

DOI 10.5862/JEST.238.5

УДК 621.165

Д.В. Григорьева, Е.Г. Шарпа

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ МОДЕРНИЗАЦИИ ЦИЛИНДРА НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ ТУРБИНЫ Т-250/300-240 НА РЕЖИМНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ЮЖНОЙ ТЭЦ-22 ТГК-1

D.V. Grigoreva, E.G. Sharapa

ASSESSMENT OF THE EFFECT OF MODERNIZING THE LOW PRESSURE CYLINDER OF THE T-250/300-240 TURBINE OF THE YUZHNYAYA CHP-22 TGC-1

В статье предложены методы и оценки модернизации ротора цилиндра низкого давления (ЦНД) энергоблока Т-250/300-240 с помощью программного комплекса «United Cycle». Проведен анализ работы ЦНД при дальнейшей модернизации данного энергоблока с учетом технических ограничений. Выявлены основные закономерности изменения параметров пара энергоблока при его совершенствовании с учетом изменения режимов работы турбины. Проанализирована актуальность модернизации ротора ЦНД турбины Т-250/300-240 с учетом возможного снижения технологического минимума при выходе ТЭС на оптовый рынок электроэнергии и мощности. Разработана расчетная модель турбины для программного комплекса «United Cycle». Определен эффективный диапазон электрической мощности при модернизации ротора ЦНД. Выполнен анализ уплотнений диафрагмы цилиндра низкого давления. Описаны и проанализированы малорасходные режимы при модернизации ЦНД энергоблока с учетом его технологических особенностей. Дана оценка маржинального дохода данного энергоблока от модернизации ротора цилиндра низкого давления. Проведено сравнение с существующим положением. Названы альтернативные методы модернизации ЦНД с учетом технических особенностей турбины и маржинального дохода при модернизации ротора низкого давления энергоблока.

ТЕПЛОФИКАЦИОННАЯ ТУРБИНА; ЦИЛИНДР НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ; РОТОР С УДАЛЕННЫМИ ЛОПАТКАМИ; ОХЛАЖДЕНИЕ ЦИЛИНДРА НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ; МАЛОРАСХОДНЫЕ РЕЖИМЫ; СНИЖЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ; ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ МИНИМУМ.

The purpose of the present article is in developing recommendatory methods and an assessment of modernizing a low pressure cylinder of a T-250/300-240 turbine. The practical importance is described. The analysis of operation of the low pressure cylinder taking into account technical restrictions is carried out. The main regularities of change of parameters are revealed. Recommendations about modernization of the low pressure cylinder of the turbine are developed. The main recommendations are made about the relevance of modernizing the low pressure cylinder of the T-250/300-240 turbine taking into account the possibility of decreasing the technological minimum for the behavior of thermal power plant in the wholesale electric power market. The settlement model of the turbine in the "United Cycle" software complex is developed. Assessment methods by means of the "United Cycle" software complex are revealed. The effective range of electric power at modernization of a rotor of the turbine is determined. The analysis of consolidation of a diaphragm of the low pressure cylinder is provided. The low-consumption modes of cylinder modernization are theoretically described and analyzed. The technological features of the turbine are considered. The marginal income from the modernization of the low pressure cylinder is estimated. The comparative analysis with the existing situation is carried out. Alternative methods of modernization of the low pressure cylinder are given. Multiple conclusions about the further marginal income are made.

HEATING TURBINE; LOW PRESSURE CYLINDER; ROTOR WITH REMOTE SHOVELS; COOLING OF LOW PRESSURE CYLINDER; LOW-ACCOUNT MODES; DECREASE IN ELECTRIC POWER; TECHNOLOGICAL MINIMUM.

Введение

Цель нашей работы – составление методических рекомендаций по модернизации цилиндра низкого давления турбины Т-250/300-240 с учетом возможного снижения технологического минимума при участии ТЭС в оптовом рынке электроэнергии и мощности (на примере второго паротурбинного блока Южной ТЭЦ-22 ОАО «ТГК-1»). На данной станции в конце 2015 года было принято решение о переводе одного блока в режим необлопаченного ротора. Такая мера является вынужденной для Южной ТЭЦ-22. Режим необлопаченного ротора можно охарактеризовать как работу ротора при отсутствии рабочих лопаток и пазов в дисках для установки, но с оставленными диафрагмами в ЦНД (что упрощает обратный перевод турбины к облопаченному ротору). В таком режиме снижается доступ пара в ЦНД, а за счет снижения расхода пара в голову турбины можно снижать технологический минимум.

Практическая значимость работы состоит в том, что теоретические предложения и их реализация – расчеты с помощью программного комплекса «United Cycle» – позволяют оперативно оценивать изменения работы турбины, выявлять оптимальные пути модернизации турбины и давать качественную оценку влияния модернизации ЦНД на снижение технологического минимума в условиях выхода ТЭС на ОРЭМ (оптовый рынок электроэнергии и мощности) с учетом конкретных технологической схемы, конструктивных характеристик, динамики изменения тепловой и электрической нагрузок.

Описание предполагаемой модернизации ЦНД

При принятии решений по модернизации ЦНД важна достоверность технико-экономических расчетов, основанных на энергетических характеристиках ступеней в переменном режиме, и качественная оценка параметров и режимов работы конкретного блока на конкретной станции.

