

УДК 65.0+621.165

А. Л. ШУБЕНКО, член-корр. НАНУ

Н. Ю. БАБАК, канд. техн. наук

М. И. Роговой, канд. техн. наук

А. В. Сенецкий, аспирант

Институт проблем машиностроения им. А.Н. Подгорного НАН Украины,
г. Харьков

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ УТИЛИЗАЦИИ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ ПОСРЕДСТВОМ УСТАНОВКИ ТУРБИНЫ НА НИЗКОКИПЯЩЕМ РАБОЧЕМ ТЕЛЕ

Оценивается экономическая эффективность турбоустановки на низкокипящем рабочем теле электрической мощностью 0,5 – 1,5 МВт при утилизации вторичных энергетических ресурсов с температурой 80-160 °С. Показано, что при существующих ценах на энергоносители простой срок окупаемости проекта установки такой турбины ~3,5 года в случае, если доля теплоты, отпускаемой на теплоснабжение, не превышает 16 – 17 % объема всей энергии.

Оцінюється економічна ефективність турбоустановки на низькокиплячому робочому тілі електричною потужністю 0,5 – 1,5 МВт при утилізації вторинних енергетичних ресурсів з температурою 80-160 °С. Показано, що при існуючих цінах на енергоносії простий термін окупності проекту установки такої турбіни ~3,5 роки у разі, якщо частка теплоти, що відпускається на теплопостачання, не перевищує 16 – 17 % обсягу всієї енергії.

Введение

Активно развивающимся направлением утилизации низкопотенциальных вторичных энергетических ресурсов (НВЭР) для выработки электроэнергии является использование экологически чистых турбоустановок на низкокипящих рабочих телах (НРТ), реализующих так называемый органический цикл Ренкина (ORC – organic Rankine cycle) [1 – 13]. НВЭР имеют температуру 80 – 160 °С (геотермальные воды, охлаждающая вода, горячий воздух технологических процессов и др.).

В публикациях, посвященных исследованиям ORC циклов, рассматриваются вопросы рационального выбора: параметров цикла (влияние отдельных параметров на КПД цикла [1], сверхкритический цикл [2]), рабочего тела (термомасло [3], пентан [4, 5], изобутан [6], R21 [1], водоаммиачная смесь и фреоновые смеси: например, 10 % R13 90 % R13b [2] и др.). Турбины на НРТ применяются в различных областях: геотермальная энергетика [1, 2, 8 – 11], утилизация ВЭР за газовыми турбинами [4 – 7, 13], за двигателями внутреннего сгорания [6], в промышленности производства цемента [3], стекольной [11] и др.

Исследованием процессов в турбоустановках на НРТ в Украине занимаются: в Институте газа [4] (с перспективой их применения для утилизации ВЭР на газотранспортной системе Украины), Институте технической теплофизики НАН Украины [7], Институте общей энергетики НАН Украины (все, г. Киев), в Харьковском государственном техническом университете строительства и архитектуры [2] и ряде других организаций. Пилотный образец радиально-осевой турбины на НРТ мощностью 4 МВт спроектирован и изготовлен в Украине на ОАО «Сумское НПО им Фрунзе» (установлен на заводском стенде) [5].

Разработкой, выпуском и внедрением радиальных, осердиальных и осевых турбодетандеров мощностью от 8 до 12000 кВт, машин, которые применяются в нефтегазовой отрасли и являются разновидностью турбин на НРТ, занимается ОАО «Турбогаз» (г. Харьков) [12].

В России турбины на НРТ для геотермальной энергетики выпускаются ОАО «Калужский турбинный завод» [8]. Разработкой и внедрением турбин на НРТ

занимается ряд фирм: МЭИ [9], АО «Наука», ОАО ЭНИН» (г. Москва) [9], ООО «Комтек-Инжиниринг» (г. Ст.-Петербург) [6], Институт теплофизики СО РАН (г. Новосибирск) [1, 10] и др. Состояние вопроса и перспективы применения турбин на НРТ рассмотрены в [6, 7, 9]. Рядом организаций России разработаны технические проекты турбин на НРТ [6, 9].

Более двадцати пяти лет выпускаются турбины на НРТ в развитых странах, фирмы производители: ORMAT International, Inc (Израиль – США) [3], Infinity LLC и WOW Energies [13] (обе США), Turboden (Италия) [11], Simens, Adorates и др. Особенности тепловых схем ORC установок по утилизации тепла ряда этих фирм анализируются в [6].

Предметом рассмотрения настоящей работы является оценка влияния объемов утилизируемых НВЭР на срок окупаемости утилизационного ORC контура, использующего охлаждающую воду технологических процессов.

