

Проведем оценку необходимой напряженности электрического поля для повышения концентрации радикалов на примере метана и окислительной среды – кислорода с промежуточным определением длины свободного пробега для метана и кислорода. В результате расчетов длина свободного пробега для метана составила $1,6 \cdot 10^{-6}$ м, а кислорода $2,27 \cdot 10^{-6}$ м. Соответственно для разрыва связи водород-углерод необходимо сформировать напряженность 27 кВ/см, для разрыва связи в молекуле кислорода напряженность поля должна быть не менее 22 кВ/см. Полученные значения напряженности меньше электрической прочности рассматриваемых газов, поэтому потерь энергии на разогрев газов не будет. Останутся только потери на разгон электронов и ионов до фронта пламени.

В результате применения электрического поля в процессах сжигания топлива перед фронтом пламени будут более интенсивно образовываться радикалы топлива и окислительной среды, что приведет к увеличению скорости горения, а соответственно и возможности в более широких пределах регулировки динамических характеристик пламени без его срыва. Это позволит увеличить эффективность горения, а соответственно приведет к улучшению экологических характеристик и экономических параметров процесса горения.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Грачев А.С., Баршутин С.Н. Исследование ионизационных процессов в пламени под действием электрического поля//VII Международная научно-техническая конференция студентов, молодых учёных и специалистов "Энергосбережение и эффективность в технических системах". – Тамбов: Издательство Першина Р.В., 2020. – С. 126-129.
2. Баршутин С.Н., Илясов А.П., Мешкова Э.А. Определение вероятности ионизации нейтральной частицы при столкновении с электроном под действием электрического поля//Всероссийская научная конференция "Цифровая трансформация в энергетике". – Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, 2020. – С.48-50.

Научный руководитель: к.т.н. С.Н.Баршутин, доцент ЭПТ ИЭПР ТГТУ.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ПЕРЕГРЕВА ПАРА НА ДВУХКОНТУРНОЙ ПГУ-ТЭЦ

А.А. Галактионова¹, О.Ю. Ромашова²
Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ Бутакова², группа 5БМ22¹

Цель работы – сравнение показателей работы ПГУ-ТЭЦ с турбиной Т-150-7,7 на базе ГТЭ-160 в характерных режимах работы.

Рассматриваются два схемных решения работы теплофикационной турбины Т-150-7,7 в составе ПГУ-ТЭЦ:

1. Схема с двухконтурным котлом утилизатором (КУ) без применения промежуточного перегрева пара (ПП).
2. Схема с двухконтурным КУ с применением промежуточного перегрева пара. Промежуточный пароперегреватель располагается в рассечку с пароперегревателем контура высокого давления.

Для каждого варианта схемы выполнен расчет показателей паросилового контура для конденсационного и теплофикационного режимов. Расход и температура газов после газовой турбины приняты по энергетической характеристике ГТУ [1]. Параметры генерируемого пара в контурах высокого и низкого давления – по прототипу [2, стр.139]

Принципиальная схема ПГУ-ТЭЦ с применением промежуточного перегрева пара представлена на рисунке 1.