Такие расчеты для определения эффективности модернизации части низкого давления (ЧНД) была сделана на примере блока Т-250/300-240 Южной ТЭЦ-22 ОАО «ТГК-1». Для качественной оценки данного мероприятия сотрудниками кафедры «Атомная и тепловая энергетика» Санкт-Петербургского политехни-

ческого университета Петра Великого был проведен расчет оптимального диапазона использования ротора-проставки в качестве модернизации ЦНД. Было выявлено, что для ротора-проставки оптимален диапазон, в котором мощность ЦНД в облопаченном варианте находится в области отрицательных значений, то есть ЦНД потребляет мощность. В результате оптимальный диапазон применения ротора-проставки находится в области малорасходных режимов и имеет температурные ограничения в выхлопной части ЦНД, которые в свою очередь обусловлены техническими решениями системы охлаждения данного энергоблока, конструкцией лопаток ЦНД.

Методы обоснования модернизации ЦНД Т-250/300-240

В нашей работе рассматриваются вопросы оптимизации режимных параметров при модернизации ЦНД энергоблока Т-250/300-240, нацеленной на эффективное функционирование станции на ОРЭМ.

Специалистами О.И. Демидовым и С.Н. Романовым в Санкт-Петербургском политехническом университете был смоделирован с помощью программного пакета «United Cycle» энергоблок Т-250/300-240 (рис. 1). Был разработан программно-вычислительный комплекс, используемый в качестве инструмента исследования. Данный программный пакет имеет блочную структуру и позволяет разрабатывать схемы паротурбинных, газотурбинных и парогазовых установок, с помощью которых можно проводить исследования на различных режимах, вносить корректировки, производить пересчет режимов, вывод и анализ разного рода сгруппированных результатов.

Параметры оборудования принимались на основании данных завода-изготовителя. Параметризация отдельных элементов имеет сложную структуру, основанную на тепловых балансах, а также поправочных кривых в соответствии с нормативно-техническими данными производителей оборудования. В числе таких элементов можно выделить котел с поправками на температуру питательной воды и окружающего воздуха и на коэффициент рециркуляции газов. Данные поправки принимались в соответствии с паспортными данными оборудования и нор-

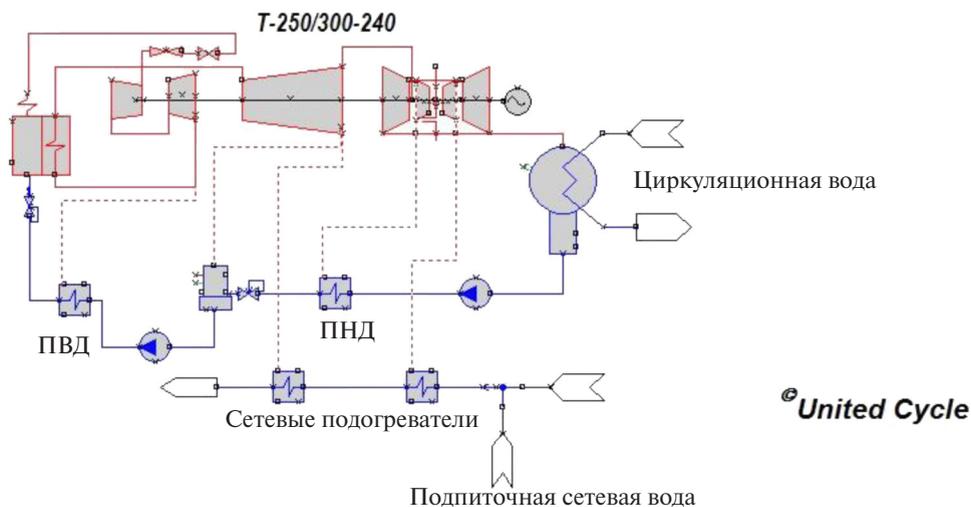


Рис. 1. Упрощенная технологическая схема паротурбинного блока Т-250/300-240 с существующим ЦНД

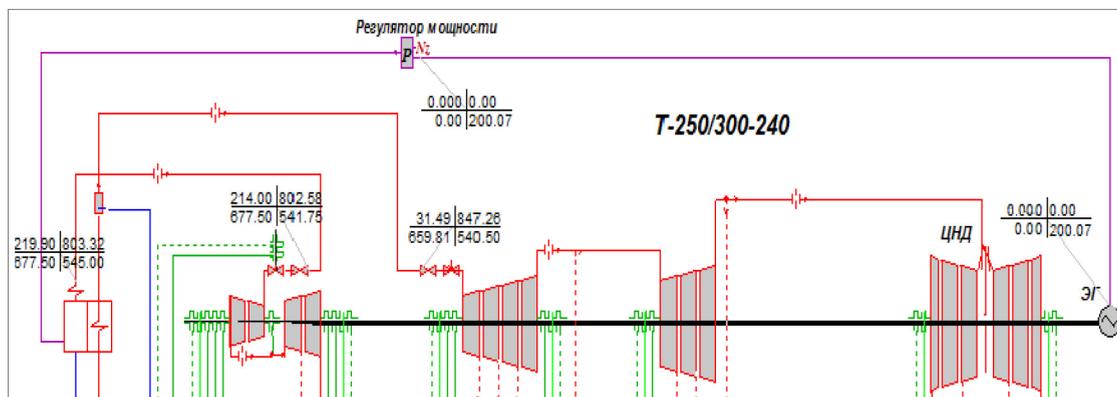


Рис. 2. Регулятор мощности

мативно-технической документации. Также можно выделить регулируемую ступень турбины, для которой в качестве поправки принимались значения регулировочной прямой скольжения давления пара. Последующие отсеки (отсеки с камерой отбора) также имеют поправки на КПД отсека в зависимости от расхода пара.