Основная часть

Особенности применения турбоустановок на НРТ для утилизации НВЭР

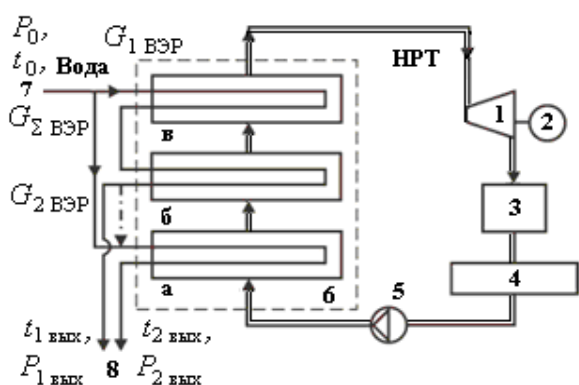


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема когенерационной установки с ORC контуром для утилизации НВЭР [10]

Преобразование тепловой энергии НВЭР 7 (см. рис. 1) в ORC контуре в механическую и далее в электрическую происходит с использованием органического рабочего тела в замкнутом контуре, который включает: турбину 1 с электрогенератором 2, конденсатор 3, ресивер 4, конденсатный насос 5, парогенератор на НРТ 6 с теплообменными зонами: а – подогрева, б – кипения, в – перегрева. Согласно схеме на рис. 1 после парогенератора органического контура 6 НВЭР 7 могут быть использованы для теплофикации 8. На рис. 1 t_0 , P_0 и $G_{\Sigma ВЭР}$ обозначены температура, давление и расход первичного теплоносителя, $t_{1 \text{ вых}}$, $P_{1 \text{ вых}}$, $t_{2 \text{ вых}}$,

$P_{2 \text{ вых}}$ – температура и давление возвращаемой воды.

Энергоустановки на НРТ проектируются на определенную температуру греющей среды, начиная с 80 °С, изменение последней более чем на 20-30 °С приводит к значительному снижению КПД и экономических показателей [11, 13].

Достоинства и недостатки турбин, функционирующих по ORC циклу

Использование НРТ в турбинах обеспечивает целый ряд достоинств, в частности:

1. Позволяет создать компактную малогабаритную турбину из обычных материалов (низкий уровень температур, минимальные окружные скорости и напряжения) без редуктора. Объемный расход теплоносителя через последнюю ступень, например, в случае применения бутана вместо водяного пара уменьшается на два порядка [6]: при температуре конденсации 30 °С, удельный объем водяного пара составляет 32,89 м³/кг при давлении 0,0425 бар, в то время как у бутана 0.141 м³/кг при давлении 2,81 бар. В результате в бутановом контуре отсутствует вакуумная система удаления воздуха из конденсатора со всеми ее эксплуатационными проблемами.

Для пропуска в конденсатор 30 т/ч водяного пара при указанных параметрах длина рабочей лопатки последней ступени составит ~350 мм, а для пропуска равного по тепловой мощности массового расхода бутанового пара необходима лопатка длиной менее 50 мм [6].

2. Турбины на НРТ имеют более высокий внутренний КПД ($\eta_{oi} = 0,85$ [3, 11, 13]) по сравнению с паровыми мощностью менее 1,5 МВт ($\eta_{oi} = 0,75$ [14]).

3. За счет применения более низких температур конденсации паров в ORC цикле удается больше снимать энергии, увеличивая электрическую мощность турбины в среднем на 10–14 % (до 30 % [3]).

4. Отсутствие стояночной коррозии и эрозийного износа лопаток капельной влагой при использовании НРТ приводит к созданию более надежных турбомашин, как следствие к большему гарантируемому сроку работы без ремонта 50 тыс. ч [3].

5. Высокая плотность органического рабочего тела позволяет обеспечить относительно небольшие габариты конденсатора, применить воздушный конденсатор.

6. Нет необходимости в водоподготовке, нет потерь при дегазации подаваемой воды, деминерализации.

7. Турбина на НРТ эффективно работает в большем (до 10 % номинальной нагрузки), чем паровая турбина, диапазоне частичных нагрузок практически без снижения КПД [11].

8. Среднегодовая наработка турбины на НРТ в течение первых 5 лет эксплуатации достигает 98 % [3, 11].

9. Работа турбины на НРТ полностью автоматизирована; машина проста в обслуживании, затраты на которое (3-5 ч в неделю) в течение первых 5 лет эксплуатации составляют ~570 USD/мес. [3].

Недостатком органического рабочего тела для турбоустановки (бутана, пентана и др. фреонов и их смесей) является его взрывоопасность при соединении с кислородом, однако этот недостаток научились преодолевать за счет специальных средств, широко применяющихся в конструкции и при эксплуатации газовых компрессоров и турбодетандеров [13].

При использовании фреонов необходимо учитывать их влияние на парниковый эффект, опасность разрушения озонового слоя Земли (см. обзор [15]).

Несмотря на небольшие габариты, применение обычных сталей при создании органических турбин пока не удается обеспечить удельную стоимость турбоустановки на уровне машин на водяном паре, поскольку турбины ОРС цикла для утилизации НВЭР в СНГ серийно не выпускаются (предполагается достичь удельной стоимости машины на НРТ 800 USD/кВт [6]).

