

УДК 620.91

А. А. РЕДЬКО, канд. техн. наук

Харьковский государственный технический университет строительства и архитектуры,
г. Харьков

А. Ю. ОВЧАРЕНКО

ООО «Укрнефтезапчатъ» г. Сумы

БЛОЧНО-МОДУЛЬНАЯ ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТАНЦИЯ НА БАЗЕ СТРУЙНО-РЕАКТИВНОЙ ТУРБИНЫ ПТГА-СРТ-475-24/0,5

Приводятся результаты расчетов параметров геотермальных энергоблоков с фреоновым теплоносителем на базе струйно-реактивной турбины.

Надаються результати розрахунків параметрів геотермальних енергоблоків з фреоновим теплоносієм на базі струйно-реактивної турбіни.

Введение

За последние годы производство электроэнергии в Украине снизилось на 40%. Одной из причин снижения производства электроэнергии в Украине является изношенность основных фондов.

В постановлении Кабинета министров Украины №72 от 04.07.91 г было намечено перевести на электрообогрев до 800 тыс. жилых домов в сельской местности до 2000 года. Для этого необходимо увеличить подачу электроэнергии в сельскую местность до 28 млрд. кВт ч/год электроэнергии. В распоряжении Президента Украины №42 от 2001 года «Про розроблення Енергетичної стратегії України на період до 2030р та подальшу перспективу» определены основные перспективы развития отрасли: структурное перевооружение энергетического комплекса; внедрение источников энергии и технологий, уменьшающих нагрузку на окружающую среду; диверсификация источников топливно-энергетического комплекса. Поэтому ведутся работы по созданию автономных систем электроснабжения на базе различных источников.

Состояние проблемы

Модернизация и реконструкция энергетической инфраструктуры требует высоких инвестиций. Одним из направлений снижения стоимости реконструкции является развитие автономного электроснабжения малых производственных предприятий, сельскохозяйственных предприятий и систем теплоснабжения населения на базе теплонаносных установок (ТНУ).

Использование ТНУ обеспечивает экономию электроэнергии в 3,5÷4 раза по сравнению с прямым электротеплоснабжением, снижает на 40÷50% расход органического топлива в районных котельных.

Децентрализация электроснабжения обеспечивает снижение потерь электроэнергии в линиях электропередач, независимость потребителей от централизованной энергосистемы, повышения надежности электроснабжения при использовании высокоэффективного электрогенерирующего оборудования [1-5].

Децентрализованное электроснабжения обеспечивается установками различного типа, в зависимости от источников энергии. Широкое применение получили установки, работающие на возобновляемой энергии – малые, мини и микро гидроэлектростанции (ГЭС); микро – ГТУ и ГДУ на биогазе мощностью от 50÷100 кВт до 30 МВт. [3-5]

Харьковское ОАО «Турбоатом» выпускает гидротурбинное оборудование для микро-и мини – ГЭС мощностью от 5÷10 до 150÷400 кВт, а для малых ГЭС – до 25 МВт [2,4].

Ведутся разработки когенерационных установок мощностью до 1,0 МВт и выше с использованием различного топлива.

В Украине выпускаются газодизельные и газовые электростанции работающие на сжатом природном газе, на попутных газах нефтяных и газовых месторождений, на угольном метане, на биогазе, на метане, извлекаемом из геотермальных месторождений. Мощность дизель-электростанций составляет от 3,8 до 1800 кВт [1,3,5].

Наиболее освоенным видом возобновляемой энергии является геотермальное тепло Земли. Потенциал геотермальной энергии по данным Министерства экологии и природных ресурсов Украины составляет 27,3 млн. м³ /сутки геотермальной воды с температурой 70°C и выше, что соответствует теплоэнергетическому потенциалу 441 млн. Гкал/год (около 50 тыс. МВт).

