УДК 620.9

К.Р. ХУСАИНОВ, аспирант (СамГТУ)
А.А. КУДИНОВ, д.т.н., профессор (СамГТУ)
г. Самара

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ПЕРЕГРЕВА ПАРА НА СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ТЭЦ г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

В настоящее время на тепловых электрических станциях достаточно широко внедряются парогазовые установки утилизационного типа [1, 2, 3]. При этом главным дискуссионным вопросом при выборе схемы парогазовой установки утилизационного типа является применение промежуточного перегрева пара [4, 5].

В рамках государственной программы по внедрению парогазовых технологий на тепловых электрических станциях на Северо-Западной ТЭЦ г. Санкт-Петербурга введена в эксплуатацию парогазовая установка ПГУ-450Т, состоящая из двух газотурбинных установок Siemens V94.2A мощностью по 157 МВт, двух котлов-утилизаторов П-90 ПМЗ и одной паротурбинной установки Т-150 ЛМЗ [3, 5]. Для повышения эффективности работы двухконтурный ПГУ утилизационного типа предлагается в двухконтурном котле-утилизаторе ПГУ-450 дополнительно разместить промежуточный пароперегреватель, в котором осуществлять вторичный перегрев водяного пара, отработавшего в цилиндре высокого давления паровой турбины (рис. 1).

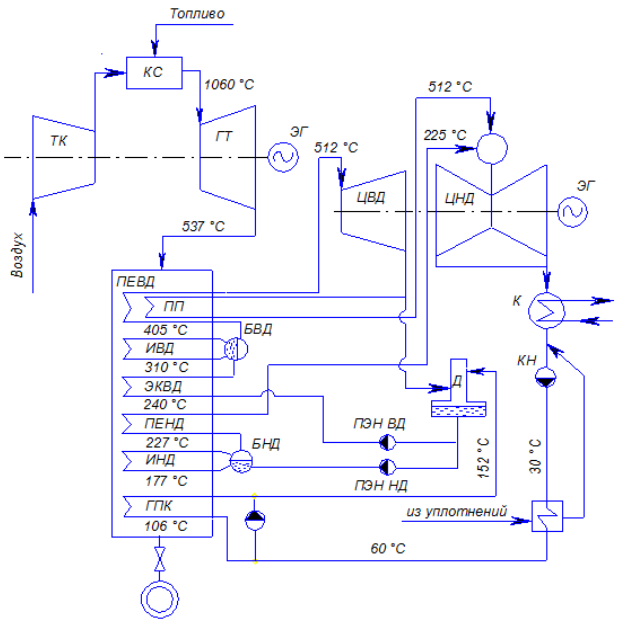

Рис. 1. Расчетная тепловая схема парогазовой установки ПГУ-450 с применением промежуточного перегрева пара

С целью сравнения энергетической эффективности различных вариантов исполнения ПГУ применительно к конкретной тепловой электрической станции (в рассматриваемом случае к Северо-Западной ТЭЦ г. Санкт-Петербурга) был произведен тепловой расчет схемы ПГУ-450 без применения промежуточного перегрева пара и с учетом использования промежуточного перегрева пара в котле-утилизаторе, по методике, изложенной в [6].

Цикл Брайтона-Ренкина с промежуточным перегревом пара в T, s – диаграмме изображен на рис. 2. На данном графике заштрихованной площадью показана прибавка экономичности при внедрении промежуточного перегрева пара в парогазовом блоке к обычному циклу Брайтона-Ренкина без использования промежуточного перегрева пара.

При этом повышение экономичности достигается за счет увеличения теплоперепада пара, который срабатывается в ЦНД паровой турбины. Это наглядно видно на рис. 3, на котором изображен процесс расширения пара в проточной части паровой турбине Т-150, работающей с промежуточным перегревом пара и без его использования.