Экономическая эффективность применения турбин с НРТ для утилизации НВЭР

Оценку эффективности утилизации ВЭР при установке турбин выполним без учета дисконтирования, используя такой традиционный показатель [14, 16, 17], как срок окупаемости проекта $\tau = I/\Delta F_3$, где I – инвестиции на реализацию проекта, ΔF_3 – изменение результатов годовой экономической деятельности предприятия (финансы) после внедрения ОРС контура.

Последние могут быть рассчитаны следующим образом $\Delta F_3 = F_{ORC} - F_0$, здесь

$$F_0 = k_\tau \sum_{i=1}^{12} (c_Q Q_{от\,м\,i} \tau_m - c_{ВЭР\,i}) \quad \text{– результаты годовой экономической деятельности}$$

предприятия до внедрения утилизационного контура, где c_Q – стоимость теплоты у централизованных поставщиков, $Q_{от\,м\,i}$ – количество теплоты, отпущенное на тепло-снабжение в i -ом месяце, $c_{ВЭР\,i}$ – стоимость ВЭР в i -ом месяце, τ_m – продолжительность месяца в часах, $k_\tau = 0,95$ – коэффициент использования установленной мощности (с учетом пункта 8 достоинств турбин на НРТ, для паровых турбин обычно принимается $k_\tau = 0,85$ [14, 16, 17]);

$$F_{ORC} = k_\tau \sum_{i=1}^{12} (p_{3\,i} + p_{Q\,i}) \quad \text{– результаты годовой экономической деятельности}$$

предприятия (финансы) после внедрения ОРС контура, где $p_{3\,i}$, $p_{Q\,i}$ – доходы (прибыль) от продажи электроэнергии (разница в затратах на покупку электроэнергии в сети и ее производство) и теплоты (аналогично электроэнергии) в i -ом месяце.

При расчете $p_3 = (c_{3\,c} - c_{3\,ORC}) (N_3 - \Delta N_{с.н.}) \tau_m$ (для упрощения записи индексы i опущены), здесь $c_{3\,c}$ – цена электроэнергии в сети, N_3 – электрическая мощность турбины, $\Delta N_{с.н.}$ – затраты электроэнергии на собственные нужды, себестоимость вырабатываемой

электроэнергии $c_{3\text{ ORC}}$ оценивалась с использованием зависимости $c_{3\text{ ORC}} = k_3 \frac{c_{\text{ВЭР}} + c_{\text{уп.з}}}{(N_3 - \Delta N_{\text{сн.}}) \tau_{\text{м}}}$,

где k_3 – доля затрат на энергокомплексе, приходящаяся на выработку электроэнергии, $c_{\text{уп.з}}$ – условно-постоянные затраты (заработная плата персонала с начислениями, расходные материалы и др.).

Оценка прибыли от продажи теплоты выполнена с использованием зависимости $p_Q = (c_Q - c_{Q\text{ ORC}}) Q_{\text{от}} \tau_{\text{м}}$, где $c_{Q\text{ ORC}} = (1 - k_3)(c_{\text{ВЭР}} - c_{\text{уп.з}})/(Q_{\text{от}} \tau_{\text{м}})$ – себестоимость отпускаемой теплоты после установки ORC цикла.

Подставив зависимости для расчета F_0 , F_{ORC} , p_3 , $c_{3\text{ ORC}}$, p_{Qi} , $c_{Q\text{ ORC}}$, несложно определить, что изменение результатов финансовой деятельности предприятия ΔF_3 при принятых условиях (количество теплоты, отпускаемой на отопление, до и после установки турбины на НРТ не изменяются) зависит, главным образом, от цены электроэнергии в сети и объема утилизируемых ВЭР, т. е. $\Delta F_3 = f(c_{3\text{ с}}, Q_{\text{ВЭР}})$.

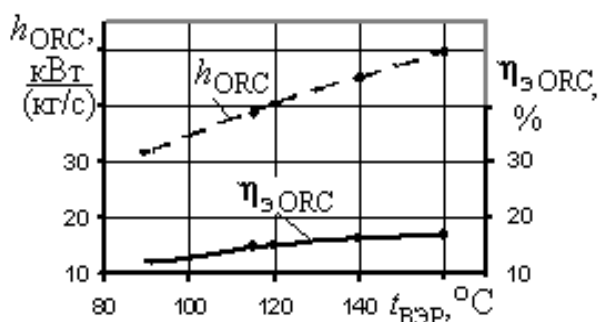


Рис. 2. Зависимость удельной электрической мощности турбины на НРТ и КПД ORC контура от температуры НВЭР

По данным [1, 2, 10] электрический КПД ORC контура $\eta_{3\text{ ORC}}$ при утилизации НВЭР в зависимости от температур теплоносителя $t_{\text{ВЭР}}$ и наружного воздуха $t_{\text{н.в.}}$, свойств НРТ, типа конденсатора (с воздушным или водяным охлаждением) составляет 12 – 16,8 %. На рис. 2 представлены обобщенные кривые для $\eta_{3\text{ ORC}}$ и удельной электрической мощности осевой турбины на органическом рабочем теле (R 21) h_{ORC} при температуре охлаждающей воды 15 °C в зависимости от температуры НВЭР $t_{\text{ВЭР}}$. Используя данные рис. 2, выполним предварительную оценку технико-экономических показателей

проекта установки турбины на НРТ.