Геотермальная энергия является наиболее перспективной и подготовленной для практического освоения. За рубежом при использовании геотермальной энергии основное внимание обращается на получение электрической энергии. В 2000 г. В 21 стране находились в эксплуатации геотермальные энергетические станции (ГеоЭС) с суммарной установленной мощностью 7974 Мвт, в США установленная мощность ГеоЭС составила 2228 МВт [6-11]. Эффективное преобразование геотермальной энергии в электрическую требует создания специального энергетического оборудования. В связи с недостаточно высокой термодинамической эффективностью ГеоЭС (КПД составляет около 10-12%) продолжают исследования и ведутся разработки тепловых схем энергетических станций, поиск эффективных рабочих тел и оптимизации термодинамических параметров циклов [12].

В геотермальной энергетике находят применение энергетические энергетические станции с бинарным циклом. В первичном цикле геотермальная вода (солевой раствор) движется в геотермальной циркуляционной системе (ГЦС), отдавая теплоту от пласта, поверхностным теплообменникам и охлажденная закачивается насосом обратно в пласт. Дебит эксплуатационной скважины, температура геотермальной воды в эксплуатационной и нагнетательных скважинах определяют количество теплоты, подводимое к геотермальной электрической станции (рис. 1)

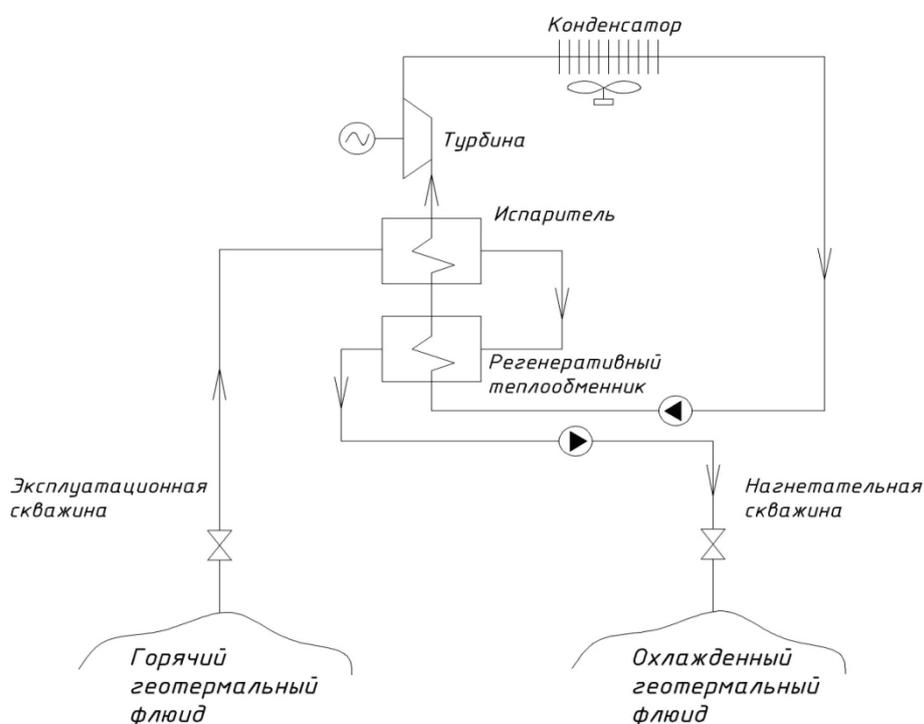


Рис. 1. Тепловая схема геотермальной электрической станции с бинарным циклом (фирма «Ормат»)

Теплоноситель ГеоЭС в бинарном цикле получает теплоту от геотермальной воды (солевого раствора), испаряется, расширяется в турбине, конденсируется и возвращается с помощью питательного насоса в испаритель (рис. 1)

Выбор рабочего вещества во вторичном контуре геотермальной энергетической станции определяет термодинамическую эффективность станции. Основные требования, предъявляемые к рабочему веществу – химическая стабильность, негорючесть, взрывобезопасность, нетоксичность, инертность по отношению к конструктивным материалам, озонобезопасность. Более эффективными являются вещества, характеризующиеся низкой динамической вязкостью высоким коэффициентом теплопроводности (температуропроводности). Данные теплофизические характеристики определяют эффективность теплообмена и гидравлическое сопротивление в элементах теплообменного оборудования станции. Значение плотности пара низкокипящего вещества перед турбиной значительно выше плотности водяного пара при тех же технических параметрах (давление, температура), что обеспечивает более высокую удельную выработку электроэнергии, меньшую массу и габариты турбоустановки.