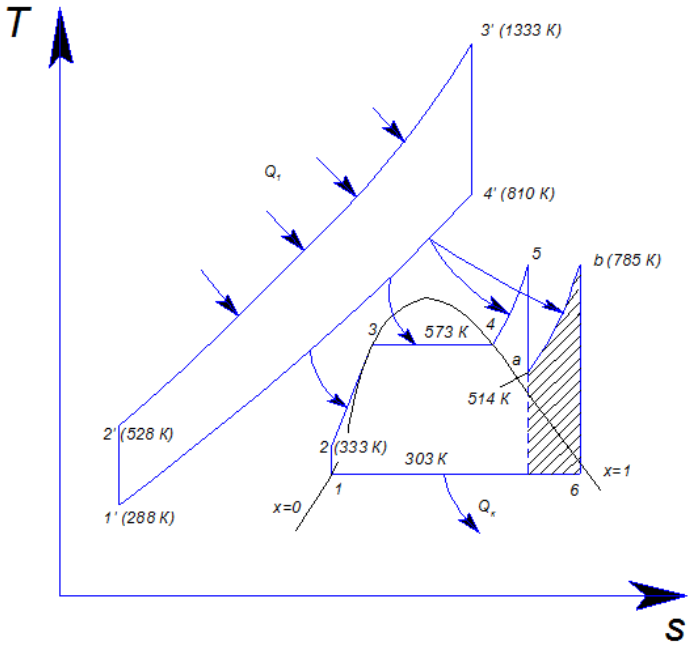

Рис. 2. Цикл Брайтона-Ренкина ПГУ с промежуточным перегревом водяного пара в котле-утилизаторе: 1' - 2' – сжатие воздуха в турбокомпрессоре; 2' - 3' – подвод теплоты в камеру сгорания ГТУ; 3' - 4' – расширение продуктов сгорания в газовой турбине; 4' - 1' – отвод уходящих газов; 1 - 2 – повышение давления питательной воды; 2 - 3 – нагрев питательной воды; 3 - 4 – процесс парообразования; 4 - 5 – перегрев пара; 5 – a – расширение пара в ЦВД; a – b – промежуточный перегрев пара; 6 – 1 – процесс конденсации пара в конденсаторе

С целью определения экономической эффективности от применения промежуточного перегрева пара был проведен тепловой расчет для работы ПГУ-550 в конденсационном режиме по методике, изложенной в [6].

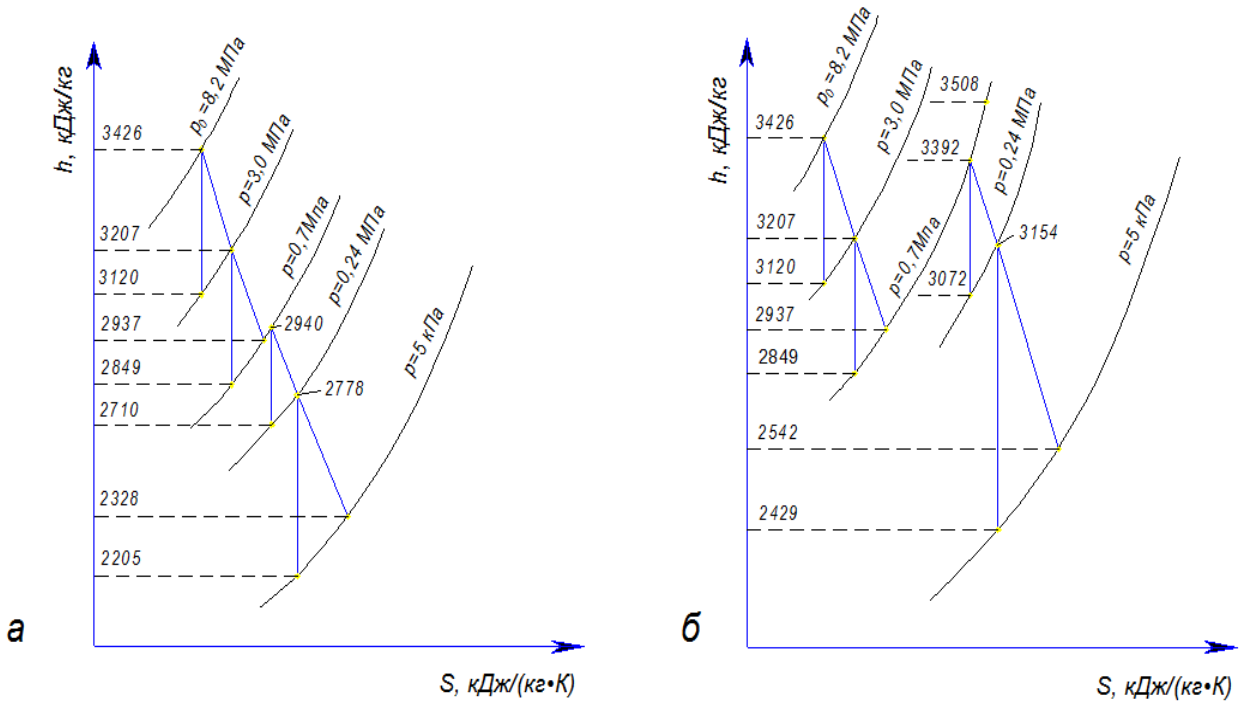

Рис. 3. h, s-диаграмма процесса расширения водяного пара
в паровой турбине Т-150:
а – без промежуточного перегрева пара;
б – с промежуточным перегревом пара

В табл. 1 приведены основные расчетные характеристики парогазовой установки ПГУ-450 с использованием и без использования промежуточного перегрева пара, которые были получены в результате выполненного теплового расчета. Тепловой расчет был проведен при условии работы парогазового энергетического блока в конденсационном режиме (при выключенных подогревателях сетевой воды (на рис. 1 не показаны).