Метод определения эффективности модернизации путем перевода в режим ротора-проставки предполагает рассмотрение нулевой мощности ЦНД. В ходе вычислений были приняты два возможных варианта уплотнения диафрагмы: расход пара через закрытую поворотную регулируемую диафрагму – 60 т/ч и 10 т/ч (при перепаде давления 1 атм.) соответственно для вари-

антов без дополнительного уплотнения диафрагмы и с выполненным уплотнением; условия работы диафрагмы – максимально полное закрытие с поддержанием температуры в выхлопном патрубке ЦНД не более 120–122 °С.

Для поиска режима нулевой мощности ЦНД с помощью программного комплекса «United Cycle» на модели с облопаченным ротором проводились расчеты по следующему сценарию:

1. На регуляторе электрической мощности (рис. 2) задавалось её фиксированное значение, которое поддерживается при работе турбины по электрическому графику.

2. На регуляторе температуры сетевой воды методом подбора достигалось ее значение, при

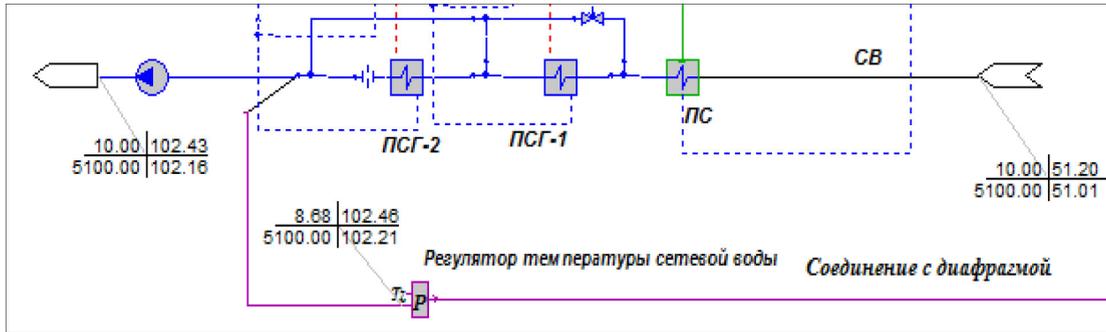


Рис. 3. Регулирование температуры сетевой воды

котором электрическая мощность ЧНД равна нулю. Тогда при заданной температуре сетевой воды и заданной электрической мощности дальнейший рост задаваемой температуры сетевой воды привел бы к потреблению мощности частью низкого давления турбины за счет прикрытия диафрагмы и сокращения пропуска пара в конденсатор, а как следствие, к возникновению неоптимальных режимов течения пара с развитием зон отрыва [2]. Схема регулирования температуры сетевой воды показана на рис. 3. Результат определения нулевой мощности при электрической нагрузке на генераторе, равной 200 МВт, представлен в таблице 1.

Таблица 1

Расчет для определения режима нулевой мощности на ЧНД

Суммарная мощность последних отсеков ЧНД, МВт	Температура сетевой воды, °С	Температура выхлопа, °С
-1,95	110	108
-0,89	108	110
-0,19	105	115
0	99	120
0,23	97	116
0,87	95	112
1,96	92	109

3. Для расчета предельной температуры сетевой воды, при которой температура в выхлопном патрубке турбины Т-250-300-240 не будет превышать допустимое значение (120 °С без системы охлаждения), в программе «United Cycle» была составлена модель блока на базе уже имеющейся модели путем удаления двух ступеней ЧНД (табл. 2) и другой параметризации последнего отсека ЧНД. Параметризация выпол-

нялась с целью получения нулевой мощности при любом расходе пара – таким образом имитировалась работа без лопаток. Параметризацию иллюстрирует рис. 4.

Таблица 2

Влияние температуры сетевой воды на температуру выхлопа

Температура выхлопа, °С	122	121	120	120	120	121	122
Температура сетевой воды, °С	112	110	105	104	102	101	100

Для оценки эффективности были рассчитаны четыре режима с электрической нагрузкой от 200 до 140 МВт с шагом 20 МВт при следующих параметрах сетевой воды: расход – 5100 т/ч; температура перед ПСГ-1 – 53 °С. Начальные температуры – 545/542 °С. Условие работы – на скользящем давлении пара. Было учтено, что работа турбины осуществляется на скользящем давлении, которое на данной турбине начинается от 400 т/ч свежего пара; давление в деаэраторе поддерживалось постоянно на уровне 7 кгс/см² при расходе свежего пара меньше 710 т/ч (при расходе свежего пара более 710 т/ч давление было зафиксировано скользящим, что закреплено в нормативных характеристиках энергоблока).

Результаты расчетов оптимального диапазона на применения ротора-проставки приведены в табл. 3.