Инвестиции на реализацию проекта установки турбины на НРТ

Разработка технико-экономических обоснований и реализация проектов установки малых паровых турбин [14, 16, 17] дают основания утверждать, что удельная стоимость турбоустановок не является неизменной: чем меньше мощность турбоустановки, тем выше ее удельная стоимость. Удельные стоимости органических турбин мощностью 0,5; 1,0 и 1,5 МВт для утилизации ВЭР промышленных предприятий для оценок допустимо принять 1600, 1500 и 1400 USD/кВт соответственно (по данным [4, 7] ~1400 USD/кВт).

Цена НВЭР

Цены различных топлив [16, 17] и НВЭР, полученных при сжигании этих топлив, представлены в табл. 1, где видно, что стоимостные показатели НВЭР (как и цена условного

Таблица 1

Цена НВЭР, полученных при сжигании топлив и электронагреве

Наименование величины	Коксовый газ	Шахтный метан	Донецкий уголь марки Г	Природный газ	Электронагрев
Цена условного топлива без НДС, USD/т.у.т.	28,5	39,4	90,4	233,5	0,06 USD/кВт·ч
Коэффициент использования топлива (КИТ)	0,91	0,92	0,76	0,92	0,94
Цена НВЭР без НДС, USD/Гкал	5,5	7,5	24,9	50	75

топлива), полученные при сжигании дешевых топлив (шахтного метана, коксового газа) существенно ниже (~в семь – девять раз), чем природного газа или при использовании

для нагрева электрической энергии (в десять раз).

Расчет простого срока окупаемости проекта установки турбины на НРТ

При оценке τ проектов установки турбин на НРТ рассмотрим два случая. Первый случай – до реализации энергосберегающего мероприятия ВЭР не использовались (стоимость потерянной теплоты накладывается на себестоимость продукции предприятия). Второй случай – в зимний период часть НВЭР используется на отопление и горячее водоснабжение (ГВС), а в летний – на ГВС (1/6 расчетного зимнего потребления теплоты).

При выполнении расчета τ использовались обобщенные зависимости КПД ORC контура и удельной электрической мощности осевой турбины (рис. 2). Влияние изменения температуры наружного воздуха $t_{н.в.}$ на параметры рабочего тела в конденсаторе не учитывалось. Кроме того, было принято: удельная стоимость теплоты не зависит от температуры НВЭР $t_{ВЭР}$, потери теплоты в парогенераторе 3 %, условно-постоянные расходы при работе ORC контура 30 тыс. грн/мес. (учитывая пункт 9 достоинств турбин на НРТ), амортизация не учитывалась, $\Delta N_{сн} = 3$ %, минимальный допустимый режим работы турбины 20 % номинальной нагрузки. Уровень $c_{ВЭР}$ выбирался из условий получения ВЭР как оборотной воды охлаждения технологических процессов (см. табл. 1). Для разделения затрат при совместном производстве электрической и тепловой энергии использовался «физический метод».

Изменение суммарного расхода ВЭР $G_{\Sigma ВЭР} = G_{1 ВЭР} + G_{2 ВЭР}$ (см. рис. 1), необходимого для работы турбин на НРТ на номинальной электрической мощности 0,5; 1,0 и 1,5 МВт, в зависимости от температур теплоносителя $t_{ВЭР}$ и возвращаемой воды $t_{в} = t_{1 \text{ вых}} = t_{2 \text{ вых}}$ показано на рис. 3.

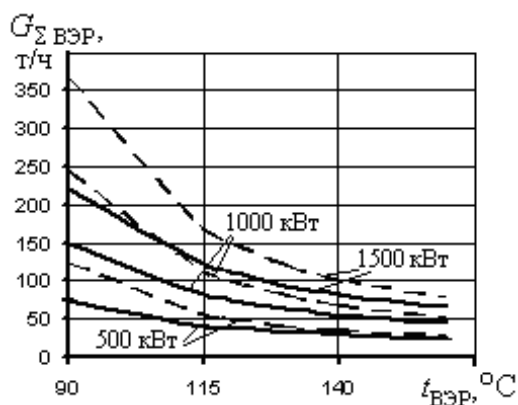


Рис. 3. Расход ВЭР, необходимый для турбин на R 21 мощностью 0,5; 1,0 и 1,5 МВт, в зависимости от температур теплоносителя $t_{ВЭР}$ и возвращаемой воды:
 — $t_{в} = 40$ °C; - - - $t_{в} = 60$ °C

В табл. 2 представлены результаты расчета себестоимости электрической энергии после установки утилизационного ORC контура при существующих ценах на электро- энергию в сети без НДС: 0,48 грн/кВт·ч (1 класс) и 0,63 грн/кВт·ч (2 класс) и объемов утилизации ВЭР, обеспечивающих электрическую мощность турбины 0,5, 1,0 и 1,5 МВт (НВЭР до

реконструкции не использовались).