В настоящее время основными производителями паровых турбогенераторов являются японские компании «Тошиба», «Мицубиси», «Фуджи», американские фирмы «Ансальдо» и «Ормат» Компании- производители изготовили и установили турбогенераторы на геотермальных энергетических станциях общей мощностью более Мвт [6,7].

В России также производятся турбины геотермальные К-25-0,6Гео мощностью 25 МВт. Но минимальные параметры сухого насыщенного пара на входе в установку (рабочий диапазон): абсолютное давление 0,5 (0,4÷0,9) МПа; температура - 150°C; расход 38 т/ч, номинальное абсолютное давление пара за турбиной (рабочий диапазон)-105(102÷130) кПа.

Основные результаты

ХГТУСА и совместно с ООО «Укрнефтезапчасть» выполнены расчеты термодинамической эффективности циклов геотермальных энергетических станций с фреоновым теплоносителем.

Расчеты термодинамических параметров цикла Ренкина выполнялись при следующих условиях:

- адиабатный КПД турбины (0,70 – 0,80);
- КПД насоса – 0,75 – 0,80;
- температура окружающей среды – 15; 20; 25 0С; (288,15; 293,15; 298,15К)
- ΔТНЕД. – 5, 10, 15 К недорекуперация в регенеративном теплообменнике и испарителе (минимальная разность температур между геотермальной водой и рабочим веществом).

Давление на выходе из турбины определяется условием насыщенного состояния рабочего вещества. На входе в турбину давление определяется по значению температуры, а на выходе из испарителя подбирается максимально возможное давление, при котором поток пара на выходе из турбины будет однофазным.

Значение удельной электрической мощности для различных хладонов и их смесей приведены в таблице 1 и 2.

Результаты численных расчетов показывают перспективность использования в качестве рабочего вещества ГеоЭС экологически безопасных фреонов и их смесей. При температуре геотермальной воды 70–130 0С удельная электрическая мощность на валу турбинной установки на фреоновых смесях составляет 29–31 кВт/(кг/с), что на 10 – 12 % выше чем для циклов чистых веществ (22– 24 кВт/(кг/с)). Дальнейшее улучшение термодинамической эффективности циклов возможно повышением параметров цикла до сверхкритических (например, для хладона R13в1 получена удельная электрическая мощность 34,0 кВт/(кг/с), а для R22–43,37 кВт/(кг/с), R134а – 43,87 кВт/(кг/с) при температуре геотермальной воды 130 0С; (403,15К) (табл. 1).

Таблица 1

Значение удельной электрической мощности ГеоЭС с различными теплоносителями во вторичном контуре ($T_{т.в.}=130^{\circ}\text{C}$; (403,15K); $T_{о.с.}=15^{\circ}\text{C}$; (288,15K))

Теплоноситель	Параметр					
	$P_{и},$ кПа	$T_{и},$ °C;	$T_{н},$ °C;	$N,$ кВт/(кг/с)	$m,$ кг/с	КПДц, %
Хладон R12	2200	74,47	68,48	25,58	1,44	9,44
*Хладон R13b1	5000	-	40,64	34,10	3,56	8,72
Хладон R22	2500	61,16	55,28	24,73	1,35	7,38
*Хладон R22	5000	-	39,0	43,37	1,90	10,90
Хладон R114	866	76,88	70,54	23,40	1,38	8,94
Хладон R134a	3800	97,65	71,88	27,99	1,10	10,93
*Хладон R134a	5000	-	38,52	43,87	1,95	10,96
Хладон R142b	1263	75,22	70,18	24,44	0,94	9,28
Хладон R143a	3500	69,56	41,70	29,89	1,60	7,73
*Хладон R143a	5000	-	40,42	35,95	1,79	9,17
Хладон R152a	2175	77,03	69,16	26,02	0,73	9,72
Хладон R218	5000	-	40,79	32,76	3,11	8,41
Хладон R318	1500	84,97	69,48	22,79	1,51	8,55
Изобутан	1400	81,98	75,86	22,35	0,50	10,33