Расчеты показали, что работа ротора-проставки обусловлена малорасходными пропусками пара в конденсатор. На малорасходных режимах последние ступени ЧНД чаще всего работают в «вентиляционном» режиме и доволь-

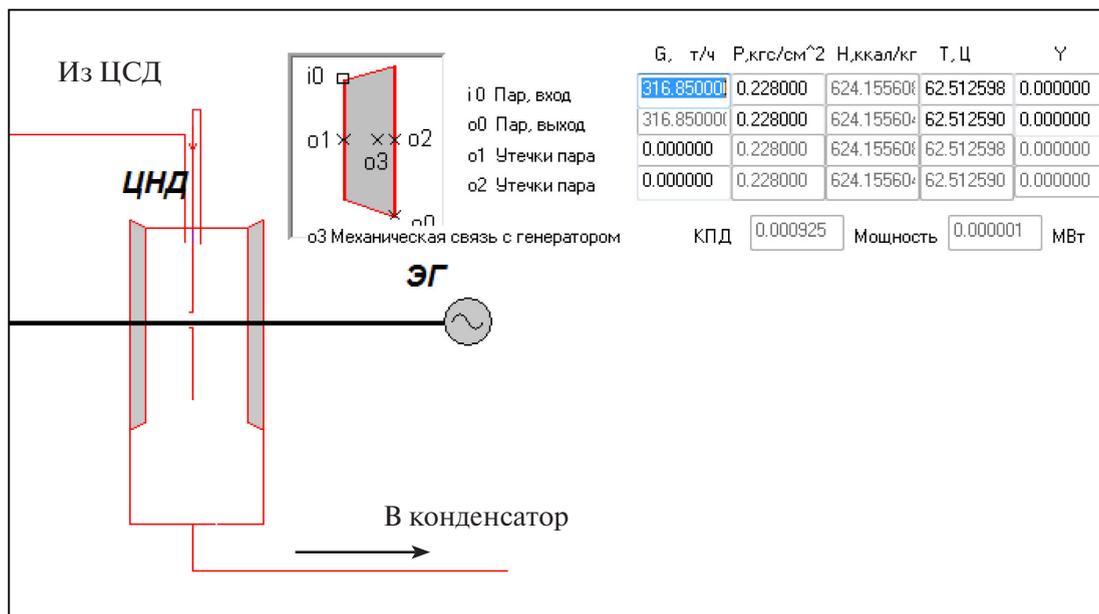


Рис. 4. Вид и параметризация ЦНД в качестве ротора-проставки

Таблица 3

Расчетные данные для оценки режима нулевой мощности

Вариант уплотнения диафрагмы, т/ч	Температурный режим	Энергетическая мощность МВт	Расход пара в котел т/ч	Температура сетевой воды на выходе, °C	Температура сетевой воды на входе, °C	Расход сетевой воды, т/ч	Расход пара в конденсатор, т/ч	Температура выхлопа, °C	Расход топлива паровым котлом, тыс. нм ³ /ч	Давление на входе в диаграмму, кгс/см ²	Отпуск тепла от энергоблока, Гкал/ч
60	T_{min}	200	752	99	53	5100	54	92,56	66,63	0,520	234,6
	T_{max}	200	765	104	53	5100	26,7	120	67,6	0,731	260,1
	T_{min}	180	628	93	53	5100	65	106	56,83	0,461	204
	T_{max}	180	638	99	53	5100	21	120	57,57	0,53	234,6
	T_{min}	160	562	92,58	53	5100	47	110	51,81	0,440	201,858
	T_{max}	160	577	96,43	53	5100	15	122	52,82	0,576	221,493
	T_{min}	140	490	85	53	5100	40	110	45	0,341	163,2
	T_{max}	140	506	89	53	5100	7	122	47,16	0,416	183,6
10	T_{min}	200	700	100	53	5100	80	104	62,73	0,12	239,7
	T_{max}	200	743	102	53	5100	40	120	65	0,113	249,9
	T_{min}	180	620	97	53	5100	76	118	57,89	0,1	224,4
	T_{max}	180	650	98,6	53	5100	25	122	58,36	0,1	232,56
	T_{min}	160	554	92	53	5100	64	120	51	0,11	198,9
	T_{max}	160	570	97	53	5100	15	120	54	0,1	224,4
	T_{min}	140	505	86	53	5100	54	120	47	0,09	168,3
	T_{max}	140	520	90	53	5100	8	122	48,9	0,09	188,7

но часто — с потреблением мощности. В таких случаях энтальпия и температура пара на выходе из «вентилирующих» ступеней выше, чем на входе в них, и это дополнительно приводит к повышению температуры выхлопного патрубка турбины. Для таких режимов характерны зоны с обратными восходящими течениями пара, способствующими, с одной стороны, охлаждению ЦНД, а с другой стороны, — эрозии выходных кромок лопаточного аппарата облопаченного ротора [1, 3]. Это обстоятельство свидетельствует, что ротор-проставка может эффективно использоваться на малорасходных теплофикационных режимах, благодаря отсутствию лопаток ЦНД. При минимальном пропуске пара через последние ступени ЦНД происходит увеличение вентиляционных потерь в последних ступенях ЦНД с лопатками по сравнению с ротором-проставкой (в этом случае изменение мощности ЦНД с лопатками будет отрицательным).

В качестве положительных аспектов применения ротора-проставки можно отметить устранение вибрационных состояний лопаток послед-

них ступеней ЦНД, характерных для облопаченного ротора в малорасходных режимах. У облопаченного ротора при снижении технологического минимума происходит существенное снижение расхода пара в конденсатор; в таком случае последние и предпоследние ступени работают в критическом диапазоне, где динамические напряжения имеют экстремальный характер, опасный для лопаток. Согласно исследованиям ТМЗ [7] для лопаток последних ступеней турбины Т-250/300-240 критический диапазон по относительному объемному расходу пара — от 0,025 до 0,15 [11]. Наибольшую опасность вызывают режимы теплофикационные, с большими тепловыми нагрузками и низким давлением в конденсаторе. Режимы, когда давление в конденсаторе низкое, то есть расход пара невысокий (менее 40 т/ч), способствуют накоплению усталости в металле лопаток [8]. Следовательно, при с облопаченным роторе работа последних лопаток опасна повышенным вибрационным состоянием и, как следствие, повышенными напряжениями в металле.