Простой расчетный срок окупаемости рассматриваемых турбоустановок ORC цикла в этом случае при цене на электроэнергию в сети $c_{э.с} = 0,48$ грн/кВт·ч составит 4,3; 3,4 и 3,1 года; при $c_{э.с} = 0,63$ грн/кВт·ч – соответственно 3,1; 2,6 и 2,3 года.

Удельная прибыль от выработки электроэнергии с использованием турбины на НРТ достигает 7,5 – 12,5 USD/Гкал ($c_{э.с} = 0,63$ грн/кВт·ч), а от использования НВЭР на теплоснабжение ~40 USD/Гкал. Однако в условиях переходной экономики, когда существует проблема получения денежных средств за отпущенную теплоту, предпочтение может отдаваться технологиям с гарантированным доходом. Тепловая мощность НВЭР, утилизируемых с использованием турбоустановки на НРТ, составляют ~3,7 – 11,1 Гкал/ч в зависимости от $t_{ВЭР}$ и мощности турбины N_T . Использование части теплоты на теплоснабжение уменьшает количество НВЭР, утилизируемых в ORC цикле. Оценку влияния этих параметров на срок окупаемости ORC контура, выполним в предположении расположения предприятия, например, в г. Запорожье, график теплоснабжения 95/70.

Суммарное количество теплоты, необходимое предприятию для отопления $Q_{от \Sigma}$ (для г. Запорожье продолжительность отопительного сезона $\tau_{от} = 4200$ ч, температура

наружного воздуха для расчета теплоснабжения $t_{н.в.Q} = -22$ °С), оценим, используя график теплоснабжения и климатологические таблицы по среднестатистической продолжительности стояния температур наружного воздуха [18].

Таблица 2

Зависимость себестоимости вырабатываемой электроэнергии от температуры и цены теплоносителя при утилизации НВЭР с использованием ОРС контура

Наименование величины		Температура ВЭР, °С					
		90	120	140	160		
Удельная электрическая мощность, кВт/(кг/с)		32	39,2	42,8	51		
КПД ОРС цикла, %		12	14,6	16,3	16,8		
Расход НРТ, т/ч		I*	56,3	44,6	40	35,3	
		II	112,5	89,1	80	70,6	
		III	168,8	133,7	120	105,9	
Подвод теплоты НВЭР на выработку электроэнергии, Гкал/ч		I	3,69	2,99	2,72	2,64	
		II	7,39	5,98	5,44	5,28	
		III	11,08	8,97	8,16	7,91	
Удельная стоимость теплоты, USD/Гкал (характерные значения, см. табл. 1)	5,5	Стоимость утилизируемой теплоты, USD/ч	I	21,8	17,7	16,1	15,6
			II	43,7	35,4	32,2	31,2
			III	65,5	53,1	48,3	46,8
	24,9		I	98,9	80,1	72,8	70,6
			II	197,8	160,1	145,6	141,3
			III	296,7	240,2	218,4	211,9
	50		I	199	161	146	142
			II	397	322	292	284
			III	596	483	439	426
Удельная стоимость теплоты, USD/Гкал	5,5	Себестоимость электроэнергии, USD/кВт·ч	I	0,056	0,047	0,046	0,043
			II	0,050	0,042	0,039	0,038
			III	0,049	0,040	0,037	0,036
	24,9		I	0,215	0,176	0,161	0,156
			II	0,209	0,170	0,155	0,151
			III	0,207	0,169	0,154	0,149
	50		I	0,420	0,342	0,312	0,303
			II	0,415	0,337	0,307	0,298
			III	0,413	0,335	0,305	0,296

- I – турбина 500 кВт, II – турбина 1000 кВт, III – турбина 1500 кВт.

Средняя за отопительный сезон расчетная тепловая нагрузка теплоснабжения для условий города Запорожье составила $Q_{от с} = 0,4994 Q_{от}$, в летний период $Q_{от с} = 0,1667 Q_{от}$. При выполнении расчетов предпологалось, что $t_{2 вых} = t_{в}$ (см. рис. 1); стоимость остатка НВЭР, который не может быть использован (его не хватает для обеспечения минимальной допустимой для работы турбины мощности) включалась в стоимость затрат энергокомплекса.

