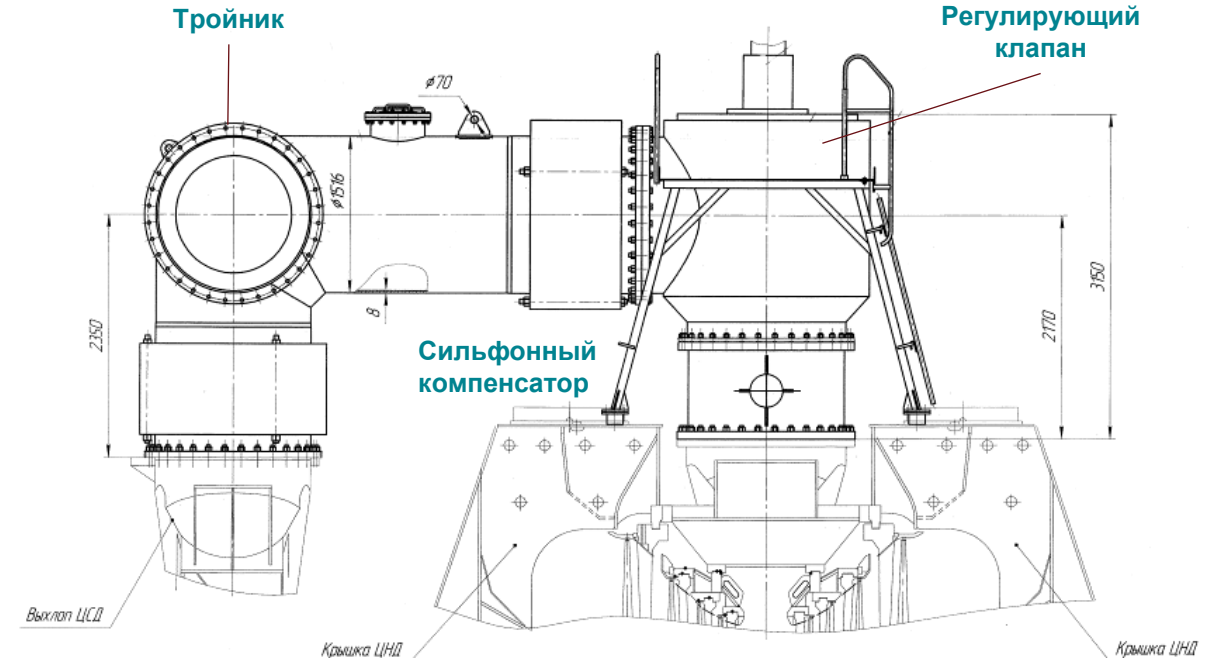
5. Пакеты малых модернизаций для паровых турбин, работающих по тепловому графику



№	Наименование	Тип турбины					Сроки
		К-50	ПТ-60(80)	К-100	К-200	К-300	
01	Организация регулируемого отбора пара за ЦСД паровых турбин	-	-	-	+	+	• разработка КД - 4 мес.; • изготовление оборудования - 4 мес.; • шефмонтажные работы - 3 мес.; • шефналадочные работы - 3 мес.;
02	Организация дополнительного нерегулируемого отбора пара из турбин	-	+	-	-	-	• разработка КД – 2 мес. • шефмонтажные и шефналадочные работы~ 2 мес.
03	Электрогидравлическая система защиты теплофикационного отбора турбин от повышения давления	-	+	-	+	+	• разработка КД– 2 мес.; • изготовление ЗИП– 2 мес.; • шефмонтажные и шефналадочные работы – по договоренности сторон, с учетом плановых сроков ремонта
04	Увеличение гидрозатворов на сливах основных пароструйных эжекторов до 11 м	-	+	-	-	-	• разработка КД – 1 мес. • шефмонтажные работы – 1 мес; • шефналадочные работы – 15 дней.
05	Уплотнение поворотной диафрагмы, повышающее экономичность турбоустановки при работе по тепловому графику	-	+	-	-	-	• разработка КД – 4...5 мес.; • шефмонтажные работы – 2 мес.; • шефналадочные работы – 2 мес.
06	Реконструкция трубопровода отсоса пара от штоков стопорного и регулирующих клапанов ЦВД с переводом протечек пара вместо деаэратора во внутритурбинные трубопроводы	-	+	-	-	-	• разработка КД – 1 мес; • шефмонтажные работы – 15 дней.
07	Реконструкция турбоустановки с исключением из тепловой схемы встроенного ПНД-1	-	+	-	-	-	• разработка КД – 1 мес. • шефмонтажные работы – 1 мес; • шефналадочные работы – 15 дней.