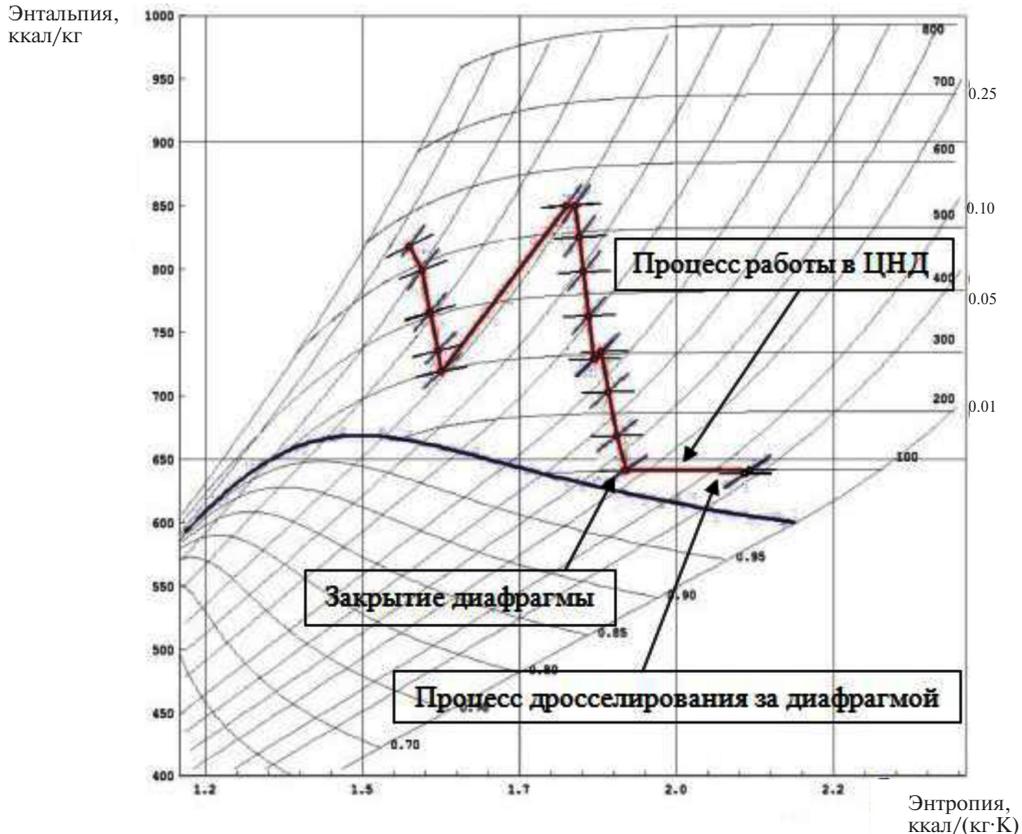


Рис. 5. Процесс расширения при работе с ротором-проставкой

Таблица 4

Сравнительные расчетные данные о работе турбины в течение года

Режим ЦНД	Период	Температура выхода сетевой воды, °С	Температура входа сетевой воды, °С	Расход свежего пара, т/ч	Температуры свежего пара/после промпрегрева, °С	Расход сетевой воды, т/ч	Расход пара конденсатор, т/ч	Температура выхлопа, °С	Электрическая мощность, МВт	Расход топлива, тыс.нм ³ /ч	Отпуск тепла от энергоблока, Гкал/ч
Необлопаченный ротор	Дневное время										
	Летний	75	50	625	545/542	4200	12	112	216	43	105
	Весенний	85	51	633	545/542	4400	16	115	222	43	149,6
	Осенний	90	53	640	545/542	4400	20	120	230	44	162,8
	Зимний	100	55	665	545/542	5100	22,4	120	230	53	229,5
Облопаченный ротор	Летний	75	50	680	545/542	4200	200	120	220	66,04	105
	Весенний	85	51	712	545/542	4400	230	120	230	68	149,6
	Осенний	90	53	715	545/542	4400	235	120	230	69,8	162,8
	Зимний	100	55	740	545/542	5100	239	120	230	72	229,5
Необлопаченный ротор	Ночное время										
	Летний	75	50	420	545/542	4200	10	118	115	39	105
	Весенний	85	51	420	545/542	4400	15	116	118	42	149,6
	Осенний	90	53	420	545/542	4400	15	120	120	42	162,8
	Зимний	100	55	560	545/542	5100	21	120	150	51,6	229,5
Облопаченный ротор	Летний	75	50	561	545/542	4200	170	120	175	55	110
	Весенний	85	51	583	545/542	4400	172	120	180	58	149,6
	Осенний	90	53	650	545/542	4400	218	120	210	63	162,8
	Зимний	100	55	715	545/542	5100	225	120	215	68	229,5

Процесс расширения пара в турбине с вентиляционным пропуском пара для охлаждения корпуса ЦНД показан на рис. 5. При работе на малорасходных режимах процесс расширения обычно протекает в зоне перегретого пара [10].

В табл. 3 указан эффективный диапазон мощности применения ротора-проставки: T_{\max} – максимальная температура сетевой воды, при которой сохраняется максимально допустимая температура выхлопа (температура выхлопа ограничивается 120–122 °С), а T_{\min} – минимальное значение температуры сетевой воды, при которой вырабатываемая мощность ЦНД равна нулю.