На рис. 4 показано, как изменяется срок окупаемости рассматриваемого проекта в случае использования части теплоты на теплоснабжение. На рис. 4, а буквами А, Б и В обозначены кривые, характеризующие изменение τ при установке турбины мощностью 500 кВт при нагрузке на теплоснабжение $Q_{от} = 2; 1$ и $0,5$ Гкал/ч соответственно; на рис. 4, б (мощность турбины 1000 кВт) кривые А, Б и В отвечают нагрузке на теплоснабжение 7; 4 и 1 Гкал/ч; на рис. 4, в (мощность турбины 1500 кВт) кривые А, Б и В – нагрузке на теплоснабжение 11; 6 и 1 Гкал/ч. Как видно при анализе данных рис. 4, срок окупаемости

проекта увеличивается пропорционально количеству теплоты $Q_{от}$, отпускаемому на теплоснабжение.

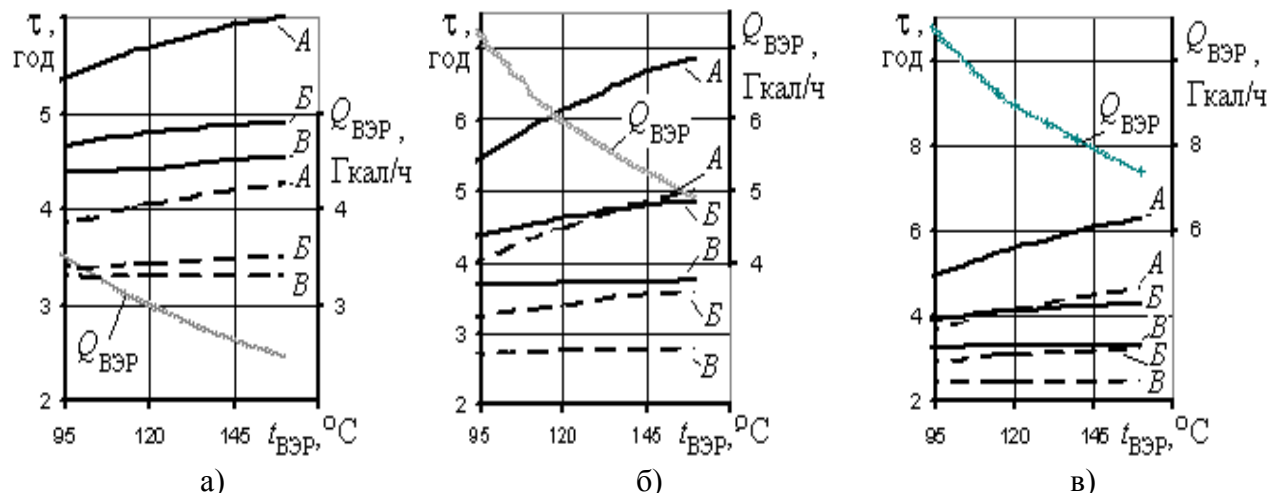


Рис. 4. Зависимость срока окупаемости проекта установки турбины на НРТ τ от объема $Q_{ВЭР}$ и температуры $t_{ВЭР}$ утилизируемых НВЭР, цены на электроэнергию в сети $c_{э,с}$ и количества теплоты, отпускаемого на теплоснабжение $Q_{от}$.

Мощность турбомашин: а) – 500 кВт; б) – 1000 кВт; в) – 1500 кВт.

— — — — — $c_{э,с} = 0,48$ грн/ кВт·ч; - - - - - $c_{э,с} = 0,63$ грн/ кВт·ч

Простой срок окупаемости достигает приемлемого для реализации проекта значения $\tau \approx 3,5$ года в следующих случаях: при цене на электроэнергию в сети 0,48 грн/кВт·ч, когда среднее значение $Q_{ВЭР} > 6$ Гкал/ч и $Q_{от} / Q_{ВЭР} < 0,17$ (см. рис. 4, б и в); при цене на электроэнергию в сети 0,63 грн/кВт·ч гарантировано при доле допускаемой нагрузки отопления $Q_{от} / Q_{ВЭР} < 0,3$, по мере роста $Q_{ВЭР}$ растет и допускаемое $Q_{от} / Q_{ВЭР} < 0,75$ (см. рис. 4).

Таким образом, зная объем НВЭР $Q_{ВЭР}$ (горячая вода систем охлаждения), их температуру $t_{ВЭР}$, количество теплоты $Q_{от}$, необходимое для отопления, а также стоимость электроэнергии в сети $c_{э,с}$, с помощью кривых, представленных на рис. 4, можно предварительно оценить τ , ожидаемый срок окупаемости проекта установки турбины на НРТ.

Оценка экономической эффективности использования ОРС контура для когенерации в водогрейной котельной

Результаты расчетов себестоимости электроэнергии (см. табл. 2, столбец с температурой теплоносителя 90 °С) при определении τ можно использовать для оценки экономической эффективности использования ОРС контура для когенерации в водогрейной котельной (использовать органические турбины с этой целью предлагается в [6]).