* - сверхкритический цикл.

Таблица 2

Значение удельной электрической мощности ГеоЭС с фреонными смесями во вторичном контуре ($T_{т.в.} = 130^{\circ}\text{C}$; (403,15K); $T_{н}$ – температура геотермальной воды на выходе из регенеративного теплообменника)

Теплоноситель	Параметр					
	$P_{и},$ кПа	$T_{и},$ °C;	$T_{н},$ °C;	$N,$ кВт/(кг/с)	$m,$ кг/с	КПДц, %
20%R12 и 80% R142в	1452,5	76,27 – 77,59	62,73	29,87	1,096	10,10
10%R12 и 90% R142в	1370,0	76,20 – 76,95	62,97	29,95	1,051	10,16
30%R12 и 70% R142в	1575,0	76,76 – 78,47	62,82	29,87	1,14	10,11
70%R12 и 30% R142в	1925,0	77,61 – 79,23	61,90	30,52	1,35	10,19

Продолжение таблицы 2						
80%R12 + 20% R142В	2034,0	78,04 – 79,26	61,73	30,86	1,41	10,29
90%R12 + 10% R142В	2155,0	78,67 – 79,34	61,63	31,29	1,47	10,41

Практическая реализация циклов геотермальной энергетической станции возможна применением паровых турбогенераторных агрегатов на базе струйно-реактивной турбины ПТГА-СРТ-24/0,5/ мощностью от 160 до 475 кВт производства ООО «Укрнефтезапчатъ» г. Сумы.

Общий вид агрегата ПТГА- СРТ-475 показан на рис. 2,3

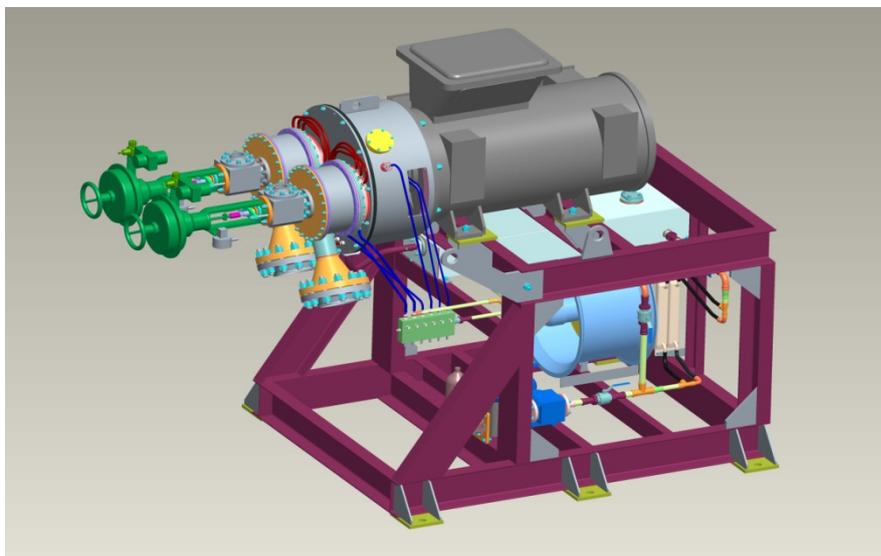


Рис. 2. Общий вид агрегата ПТГА-СРТ-475 (две турбины по 250 кВт на один редуктор)