5.1. Организация регулируемого отбора пара за ЦСД паровых турбин

Организация регулируемого теплофикационного отбора пара осуществляется путем установки специальных регулирующих клапанов на перепускных трубах ЦСД-ЦНД (установка поворотной диафрагмы не требуется). Поддержание требуемого для теплофикации давления пара осуществляется путем прикрытия регулирующих клапанов теплофикационного отбора. Отбор пара на теплофикацию производится из перепускных труб ЦСД-ЦНД. В качестве защиты от недопустимого повышения давления пара в теплофикационном отборе на трубопроводе отбора пара установлены два предохранительных клапана прямого действия.



Экономический эффект реконструкции:
возможность получить тепловую нагрузку до 200 Гкал/ч.

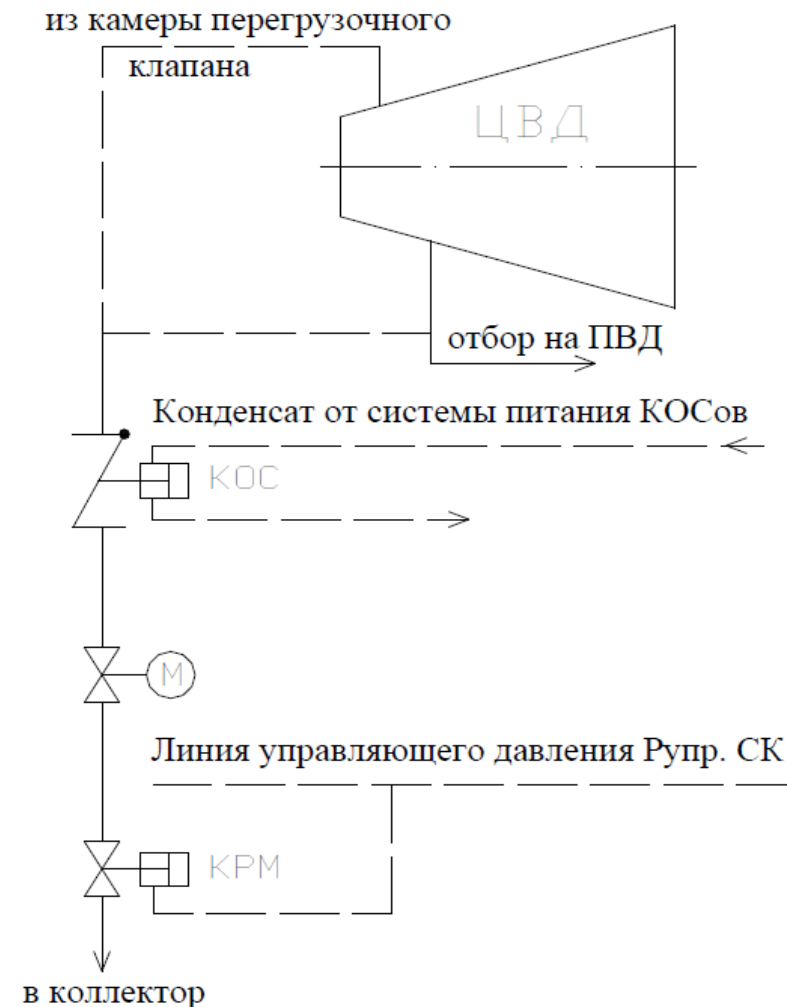


5.2. Организация дополнительного нерегулируемого отбора пара из турбин

В зависимости от величины давления и расхода пара, необходимых для дополнительного потребителя, дополнительный нерегулируемый отбор может быть организован из камеры перегрузочного клапана (при давлении 33-50 кгс/см²) или из отбора на последний ПВД (при давлении 27-30 кгс/см²).