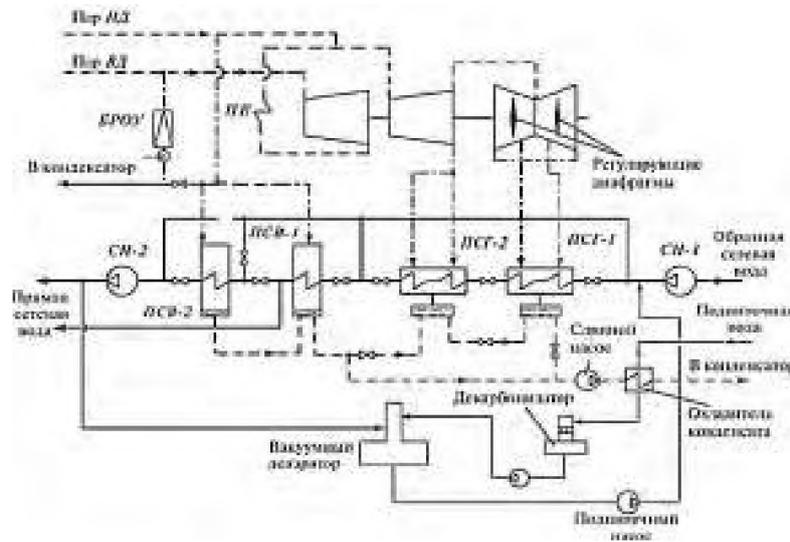


Рис. 1. Принципиальная схема ПГУ-ТЭЦ с применением ПП

Исходные данные для конденсационного режима: мощность ГТУ $N_{ГТУ} = 150,4$ МВт; температура наружного воздуха $t_{нв} = 15$ °С; температура продуктов сгорания $\theta_d = 548,2$ °С, расход газов за турбиной $G_T = 503,5$ кг/с; коэффициент полезного действия ГТУ $\eta_{ГТУ} = 33,5$ %; давление пара контура высокого давления (ВД) перед стопорными клапанами $P_0^{ВД} = 7,41$ МПа; давление пара контура низкого давления (НД) перед стопорными клапанами $P_0^{НД} = 0,6$ МПа; давление цилиндра низкого давления (ЦНД) $P_{ЦНД} = 0,172$ МПа; давление в деаэраторе $P_d = 0,7$ МПа; давление в конденсаторе $P_k = 10,5$ кПа. В режиме с промперегревом давление и температура промперегрева равны $P_{III} = 0,6$ МПа и $t_{III} = 521,2$ °С.

Исходные данные для теплофикационного режима: мощность ГТУ $N_{ГТУ} = 167,6$ МВт; температура наружного воздуха $t_{нв} = -8,4$ °С; температура продуктов сгорания $\theta_d = 539,4$ °С, расход газов за турбиной $G_T = 533,3$ кг/с; коэффициент полезного действия ГТУ $\eta_{ГТУ} = 33,5$ %; давление пара контура высокого давления перед стопорными клапанами $P_0^{ВД} = 7,6$ МПа; давление пара контура низкого давления перед стопорными клапанами $P_0^{НД} = 0,61$ МПа; давление в конденсаторе $P_k = 1,64$ кПа. Турбоустановка в теплофикационном режиме работает по тепловому графику 90/50. Для схемы с промежуточным перегревом пара давление и температура промперегрева равны $P_{III} = 0,61$ МПа и $t_{III} = 512,4$ °С соответственно.

Для расчета теплофизических характеристик выхлопных газов использованы зависимости [2]:

$$I_T = 0,9416 \cdot \theta^{1,0242},$$

$$\theta = 1,062 \cdot I_T^{0,9763},$$

где I_T – энтальпия дымовых газов, θ – температура дымовых газов.

Дополнительные исходные данные, приняты для расчета КУ: температурный напор на выходе из ППВД $\delta t_0^{ВД} = 27$ °С; температурный напор на выходе из ППНД $\delta t_0^{НД} = 23,5$ °С; гидравлические сопротивления ППВД и ППНД $\xi_{ВД} = \xi_{НД} = 0,05$, температурный напор в пинч-точке ВД и НД $\delta t_s^{ВД} = \delta t_s^{НД} = 8$ °С.

Результаты расчета тепловых мощностей теплообменных поверхностей и энергетических показателей ПГУ-ТЭЦ для конденсационного режима представлены в таблице 1, для теплофикационного в таблице 2.

Таблица 1. Результаты расчета ПГУ-ТЭЦ в конденсационном режиме

	Показатели	Единица измерения	Режим работы	
			Без ПП	С ПП
Котел-утилизатор	Расход ВД	кг/с	61,47	47,58
	Расход НД		18,96	21,87
	Расход в деаэрактор		2,7	2,3
	Расход рециркуляции		10,8	9,3
	Температура уходящих газов КУ	°С	102,9	112,1
	Тепловая мощность КУ	кВт	248175,2	246009,5
Турбина	Электрическая мощность ПГУ	кВт	153229,9	165379,1
Экономические показатели	Электрическая мощность ПГУ	кВт	458736,4	466179,1
	Теплота камеры сгорания		448955,2	448955,2
	Абсолютный электрический КПД ПГУ по выработке ЭЭ	–	0,511	0,519
	Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии	$\frac{\text{г.у.т.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	240,7	236,99

При внедрении промежуточного перегрева в схемах ПГУ-ТЭЦ в конденсационном режиме снижается расход пара, генерируемого в контуре ВД на 23 %, при этом в контуре НД увеличивается на 15 %; возрастает температура уходящих газов на 9,2 °С; тепловая мощность котла-утилизатора снижается на 2165,7 кВт (с 248175,2 до 246009,5 кВт); электрическая мощность ПГУ повышается на 12149,2 кВт (с 153229,9 до 165379,1 кВт); электрическая мощность ПГУ прирастает на 1,6 %; увеличивается абсолютный электрический КПД на 0,8 % (с 51,1 до 51,9 %); расход удельного условного топлива по отпуску электроэнергии сокращается на 3,71 г.у.т./кВт·ч.

Анализ позволяет сделать вывод, что при введении промежуточного перегрева пара в котле утилизаторе энергетические показатели котла-утилизатора несколько ухудшаются, это связано с тем, что возрастает температура уходящих газов. При введении ПП улучшаются энергетические показатели ПГУ, в следствие этого схема с промперегревом в конденсационном режиме является более экономичной.