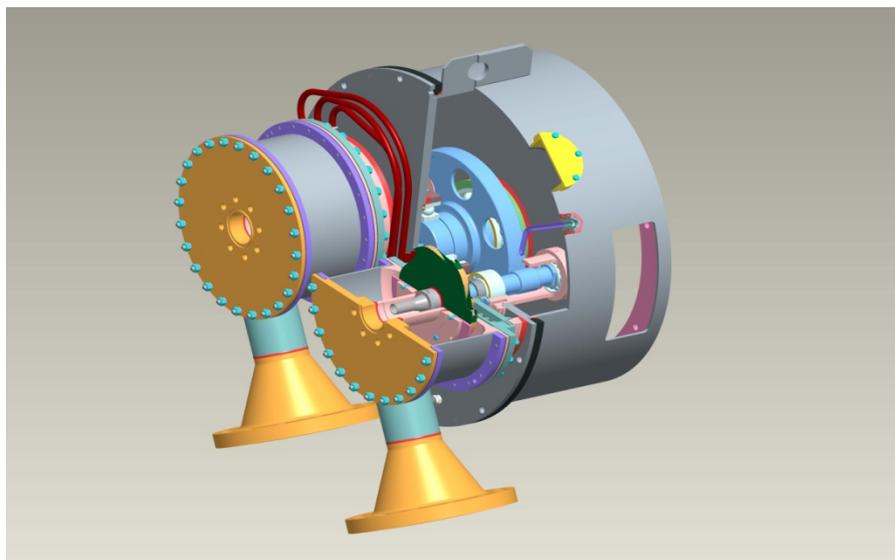


Рис. 3 Разрез турбомодуля с редуктором

Технические параметры агрегата:

1. Параметры номинального режима:
 - 1) Мощность электрическая – 475кВт (две турбины по 250 кВт на один редуктор);
 - 2) напряжение трехфазного переменного тока – 380 (400) В, частота – 50 Гц;
 - 3) синхронная частота вращения вала генератора – 3000 об/мин;
 - 4) частота вращения турбин – 25000об/мин;
 - 5) давление пара на входе – 2,4 МПа изб.;
 - 6) температура пара на входе – 350 °С;
 - 7) давление пара на выходе – 0,05 МПа изб.;
 - 8) расход пара – 7,6 т/час.
2. Масса агрегата (турбогенератора с двумя турбинами)-4050 кг.
3. Габаритные размеры (длина×ширина×высота): 3500×1930×2600 мм.

Основные преимущества ПТГА-СРТ-475:

1. Предельная простота конструкции, обеспечивающая освоения обычным производством, при низкой себестоимости изготовления (примерно на порядок и более ниже).

2. Высокий уровень унификации. На базе одного ротора могут выполняться СРТ нескольких типоразмеров по мощности. Заменяются только сопла и диффузор. Возможно даже использование одного ротора для всего диапазона мощностей от 50 до 500 кВт.

3. Высокая надежность работы даже в экстремальных условиях на загрязненном, влажном газе при температуре до – 60°С. Это обусловлено отсутствием лопаточных аппаратов и малозазорных уплотнений, чувствительных к эрозионному износу, загибанию и обледенению. Т.е. не требуется система предварительного подогрева газа, его очистки и осушки.

4. Стабильность выходных характеристик в широком диапазоне давления, температуры и нагрузок, а также слабое влияние на них производственно- технологических отклонений при изготовлении турбины. По величине КПД в рассматриваемом диапазоне мощностей до 500 кВт СРТ не уступает лопаточным турбинам с парциальным выпуском.

5. Малая масса и момент инерции ротора, что обуславливает:

- хорошие динамические характеристики и, следовательно, эффективную работу в системе регулирования;
- устойчивую и надежную работу в части динамики на больших частотах вращения;
- малые нагрузки на опоры вала ротора при сниженных требованиях статической и динамической балансировки ротора.