В обоих случаях на трубопроводе дополнительного отбора последовательно устанавливаются обратный клапан типа КОС, запорная задвижка с электроприводом и стопорный клапан КРМ. Обратный клапан снабжен гидравлическим сервомотором, а стопорный клапана – масляным.

Гидравлический сервомотор обратного клапана КОС подключается к системе питания обратных клапанов на регенеративных отборах из турбины. Сервомотор стопорного клапана КРМ включается в систему регулирования турбины. Вся указанная арматура на трубопроводе дополнительного отбора закрывается при закрытии стопорного клапана (СК) турбины.



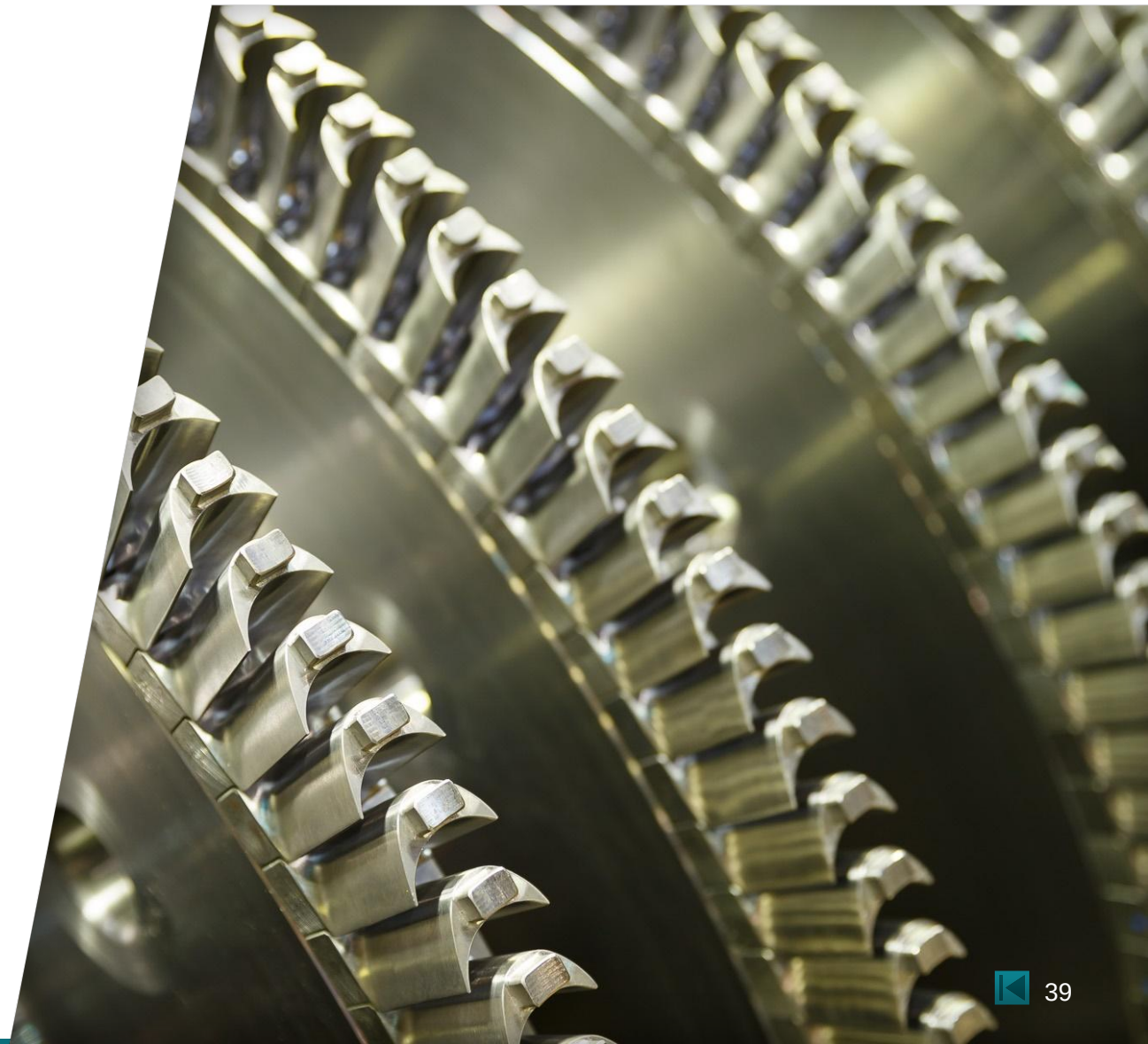
5.3. Электрогидравлическая система защиты теплофикационного отбора турбин от повышения давления