Таблица 1

Расчетные характеристики ПГУ-450 с промперегревом
и без промперегрева водяного пара

Наименование параметра	Единица измерения	Значение параметра	
		Без использования промежуточного перегрева водяного пара	С использованием промежуточного перегрева водяного пара
1	2	3	4
Полезная мощность ГТУ	МВт	157	157

Продолжение табл. 1

Наименование параметра	Единица измерения	Значение параметра	
		Без использования промежуточного перегрева водяного пара	С использованием промежуточного перегрева водяного пара
Электрический КПД ГТУ	%	34,4	34,4
Полезная мощность ПТУ	МВт	137,473	178,504
Электрический КПД ПТУ	%	30,56	38,09
Электрический КПД КУ	%	79,96	83,33
Электрическая мощность ПГУ	МВт	451,473	492,504
Электрический КПД ПГУ	%	50,43	55,22
Параметры пара контура высокого давления: - давление - температура - расход	 МПа °С т/ч	 8,2 512 200,34	 8,2 512 214,02
Параметры пара после промежуточного пароперегревателя: - давление - температура - расход	 МПа °С т/ч	 – – –	 0,7 512 214,02
1	2	3	4
Параметры пара в камере смешения паровой турбины: - давление - температура - расход	 МПа °С т/ч	 0,7 242 516,24	 0,7 458 518,744
Параметры пара контура низкого давления: - давление - температура - расход	 МПа °С т/ч	 0,7 230 57,78	 0,7 225 54,144
Значения температур газов по поверхностям нагрева котла-утилизатора			
- после ГТУ	˚С	537	537
- после ПЕВД (осн. + пром.)	˚С	470	405
- после ИВД	˚С	325	310
- после ЭКВД	˚С	260	240
- после ПЕНД	˚С	250	227
- после ИНД	˚С	192	177
- после ГПК	˚С	125	106

Стоит отметить, что при внедрении промежуточного перегрева пара усложняется конструкция котла-утилизатора, увеличивается протяженность паропроводов, что в конечном итоге приведет к росту капитальных

вложений. Однако данное мероприятие оправдано повышением экономичности паротурбинной установки за счет дополнительного подвода теплоты к водяному пару в промежуточном пароперегревателе. Благодаря промежуточному перегреву пара увеличивается его степень сухости, что положительным образом сказывается на работе последних ступеней паровой турбины. В целом экономичность двухконтурной парогазовой установки с применением промежуточного перегрева водяного пара существенно возрастает по сравнению с обычным вариантом исполнения двухконтурной ПГУ утилизационного типа.

Прирост экономичности при введении промежуточного перегрева водяного пара можно оценить путем сравнения результатов проведенных расчетов в обоих вариантах для рассматриваемой парогазовой установки. Расчеты проводились при следующих условиях: давление пара на входе в проточную часть ЦВД – 8,2 МПа; давление пара на входе в проточную часть ЦНД – 0,7 МПа; давление в конденсаторе паровой турбины – 5 кПа; электрическая мощность газотурбинной установки – 157 МВт; электрический КПД газотурбинной установки – 34,4 %; температура газов за ГТ – 537 °С. В ходе расчетов температура наружного воздуха была принята равной 15 °С.

Анализ результатов расчетов показывает, что коэффициент полезного действия ПГУ-450 с использованием промежуточного перегрева пара равен 55,22 %, а без промежуточного перегрева — 50,43 %. Таким образом, прирост повышения КПД парогазовой установки составляет 4,79 %. При этом КПД паротурбинной установки возрастает с 30,56 % до 38,09 % (на 7,53 %). И, соответственно, мощность паротурбинной установки увеличивается с 137,473 до 178,504 МВт (на 22,99 %).

Список литературы:

1. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. – М.: МЭИ, 2006. – 580 с.

2. Кудинов А.А. Тепловые электрические станции. Схемы и оборудование. – М.: ИНФРА-М, 2012. – 325 с.

3. Кудинов А.А., Зиганшина С.К. Парогазовые установки тепловых электрических станций. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2014. – 210 с.

4. Мошкарин А.В., Девочкин М.А., Шелыгин Б.Л., Рабенко В.С. Анализ направлений развития отечественной энергетики. – Иваново: Иван. гос. энерг. ун-т, 2002. – 256 с.

5. Кудинов А.А., Зиганшина С.К. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях. М.: Машиностроение, 2011. – 374 с.

6. Трухний А.Д., Романюк А.А. Расчет тепловых схем утилизационных парогазовых установок: учеб. пособие. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 40 с.