Как видно из табл. 2, при низкой удельной стоимости теплоты $\sim 5,5$ USD/Гкал турбоустановка ОРС цикла, установленная в водогрейной котельной, будет вырабатывать электроэнергию с себестоимостью 0,049–0,056 USD/кВт·ч (строки выделены курсивом) меньшей, чем в сети (0,06–0,08 USD/кВт·ч, курс 1 USD = 8 грн.). Срок окупаемости такого проекта в лучшем случае (мощность турбины 1500 кВт, $c_{э,с} = 0,63$ грн/ кВт·ч) достигнет $\sim 5,5$ лет.

Выводы

1. Экономическая эффективность проекта утилизации НВЭР путем установки ОРС контура зависит от цены электроэнергии в сети, объема утилизируемой теплоты, температуры теплоносителя, количества теплоты, отпускаемой потребителю, и не зависит от себестоимости НВЭР (если утилизируемая теплота до внедрения рассматриваемого энергосберегающего мероприятия не использовалась). Ее оценка в первом приближении может быть выполнена с использованием представленных на рис. 3 и 4 графических зависимостей.

2. Утилизация НВЭР в Украине с применением турбин на органических рабочих телах

экономически целесообразна (простой срок окупаемости не превышает 3,5-4 года) в следующих случаях (современный уровень цен на электроэнергию в сети без НДС):

– цена электроэнергии в сети 48 коп/кВт·ч (1 класс, без НДС), при не использовании утилизируемой теплоты до внедрения рассматриваемого энергосберегающего мероприятия или в случае, когда имеется не менее 6 Гкал/ч НВЭР и на теплоснабжение используется не более 17 % этих ресурсов;

– цена электроэнергии в сети ~63 коп/кВт·ч (2 класс, без НДС), при наличии не менее 2,5 Гкал/ч НВЭР и использовании на теплоснабжение не более 30 % этих ресурсов (с увеличением объема располагаемых НВЭР допустимая нагрузка теплоснабжения увеличивается до ~70 %).

3. Применение турбин на НРТ для когенерации в водогрейных котельных не имеет существенного экономического смысла: при сжигании жидкого и газообразного, даже дешевого топлива (коксовый газ, шахтный метан), поскольку ОРС цикл имеет низкий электрический КПД 12 – 16,9 % при достаточно высокой удельной стоимости машины 1400 – 1600 USD/кВт·ч (электрический КПД газопоршневого двигателя с утилизационным ОРС контуром ~45 % при меньшей удельной стоимости машины); при сжигании дешевого (~5,5 USD/т.у.т.) твердого топлива срок окупаемости рассматриваемой утилизационной установки в лучшем случае ~5,5 лет.

4. Вопросам разработки, производства и внедрения турбин на НРТ в Украине, по нашему мнению, уделяется недостаточно внимания. Выпуск в стране турбин на фреонах для утилизации НВЭР, вероятно, позволит уменьшить их стоимость, тем самым повысить экономическую привлекательность соответствующих энергосберегающих проектов.

Перспективным направлением исследований по проблеме утилизации ВЭР с температурой выше 130 °С с использованием бинарных циклов следует признать разработку технологии CCLC (Cascading Closed Loop Cycles), включающей в контур два котла-утилизатора и две турбомашин на НРТ: турбину и турбодетандер. Эта технология запатентована WOW Energy, Inc. (США) [13].

Список литературы

1. Огуречников Л. А. Геотермальные ресурсы в энергетике / Л. А. Огуречников // Альтернативные энергоресурсы и экология. – 2005. № 11 (31). – С. 59–66.

2. Редько А. А. Термодинамические параметры геотермальной электрической станции с бинарным сверхкритическим циклом / А. А. Редько // Интегрированные технологии и энергосбережение. – 2009. – № 4. – С. 81–85.

3. Legmann H. Recovery of low grade heat by means of the ORC process in the cement industry / Hilel Legmann, David Citrin [Электронный ресурс]: официальный сайт производителя – ORMAT International, Inc. [2010]: Режим доступа : http://www.ormat.com/media_center.php?did=147&aid=818df6349556350f09466946eb1c7b9b – Последнее обращение: 09.02.2010. – Загл. с экрана

4. Пятничко В. А. Утилизация низкопотенциального тепла для производства электроэнергии с использованием пентана в качестве рабочего тела / В. А. Пятничко, Т. К. Крушневич, А. И. Пятничко // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2003. – № 4. – С. 3–6.

5. Бухолдин Ю. С. Энергоутилизационная установка с пентановым рабочим циклом / Ю. С. Бухолдин, В. М. Олифиренко, В. П. Парафейник и др. // Компрессорное и энерг. машиностроение. – 2005. – № 1. – С. 10–12.

6. Гринман М. И. Перспективы применения энергетических установок малой мощности с низкокипящими рабочими телами / М. И. Гринман, В. А. Фомин // Энергомашиностроение, 2006. – № 1. – С. 63–69.