Модернизация направлена на повышение надежности и экономичности турбоустановки с возможностью снижения ее металлоемкости за счет организации автоматических воздействий на подачу пара в теплофикационный отбор при недопустимом повышении давления в этом отборе.

Вводится два уровня защиты от повышения давления в отборе – по I-му и II-му пределам, дополняющие режимы нормального регулирования давления. При повышении давления выше I-ого предела включается автоматическое воздействие на органы регулирования турбины, направленное на стабилизацию давления в отборе. В случае дальнейшего повышения давления сверх II-ого предела срабатывают органы автоматической защиты, отключающие турбину. Дополнительно к этому в системе предусматриваются предохранительные клапаны малого диаметра Ду 200/350 мембранного типа повышенной плотности, предназначенные для срабатывания в аварийных ситуациях, связанных с недостаточной плотностью органов парораспределения турбины. Данные клапаны не требуют проведения регламентных проверок на срабатывание и другого технического обслуживания в процессе эксплуатации.

Внедрение данной системы позволяет отказаться от применения предохранительных клапанов большого диаметра типа КПР 600/800 и связанных с ними громоздких трубопроводов.



5.4. Увеличение гидрозатворов на сливах основных пароструйных эжекторов до 11 м



В процессе эксплуатации турбины на различных режимах, и в особенности пусковых, при посекционном включении в работу основных эжекторов, а также при переключении с одной секции эжектора на другую, возможны срывные явления в эжекторе и, как следствие, потеря вакуума в конденсаторе. Для устойчивой работы эжекторов в тепловой схеме турбоустановки предусмотрены гидрозатворы на сливах из эжекторов, создающие дополнительные сопротивления. Однако, как показывает опыт эксплуатации турбин типа ПТ-60-90(130) выпуска до 1989г., глубины гидрозатвора 5...7 м не достаточно для предотвращения срывных явлений в эжекторах.

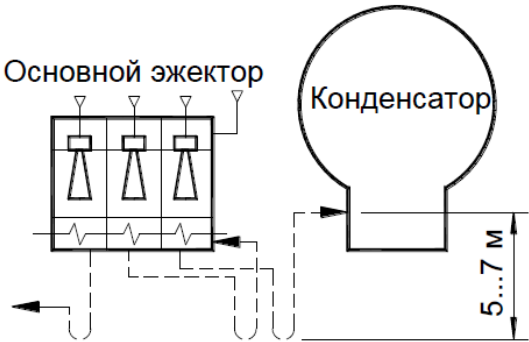
Для обеспечения устойчивой работы эжекторов во всех режимах эксплуатации возможны следующие варианты модернизации:

- 01 Увеличение глубины самого гидрозатвора за счет увеличения глубины колодца.
- 02 Врезка трубопровода слива эжектора в паровую часть конденсатора (вместо имеющейся врезки в нижней части конденсатора).