Таблица 2. Результаты расчета ПГУ-ТЭЦ в теплофикационном режиме

Наименование	Показатели	Единица измерения	Режим работы	
			Без ПП	С ПП
Котел –утилизатор	Расход ВД	кг/с	66,25	48,8
	Расход НД		16,06	23,62
	Расход в деаэрактор		2,8	2,4
	Температура уходящих газов КУ	°С	96,4	96,8
Отпуск теплоты на отопление	Расход СП ₂	кг/с	81,42	70,28
	Расход СП ₁		78,65	69,11
	Тепловая нагрузка СП ₂	кВт	171287,2	170952
	Тепловая нагрузка СП ₁		171287,2	170952
	Тепловая нагрузка потребителя		342574,4	341904
Турбина	Электрическая мощность ПГУ	кВт	129488	124928
Экономические показатели	Электрическая мощность ПГУ	кВт	468665,3	460128,1
	Теплота камеры сгорания		500298,5	500298,5
	Абсолютный электрический КПД ПГУ по выработке ЭЭ	–	0,712	0,699
	Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии	(г.у.т.)/(кВт·ч)	172,75	175,96
	КПД блока по отпуску теплоты	–	0,912	0,912
	Удельный расход условного топлива по отпуску теплоты	(кг. у.т.)/ГДж	37,39	37,39
	Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении	–	1,37	1,35

При внедрении промежуточного перегрева в схемах ПГУ-ТЭЦ в теплофикационном режиме снижается расход пара, генерируемого в контуре ВД, на 26 %; при этом в контуре НД увеличивается на 47 %; снижается расход пар, в первом сетевом подогревателе на 12 % и во

втором сетевом подогреватели на 13,7 %; уменьшается тепловая нагрузка на потребители на 0,2 % (с 342574,4 до 341904 кВт); электрическая мощность ПТУ снижается на 3,5 %; электрическая мощность ПГУ снижается 1,8 %; абсолютный электрический КПД ПГУ снижается на 1,8 % (с 71,2 до 69,9 %); удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии возрастает на 1,8 %; удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении снижается на 1,46 % (с 1,37 до 1,35).

Сравнение показателей работы ПТУ в теплофикационных режимах позволяет сделать вывод, что введение промежуточного перегрева пара является неэффективным, так как понижает энергетические показатели ПГУ.

Окончательный выбор целесообразности введения промежуточного перегрева пара на двухконтурных теплофикационных ПГУ должен осуществляться с учетом годовых графиков теплового и электрического потребления в энергосистеме.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Диаграмма режимов ГТУ ГТЭ-160 – Энергетические характеристики ПГУ-450 Северо-Западной ТЭЦ, 2015 – 58 с.
2. Трухний А.Д. Парогазовые установки электростанций: учеб. пособие для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ. – 2013.
3. Цанев С.В. и др. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: Учебное пособие для вузов / Цанев С.В., Бузов В.Д., Ремезов А.Н. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 584 с.

Научный руководитель: к.т.н. О.Ю. Ромашова, доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.

ПРОВЕРКА СООТВЕТСТВИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ СИСТЕМЫ РАСХОЛАЖИВАНИЯ БАСЕЙНА ВЫДЕРЖКИ РЕАКТОРА ВВЭР-1000 ПРИ ПЕРЕХОДЕ НА РЕМИКС ТОПЛИВО

Д.В. Погребной
Томский политехнический университет
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова, группа 5072

После успешных эксплуатационных испытаний РЕМИКС топлива встает вопрос о готовности его использования на станциях с системами обеспечения безопасной работы, которые спроектированы для стандартного уранового топлива. Одной из таких систем является система расхолаживания бассейна выдержки. В связи с изменением состава топлива его остаточное тепловыделение поменяется. Следует убедиться, что обращение с отработавшими ТВС (далее ОТВС) будет безопасным и в модернизации данная система не нуждается.

Расчет остаточной тепловой мощности РЕМИКС топлива будет производиться по эмпирической формуле Уинтермайера-Уэллса [1, с. 136], которая учитывает вклад в остаточную тепловую мощность от распада продуктов деления ^{235}U и ^{239}Pu :

$$Q = 10 \cdot \left\{ (T + 10)^{-0.2} - (T + T_0 + 10)^{-0.2} - 0,87 \cdot \left[(T + 2 \cdot 10^7)^{-0.2} - (T + T_0 + 2 \cdot 10^7)^{-0.2} \right] \right\}, \quad (1)$$

где T – момент времени после останова, на который определяется остаточное тепловыделение, с; T_0 – время работы реактора, с.

Данная формула имеет следующую точность, оцененную Уинтермайером и Уэллсом для различных T [1, с. 137]:

$$\begin{aligned} &\pm 50\% \text{ для } 1 \leq T \leq 10^2; \\ &\pm 30\% \text{ для } 10^2 \leq T \leq 10^4; \\ &\pm 10\% \text{ для } 10^4 \leq T \leq 10^6; \end{aligned}$$