7. Билека Б. Утилизация сбросной теплоты ГПА в энергоустановках с низкокипящими рабочими телами. / Б. Билека, Васильев Е., Избаш В. и др. // Газотурбинные технологии, 2002. – № 5. С. 6–10.

8. Турбины геотермальные. Калужский турбинный завод [Электронный ресурс]: официальный сайт производителя – ОАО «КТЗ», Калуга, [2009]: Режим доступа :

<http://www.ktz.kaluga.ru /russian/turbines/table09.htm> – Последнее обращение: 05.01.2010. – Загл. с экрана.

9. Поваров О. А. Развитие геотермальной энергетики в России и за рубежом / О. А. Поваров, Г. В. Томаров // Теплоэнергетика, 2006. – № 3. – С. 3–10.

10. Огуречников Л. А. Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии в низкотемпературной бинарной электростанции / Л. А. Огуречников // Альтернативные энергоресурсы и экология. – 2007. № 5 (47). – С. 68–72.

11. Clean energy ahead Turboden [Электронный ресурс]: официальный сайт производителя – Электрон. дан. (1 PDF файл, 1372552 kB, рус.). Систем. требования: Adobe Acrobat Reader. – Italy, Turboden s.r.l. [2010]: Режим доступа : http://www.turboden.eu/en/public/downloads /Presentation_of_Turboden_ORC_Technology_Russian.pdf – Последнее обращение: 03.03.2010. – Загл. с экрана.

12. ОАО «Турбогаз» – лидер в разработке и производстве турбодетандерной техники для нефтегазовой промышленности и нефтегазопромыслового оборудования [Электронный ресурс]: официальный каталог производителя – Электрон. дан. (1 PDF файл, 3785294 kB). Систем. требования: Adobe Acrobat Reader. – Харьков: ОАО «Турбогаз» [2008]: Режим доступа : www.turbogaz.com.ua/user_files/turbogaz_catalog_2008.pdf – Последнее обращение: 12.04.2010. – Загл. с экрана.

13. De Biasi Victor Cascade waste heat recovery for gas turbine power and efficiency // Gaz Turbine World, – 2008. Sep. – Oct. – P. 22 – 25 [Электронный ресурс]: официальный сайт производителя – Электрон. дан. (1 PDF файл, 375405 kB). Систем. требования: Adobe Acrobat Reader. – USA, Sugar Land: WOW Energy, Inc. [20--]: Режим доступа : www.wowenergies.com/GTW%20%2022-25%20Simple%20Cycle%20Power%20Recovery.pdf – Последнее обращение: 12.04.2010. – Загл. с экрана.

14. Пивень А. М. Повышение технико-экономических показателей мини-ТЭЦ посредством установки малой конденсационной турбины на паре производственного отбора / А. М. Пивень, В. В. Васильев, И. В. Гаркавенко и др. // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит, 2008. – № 10. – С. 22-31.

15. Цветков О. Б. Теплофизические аспекты экологической проблемы современной холодильной техники / О. Б. Цветков, Ю. А. Лаптев // Химия и компьютерное моделирование, 2002. № 10 – С. 74-78.

16. Бабак Н. Ю. Решение вопросов энергосбережения на коксохимических предприятиях на примере расширения энергоузла «Ясиновский коксохимический завод» / Н. Ю. Бабак, Н. В. Лыхвар, С. А. Медянцева и др. // Пробл. машиностроения, 2007. – 10. № 1, – С. 4–12.

17. Лукач Л.М. Учет денежного сбора за вредные выбросы при реконструкции шахтной котельной в мини-ТЭЦ / Л. М. Лукач, С.Ю. Резников, А. Л. Шубенко, Н. Ю. Бабак, М. И. Роговой // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит, 2009. – № 6. – С. 54–62.

18. Манюк В.И. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей. Справочник / В. И. Манюк, Я. И. Каплинский, Э. Б. Хиж, А. И. Манюк, В. К. Ильин – М.: Стройиздат, 1988. – 432 с.

ECONOMIC EFFICIENCY OF UTILIZATION OF THE SECOND POWER RESOURCES OF LOW POTENTIAL BY MEANS OF SETTING OF TURBINE ON LOW-BOILING WORKING SUBSTANCE

A.L. SHUBENKO, Cor. Memb. NAS of Ukraine, N.Yu. BABAK, Cand. Tech. Sci.,
M.I. ROGOVOY, Cand. Tech. Sci., A.V. SINECKIY, graduate student

Economic efficiency of setting of turbines is estimated on a low-boiling working substance by electric power 0,5 – 1,5 MWe with the purpose of utilization of the second power resources with a temperature 80 - 160 °C. It is shown that at existent prices on power mediums simple term of recoupment of project of setting of such turbine of 3,5 years in cases if stake of warmth, released on heating, 16-17 % does not exceed the volume of all energy.

Поступила в редакцию 28.04 2010 г.