Из данных табл. 3 можно сделать вывод, что для энергоблока Т-250/300-240 ТЭЦ-22 между вариантами уплотнения 60 т/ч и 10 т/ч различие мало, поэтому уплотнение регулирующей диафрагмы при использовании ротора-проставки мало влияет на работу турбины.

Из этой таблицы следует также, что зона эффективности применения ротора-проставки – 10–12 % от вырабатываемой тепловой мощности.

Был проведен анализ выгоды при заданных тепловой и электрической нагрузках за весь год с учетом ночных разгрузок турбины и режимов работы в дневные часы. Результаты представлены в табл. 4. При этом принято, что электрическая выработка в ночные часы избыточна, т. е. в табл. 4 указаны минимальная электрическая выработка для ночных периодов при за-

данной тепловой нагрузке. В дневные часы принята электрическая нагрузка по среднегодовым данным. Как результат для варианта с ротором-проставкой величина вырабатываемой электрической мощности получается меньше необходимой для блока с облопаченным ЦНД. Тепловая выработка принимается на основании среднегодовых тепловых нагрузок, но без учета гидравлических сопротивлений в ПСГ-2, т. е. расход сетевой воды был постоянным и независимым от требуемой температуры на выходе блока.

Анализируя полученные результаты, можно отметить, что при оценке работы в дневные часы с выработкой энергоблоком 220–230 МВт электрической мощности турбина с ротором-проставкой выгодна в том случае, если поддерживается максимальная тепловая нагрузка сетевых подогревателей. С понижением тепловой нагрузки наблюдается недовыработка электроэнергии на энергоблоке. Как результат – турбина в режиме ротора-проставки по сравнению с облопаченным ротором выгодна в силу меньшего расхода топлива и меньшей выработки электрической мощности при сохранении тепловой нагрузки. Из таблиц видно, что ротор-проставка имеет диапазон выгоды и эффективно разгружена в ночные часы с учетом высокой тепловой выработки при сохранении технических возможностей турбины. В дневные же часы турбины с необлопаченным ротором при малых тепловых нагрузках существенно недовырабатывают электроэнергию.

Таблица 5

Расчет маржинального дохода энергоблока от продажи электро- и теплоэнергии

Месяц года	Режим ЦНД	Электрическая мощность, МВт	Расход топлива, тыс. нм ³ /ч	Объем сожженного топлива, т/ч	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Объем тепловой энергии, МВт	Топливная составляющая, руб	Электрическая составляющая, руб	Тепловая составляющая, руб	Маржинальный доход, млн руб. за месяц
Март	Необлопаченный ротор	164	49	42,46	171,6	199,57	163262	172397	166452	126
Февраль		171	50	43,33	193,6	225,16	166594	179755	187792	145
Январь		187,5	58,8	50,95	249,85	290,57	195915	197100	242353	175
Декабрь		171	50	43,33	193,6	225,16	166594	179755	187792	144
Март	Облопаченный ротор	197,5	60,52	52,44	171,6	199,57	201645	207612	166452	124
Февраль		205	63	54,59	193,6	225,16	209909	215496	187792	139
Январь		220	66,4	57,54	249,85	290,57	221237	231264	242353	182
Декабрь		205	63	54,59	193,6	225,16	209909	215496	197792	139

Экономическая эффективность

Для оценки актуальности модернизации ЦНД путем перевода в режим необлопаченного ротора был рассчитан маржинальный доход энергоблока при продаже электроэнергии и тепловой энергии (табл. 5, 6). Было принято: стоимость тонны топлива в 1 час равняется 3845 руб/т у.т., стоимость электрической энергии в 1 час равняется 1051,2 руб/МВт · ч, стоимость тепловой энергии принимается 970 руб/(Гкал/ч).

Вариант А. Работа блока только в зимний период с максимальными тепловыми нагрузками при условии, что поддерживается средняя электрическая нагрузка 180–170 МВт при задании температуры теплосети 100–90 °С в течение периода 120 дней (ночные и дневные часы, 720 часов за один месяц). Дополнительный доход с применением ротора-проставки (по сравнению с облопаченным ротором) составит 6,8 млн руб. (табл. 5). Установка ротора-проставки в этом случае является оправданной с учетом стоимости первоначальных вложений, включая стоимость балансировки ротора и разборки-сборки существующего корпуса ЦНД. Конкретно для Южной ТЭС затраты на сам ротор-проставку не учитываются, так как он уже имеется в наличии.

Вариант Б. Использование блока с ротором-проставкой в течение всего года, в том числе и в летний период с нагрузкой ГВС (80–70 °С), и с

учетом изменения электрической нагрузки в течение суток (набор и спад электрической мощности). В таком случае компания ОАО «ТГК-1» получит убыток за год 18 млн руб. (по сравнению с вариантом облопаченного ротора ЦНД), т.е. установка ротора-проставки не является оправданной (табл. 6). Данный убыток объясняется тем, что при малых тепловых нагрузках и заданной электрической мощности существует недовыработка электроэнергии при расходе топлива, близком по значению к расходу в режиме облопаченного ротора.

Изложенная методика расчета эффективности применения ротора-проставки с высокой точностью может быть применена для любой теплофикационной турбины при условии достаточных данных для описания математической модели установки.