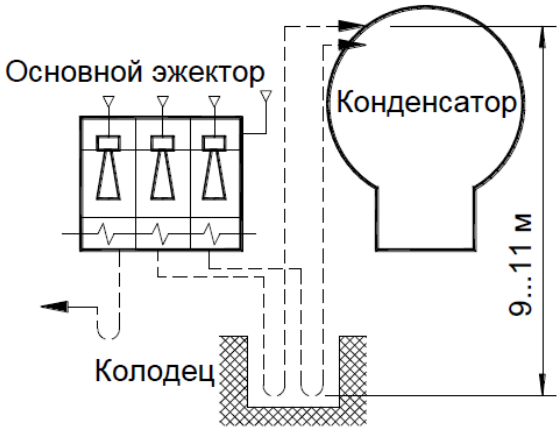
Тип турбины	Время использования в год, час	Эквивалентная недовыработка, МВт*ч
ПТ-60 (80)	2	120

* В расчете принято: среднегодовая наработка 7000 часов.

Существующая схема



Модернизированная схема



5.5. Уплотнение поворотной диафрагмы, повышающее экономичность турбоустановки при работе по тепловому графику

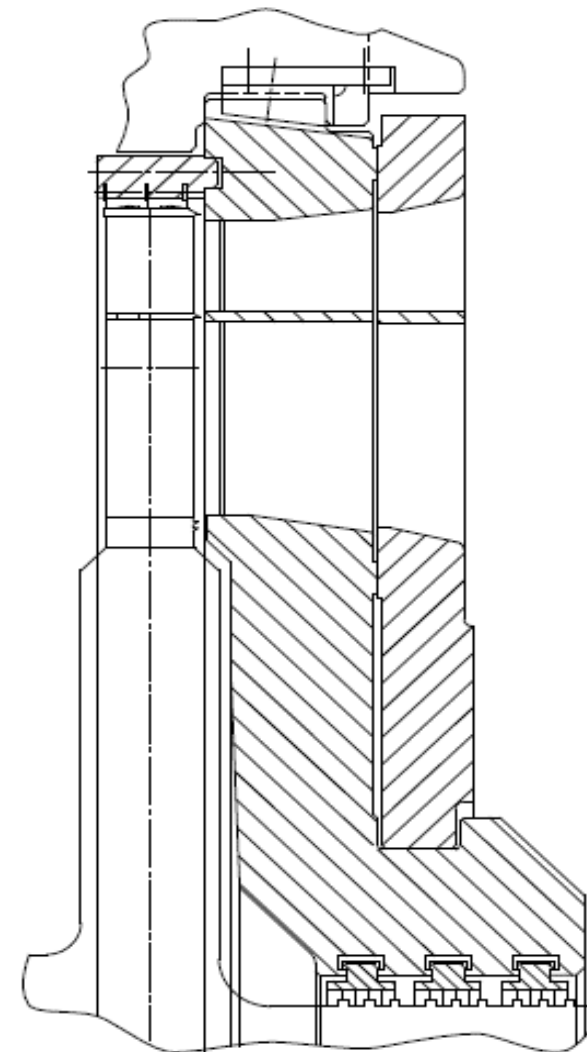


Уплотнение поворотной диафрагмы производится с целью повышения экономичности турбоустановки при работе в режиме с полностью закрытой поворотной диафрагмой за счёт уменьшения непроизводительной протечки пара в конденсатор. Эта протечка предусматривалась для охлаждения рабочих лопаток последней ступени турбины и выхлопного патрубка, разогреваемых за счёт потерь на трение и вентиляцию. Пар, поступающий через неплотности поворотной диафрагмы в последний отсек турбины, ни электрической, ни полезной тепловой мощности не вырабатывает.