6. Простота конструкции и соответственно низкая стоимость ТДА на основе СРТ, т.к. малая масса ротора СРТ обеспечивает возможность ее консольной установки в обычных шариковых подшипниках, а корпус турбодетандера находится под низким выходным давлением газа (под высоким давлением находится только внутренняя проточная часть самой СРТ).

7. Низкие массо-габаритные показатели ТДА-СРТ. По сравнению с аналогичным ТДА с лопаточными турбинами, масса ТДА-СРТ в 3 и более раз меньше.

8. Простота эксплуатации ТДА и низкие эксплуатационные затраты.

Выводы

Применение блочно-модульных энергетических станций на базе струйно-реактивной турбины ПТГА-СРТ-475-24/0,5 позволяет обеспечить электрической энергией как промышленных так и сельскохозяйственных потребителей. Установленная мощность станции может составлять 1,0÷2,5 Мвт и более.

Список литературы

1. Вербовский В. С., Павлюк Н. Ю. Децентрализация электроснабжения с помощью автономных электростанций. – Экотехнологии и Ресурсосбережение. – 2005.– № 1.–

С. 26–36.

2. Бугаец А. А., Вирченко М. А. Паровые турбины единичной мощностью 0,5-12 МВт для предприятий перерабатывающей, пищевой, металлургической, химической и других отраслей промышленности Украины. - Энергетическая политика Украины. – 2001. – № 3.–

С. 69–70.

3. Карп И. Н., Мхитарян Н. М. Децентрализованное теплоснабжение зданий и сооружений. – Экотехнологии и ресурсосбережения. – 2000. – № 1. – С. 5–12.

4. Бугаец А. О. ВАР «Турбоатом»: 70 років у енергетиці , 50 років у гідроенергетиці.– Гідроенергетика України. – 2004. – № 1. – С. 56–57.

5. Шидловский А. К., Федоренко Г. М., Кузьмин В. В. Фундаментальные и прикладные исследования в области энергетического электромашиностроения на пороге III тысячелетия. – Новини енергетики. – 2001. – № 9. – С. 20–28.

6. Lund J. W., Freeston D. H. World – Wide direct uses of geothermal energy 2000// Proceeding of the World Geothermal Congress 2000. – Kyushu – Tohoku. – Japan, May 28. – June 10. 2000.

7. Povarov O.A. Geothermal power engineering in Russia Today// Proceeding of the World Geothermal Congress 2000. – Kyushu – Tohoku. – Japan, May 28. – June 10. 2000.

8. Di Pippo R. Geothermal Power Plants: Principles, Applicatijns and Case Studies. - Oxford OX516B, UK. – 2005. – 450с.

9. Абдулагатов И. М., Алхасов А. Б. Преобразование геотермальной энергии в электрическую с использованием во вторичном контуре сверхкритического цикла. – Теплоэнергетика – 1998. – № 4. – С. 53–57.

10. Васильев В. А., Крайнов А. В., Говорков Н. Г. Расчет параметров унифицированной геотермальной энергоустановки на водоаммиачной смеси.–Теплоэнергетика. – 1996. – № 5. – С. 27–32.

11. Поваров О. А., Боярский М. Ю., Никольский А. И., и др. Сравнительная эффективность термодинамических циклов геотермальных энергоблоков. – Новое в Российской электроэнергетике. – № 9. – 2005. – С. 48–58

12. Редько А. А. Анализ термодинамических параметров циклов геотермальных электрических станций. – сборник научных трудов НТУ «КПИ». – 2009. – № 2. – С. 65–78

BLOCK-MODULE GEOTHERMAL POWER STATION ON BASE of STREAM-REACTIVE TURBINE of PTGA-SRT-475-24/0,5

A. REDKO. Cand. Tech. Sci., A. Ju. OVCHARENKO

Results over of calculations of parameters of geothermal power units are Brought with freonovym teplonositelem on the base of stream-reactive turbine.

Поступила в редакцию 16.10.09