Существуют альтернативные методы уменьшения потерь мощности, роста температуры пара на малорасходных режимах. Среди них:

1. Модернизация ЦНД энергоблока Т-250/300–240 путем установки заградительного устройства. Заградительное охлаждение не предполагает демонтаж лопаток и заключается в воздействии закрученной кольцевой сверхзвуковой струей пара на обратные паровые потоки в области их взаимодействия с рабочими лопатками (разработано ТМЗ для теплофикационных турбин [4]). Согласно исследованиям [6] на длительных малорасходных теплофикационных режи-

Таблица 6

Расчет маржинального дохода

Месяц года	Режим ЦНД	Электрическая мощность, МВт	Расход топлива, тыс. нм ³ /ч	Объем сожженного топлива, т/ч	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Объем тепловой энергии, МВт · ч	Топливная составляющая, руб	Электрическая составляющая, руб	Тепловая составляющая, руб	Маржинальный доход, млн руб. за месяц
Летний	Необлопаченный ротор	165,5	51	44,19	105,0	122,12	169926	173974	101850	305
Весенний		170	52	45,06	149,60	173,98	173258	178704	145112	434
Осенний		175	52,5	45,49	162,80	189,34	174924	183960	157916	481
Зимний		190	60	51,99	229,50	266,91	199913	199728	222615	640
Летний	Облопаченный ротор	197,5	60,52	52,44	107,50	125,02	201645	207612	104275	317
Весенний		205	63	54,29	149,60	173,98	209909	215496	145112	435
Осенний		220	66,4	57,54	162,80	189,34	221237	231264	157916	484
Зимний		222,5	70	60,66	229,50	266,91	233232	233892	222615	643

*Примечание: для полной оценки модернизации ЦНД необходимо учитывать монтажные работы: балансировка ротора стоит 1 млн руб, сборка/разборка ЦНД – 300–400 тыс. руб. (по данным Уральского турбинного завода на 2016 год).

мах с закрытыми диафрагмами ЦНД турбин типа Т-250/300-240 заградительное устройство занимает лидирующее положение по экономичности и минимальным динамическим напряжениям в лопатках [5].

2) В качестве альтернативного варианта может быть применение укороченных лопаток ЦНД. При использовании укороченных лопаток (до 600–650 мм) можно путем регулирования уплотняющей диафрагмы снижать расход пара в конденсатор и увеличивать расход пара на сетевые подогреватели. Но при применении такого метода работа турбины переходит в малорасходные режимы, что влечет за собой вибрационное состояние последних лопаток и возрастание температуры выхлопа. Поэтому при использовании данного метода может потребоваться дополнительная кольцевая система охлаждения [3].

Выводы

1. Применение ротора-проставки снижает температуру пара, поступающего в конденсатор, на 5–8 °С. При сохранении температурных ограничений в 120 °С (без дополнительной системы охлаждения) это позволяет эффективно использовать ротор-проставку для увеличения количества отпускаемого тепла на 10–12 %.

2. Применение энергоблока с ротором-проставкой только в оптимальные четыре месяца тепловой нагрузки дает дополнительный маржинальный доход 6,8 млн руб.

3. Круглогодичное применение блока с ротором-проставкой приносит убыток 18 млн руб.

4. При обсуждении вопроса о модернизации следует рассматривать ротор-проставку как вынужденную меру модернизации ЦНД.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Зайцев М.В., Слабченко О.Н., Алехин А.А., Чупыра А.Г.** Выбор варианта модернизации энергоблоков К-300-240 Зуевской и Змиевской ГРЭС // Энергетика и электрификация. 1996. № 6. С. 11–14.

2. **Слабченко О.Н., Зайцев М.В., Козлоков А.Ю., Золотухин А.Д.** Оценка Эффективности работы ЦНД турбины Т-250/300-23,5 Харьковской ТЭЦ-5// Энергетические и теплотехнические процессы и оборудование. 2009. №3. С. 41–48.

3. **Симою Л.Л., Гуторов В.Ф., Лагун В.П., Баринберг Г.Д.** Повышение эффективности работы турбоустановки Т-250/300-240 путем модернизации ЦНД // Теплоэнергетика. 2005. № 11. С. 68–74.

4. **Зарянкин А.Е., Зройчиков Н.А., Ермолаев Г.В., Фичоряк О.М.** Оценка целесообразности работы теплофикационной турбины Т-250/300-240 без последней ступени в ЦНД // Теплоэнергетика. 2005. № 6. С. 14–18.

5. **Хаймов В.А., Воропаев Ю.А., Лукин С.В.** Встроенная система охлаждения ЦНД турбины Т-250/300-240 // Электрические станции. 1994. № 7. С. 32–36.

6. **Хаймов В.А., Кокин В.Н., Павлышев А.К., Базыленко А.А., Воронов Е.О., Ганжин В.А.** Внедрение заградительного охлаждения ЦНД мощных паровых турбин К-300 и Т-250 // Электрические станции. 2003. № 1. С. 29–35.

7. **Хаймов В.А.** Малорасходные режимы ЦНД турбины Т-250/300-240, СПб.: БХВ-Петербург, 2007. 240 с.

8. **Хаймов В.А., Кокин В.Н., Пузырев Е.И., Воронов Е.О., Ганжин В.А.** Внедрение системы оперативного контроля и диагностики эрозионного износа рабочих лопаток мощных паровых турбин // Электрические станции. 2006. № 12. С. 32–36.