Уплотнение поворотной диафрагмы позволяет сократить величину протечки до минимума, направив дополнительный пар в подогреватель сетевой воды. Это выполняется за счёт уменьшения осевого зазора между подвижным и неподвижным кольцами поворотной диафрагмы, а также за счёт обеспечения более полной перекрыши между окнами упомянутых колец. Охлаждение лопаток последней ступени и выхлопного патрубка производится специальной водяной форсуночной системой охлаждения.



Эффект: уплотнение поворотной диафрагмы при работе по тепловому графику снижает вентиляционный пропуск пара в конденсатор турбины ориентировочно на 15 т/час. Это позволяет дополнительно увеличить тепловую нагрузку на 7 Гкал/час.



5.6. Реконструкция трубопровода отсоса пара от штоков стопорного и регулирующих клапанов ЦВД с переводом протечек пара вместо деаэратора во внутритурбинные трубопроводы

Целью данной реконструкции является повышение надежности работы турбины за счет исключения опасности попадания влаги в паровпускные органы ЦВД противотоком из деаэратора при пусках турбины или сбросах нагрузки.

При пуске турбины или работе под нагрузкой, когда РК ЦВД открыты, в перепускных трубах из ЦВД в ЦНД всегда есть расход пара. Поэтому протечки пара от штоков клапанов с температурой более 500°С, направляемые в перепускные трубы, смешиваются с расходом рабочего пара и опасности для перепускных труб, выполненных из стали 20, не представляют.

Тип турбины	Время вынужденных простоев в год, час
ПТ-60 (80)	18

Перед пуском турбины, когда стопорный клапан открыт, а РК ЦВД закрыты и расхода рабочего пара через турбину нет, протечки от штоков клапанов также не представляют опасности для перепускных труб из ЦВД в ЦНД. На таком режиме перепускные трубы из ЦВД в ЦНД находятся под разряжением и их разогрев за счет конденсации пара протечек от штоков является допустимым.

Данная реконструкция повышает надежность работы турбины за счет исключения опасности попадания влаги в паровпускные органы ЦВД противотоком из деаэратора и связанной с этим вероятности погиба ротора ВД.

При реконструкции из тепловой схемы исключается трубопровод отвода протечек от штоков клапанов в деаэратор, подведомственный Госгортехнадзору. Кроме того, за счет использования протечек высокопотенциального пара от штоков клапанов в проточной части турбины повышается ее экономичность .

5.7. Реконструкция турбоустановки с исключением из тепловой схемы встроенного ПНД-1



Целью данной реконструкции является повышение надежности турбины.

Отбор пара на встроенный ПНД-1 расположен после поворотной диафрагмы. В режимах с полностью закрытой поворотной диафрагмой ПНД-1 не загружен и не используется. Поэтому для турбин, большую часть года работающих по тепловому графику (с закрытой поворотной диафрагмой), возможен демонтаж встроенного ПНД-1 без снижения экономичности.

Тип турбины	Время вынужденных простоев и ТО за межремонтный период, час
ПТ-60 (80)	24

Такое решение позволяет:

- исключить опасность заброса влажнопаровой среды в турбину в случае разрыва трубок ПНД-1. Слив конденсата греющего пара из ПНД-1 производится через гидрозатвор в конденсатор, уровень в ПНД-1 не контролируется. В случае разрыва трубок подогревателя пропускной способности сливного трубопровода может оказаться недостаточно и корпус подогревателя будет заполняться водой. При этом возможно как непосредственное поступление воды в проточную часть, так и заброс влажнопаровой среды в турбину при сбросе нагрузки и вскипании имеющегося в корпусе ПНД-1 конденсата;
- упростить тепловую схему и уменьшить работы по обслуживанию турбоустановки;
- уменьшить сопротивление тракта основного конденсата и, соответственно, затраты электроэнергии на работу КЭН;
- использовать узлы демонтированного ПНД-1 для нужд электростанции.