9. **Костюк А.Г., Трухний А.Д., Ломакин Б.В.** Об условиях перевода паровой турбины Т-250/300-23,5 ТМЗ в режим работы без рабочих лопаток последней ступени // Теплоэнергетика. 2004. №5. С. 23–30.

10. **Бродов Ю.М., Кортенко В.В.** Паровые турбины и турбоустановки Уральского турбинного завода. Екатеринбург: Апарино. 2010. 488 с.

11. **Баринберг Г.Д., Симою Л.Л., Гуторов В.Ф., Лагун В.П.** Повышение эффективности работы турбоустановки Т-250/300-240 путем модернизации ЦНД // Теплоэнергетика. 2005. №11. С. 68–74.

REFERENCES

1. **Zajcev M.V., Slabchenko O.N., Alekhin A.A., Chupyra A.G.** Vybor varianta modernizacii ehnergoblokov K-300-240 Zuevskoj i Zmievskoj GREHS [Choice of option of modernization of power units of K-300-240 of Zuyevsky and Zmievsky state district power station]. *Energetika i elektrifikaciya*. 1996. № 6. S. 11–14. (rus.)

2. **Slabchenko O.N., Zajcev M.V., Kozlov A.YU., Zolotuhin A.D.** Ocenka Effektivnosti raboty CND turbiny T-250/300-23,5 Har'kovskoj TEHC-5 [Assessment of overall performance of TsND of the turbine T-250/300-23,5 of the Kharkov CHPP-5]. *Energeticheskie i teplotekhnicheskie processy i oborudovanie*. 2009. №3. S. 41–48. (rus.)

3. **Simoyu L.L., Gutorov V.F., Lagun V.P., Barimberg G.D.** Povyshenie ehffektivnosti raboty turboustanovki T-250/300-240 putem modernizatsii CND [Increase of overall performance of the T-250/300-240 turbine plant by modernization of TsND]. *Teploenergetika*. 2005. № 11. S. 68–74. (rus.)
4. **Zaryankin A.E., Zrojchikov N.A., Ermolaev G.V., Fichoryak O.M.** Ocenka celesoobraznosti raboty teplofikatsionnoj turbiny T-250/300-240 bez poslednej stupeni v CND [Expediency of operation of the heating turbine T-250/300-240 without the last step in TsND]. *Teploenergetika*. 2005. № 6. S. 14–18. (rus.)
5. **Haimov V.A., Voropaev YU.A., Lukin S.V.** Vstroennaya sistema ohlazhdeniya CND turbiny T-250/300-240 [TsND built-in cooling system of the turbine T-250/300-240]. *Elektricheskie stancii*. 1994. № 7. S. 32–36. (rus.)
6. **Haimov V.A., Kokin V.N., Pavlyshev A.K., Bazylenko A.A., Voronov E.O., Ganzhin V.A.** Vnedrenie zagraditel'nogo ohlazhdeniya CND moshchnykh parovykh turbin K-300 i T-250 [Introduction of protecting cooling of TsND of powerful K-300 and T-250 steam turbines]. *Elektricheskie stancii*. 2003. № 1. S. 29–35. (rus.)
7. **Haimov V.A.** Maloraskhodnye rezhimy CND turbiny T-250/300-240 [TsND Low-account modes of the turbine T-250/300-240], SPb.: BHV-Peterburg, 2007. 240 s. (rus.)
8. **Haimov V.A., Kokin V.N., Puzyrev E.I., Voronov E.O., Ganzhin V.A.** Vnedrenie sistemy operativnogo kontrolya i diagnostiki ehrozionnogo iznosa rabochih lopatok moshchnykh parovykh turbin [Introduction of system of an operating control and diagnostics of erosive wear of working shovels of powerful steam turbines]. *Elektricheskie stancii*. 2006. № 12. S. 32–36. (rus.)
9. **Kostyuk A.G., Truhnij A.D., Lomakin B.V.** Ob usloviyah perevoda parovoj turbiny T-250/300-23,5 TMZ v rezhim raboty bez rabochih lopatok poslednij stupeni [About conditions of the transfer of the T-250/300-23,5 TMZ steam turbine to an operating mode without working shovels the last steps]. *Teploenergetika*. 2004. № 5. S. 23–30. (rus.)
10. **Brodov YU.M., Kortenko V.V.** Parovye turbiny i turboustanovki Ural'skogo turbinnogo zavoda. [Steam turbines and turbine plants of the Ural turbine plant]. Ekaterinburg: Izd-vo Aparino, 2010. 488 s. (rus.)
11. **Barinberg G.D., Simoyu L.L., Gutorov V.F., Lagun V.P.** Povyshenie ehffektivnosti raboty turboustanovki T-250/300-240 putem modernizatsii CND [Increase of overall performance of the T-250/300-240 turbine plant by modernization of TsND]. *Teploenergetika*. 2005. № 11. S. 68–74. (rus.)

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ/AUTHORS

ГРИГОРЬЕВА Дарья Вадимовна – студент Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.

195251, Россия, г. Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

E-mail: daschuta_93@mail.ru

GRIGOREVA Daria V. – Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University.

29 Politechnicheskaya St., St. Petersburg, 195251, Russia.

E-mail: daschuta_93@mail.ru

ШАРАПА Евгений Григорьевич – ведущий специалист Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.

195251, Россия, г. Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

E-mail: evgeniysharapa@mail.ru

SHARAPA Evgenii G. – Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University.

29 Politechnicheskaya St., St. Petersburg, 195251, Russia.

E-mail: evgeniysharapa@mail.ru