

Эколого-энергетический анализ целесообразности использования тепловых насосов в системах теплоснабжения теплиц

Н.П. БЫКОВЕЦ, В.П. ЖЕЛЕЗНЫЙ
Одесская государственная академия холода

The paper presents the application of the method of an assessment of Total Equivalent Greenhouse Gases Emission (TEGHGE) to hothouses heating systems. The theoretical analysis of eco-energetic efficiency using heat pumps for the heating of the hothouses which locate in south of Ukraine was carried out. Comparison of anthropogenous loadings of alternative systems of heating was performed. New eco-energetic indicator which make it is possible to determine minimally allowable quotas on greenhouse gases (GHG) emission at heating hothouses was reported.

Устойчивое развитие человечества возможно только при реализации экологически рациональных принципов производства и потребления энергетических ресурсов. Вместе с тем специалистами признается, что именно энергетика является одним из основных факторов, негативно влияющих на глобальные изменения окружающей среды [9]. Причем ее воздействие на климат планеты превосходит влияние всех антропогенных факторов и сравнимо с мощными природными силами [9, 17].

Во многих отраслях промышленности для реализации технологических процессов необходимо одновременно потреблять тепловую энергию и производить холод на определенном температурном уровне. Например, на предприятиях пищевой промышленности и в сельскохозяйственных комплексах, где работают весьма крупные централизованные холодильные установки, существует потребность в горячей воде, применяемой для различных видов очистки тары, пастеризации, отопления помещений и т.д. При этих условиях имеются все предпосылки для экологически целесообразного применения тепловых насосов (ТН) [2, 3, 8, 10, 11, 12, 14]. Тем не менее из-за наличия ограничений энергоэкономического характера очень сложно обосновать целесообразность использования ТН для комбинированной выработки тепла и холода. Поэтому наиболее часто рассматриваются рекомендации по переходу на достаточно дорогие низкотемпературные системы отопления и комбинированные схемы нагрева воды.

В последние десятилетия технологическое развитие промышленности ориентировано на реализацию мер, направленных не только на экономию

энергетических ресурсов, но и на снижение антропогенной нагрузки на природу. Настоящий этап развития технократического общества характеризуется пересмотром традиционных принципов анализа эффективности применяемого оборудования. Приоритетное значение приобретает учет таких экологических факторов, как плата за нанесенный ущерб окружающей среде, квоты на загрязнение и выбросы парниковых газов (ПГ) и т.д., формируются новые принципы эколого-энергетического анализа [10 – 20].

Принятие Киотского протокола [25], его ратификация Украиной определяют актуальность проблемы разработки комплексной эколого-энергетической методики оценки антропогенного воздействия оборудования на окружающую среду. Эта методика должна учитывать необратимость протекающих в оборудовании процессов, прямую и косвенную эмиссию ПГ при производстве определенного вида продукции, прибыль от продажи квот на выбросы ПГ, затраты на предотвращение и компенсацию ущерба, наносимого окружающей среде, и т.д. [23].

Постановка задачи

Использование ТН для систем отопления, горячего водоснабжения рассматривается в настоящее время как альтернатива другим способам обеспечения тепловой энергией, таким, как сжигание органического топлива, паровое и водяное отопление, электрообогрев и т.д. [2, 3, 8, 10, 11, 12, 14].

Тепличные хозяйства Украины потребляют значительное количество энергетических ресурсов. В силу этого обстоятельства их антропогенное влияние на окружающую среду велико, а выбор способа обогрева имеет принципиальное значение. Тра-

диционно используемые способы отопления теплиц — установки, использующие для нагрева воды природный газ, жидкое, твердое топливо. В настоящее время рассматривается энергетическая и экономическая целесообразность таких альтернативных методов отопления, как использование солнечной энергии, энергии ветра, биогаза, энергии геотермальных вод и ТН [2, 3, 8, 11, 12, 14]. Исследование целесообразности применения ТН в тепличных хозяйствах, работающих на различных озоноразрушающих хладагентах, в климатических условиях юга Украины является малоизученной и актуальной задачей.

ТН позволяют использовать существующую энергию окружающего пространства. Вероятный температурный уровень и интервал колебаний температуры вторичных источников энергии в климатических условиях юга Украины имеет следующие параметры: окружающий воздух 4...15 °С; солнечная радиация 20...80 °С; почва 6...12 °С; грунтовые воды 6...12 °С; поверхностные воды 5...15 °С; сточные воды 24...30 °С; отработанный воздух 12...30 °С [2, 3, 8, 11, 14].

В качестве объекта исследования была рассмотрена рассадно-выгоночная теплица площадью 144 м², предназначенная для выращивания цветочных культур. Здание теплицы размещено на сельскохозяйственном участке с расположением длинной оси с севера на юг. Участок, на котором построена теплица, ровный, с небольшим уклоном к югу, с низким уровнем стояния грунтовых вод. По техническим показателям теплица имеет длину 18 м, ширину 8 м, высоту 2,5 м. По объемно-планировочным решениям или количеству пролетов и окатов теплица — ангарная (однопролетная), по типу ограждающих конструкций — пленочная. Пленка натянута на деревянный каркас из реек, устанавливаемых по коньку и по бокам теплицы. Температура внутреннего воздуха в теплице 18 °С. Вентиляция теплицы — естественная через отверстия в верхней части кровли либо через открывающиеся торцы, которые выполнены распашными. Источником низкопотенциального тепла является артезианская вода с практически постоянной температурой 10 °С.

Для оптимального выбора ТН был проведен расчет необходимой мощности систем отопления в течение отопительного сезона [13, 15], результаты которого приведены в табл. 1.

В представленной статье рассматриваются два способа возможного использования ТН. В первом случае — это получение тепла на отопление теплицы и холода на поддержание необходимой температуры в камере для хранения выращенных в той же теплице растений и хозяйственных нужд сельскохозяйственного предприятия. Во втором — только получение тепла (холод отдается источнику теплоты низкого потенциала).

В статье рассматривается целесообразность применения в ТН таких хладагентов, как R22, R134a, R717, R600a, R290 и запрещенный в рамках Монреальского протокола R12 (для сравнения). Выбор для исследования указанных веществ продиктован как достаточно широким их применением в холодильной промышленности, так и основными тенденциями перевода холодильной техники на альтернативные хладагенты [4]. Многокомпонентные рабочие тела не рассматривались в силу сложности их применения на практике и в связи с отсутствием в Украине сервисных центров по регенерации многокомпонентных зеотропных хладагентов.

Результаты исследования

Проведенные в рамках термодинамического анализа циклов расчеты показывают, что наиболее эффективными рабочими агентами в ТН для отопления теплиц являются R134a, R717, R600a. В табл. 2 приведены исходные данные и результаты расчетов основных параметров, отражающих энергетическую эффективность ТН при различных способах производства тепла и холода:

Q^T — мощность системы отопления (теплопроизводительность);

N_{Σ}^{R+H} — электрическая мощность компрессора при работе ТН в режиме производства тепла и холода;

N_{Σ}^H — электрическая мощность компрессора при работе ТН в режиме производства тепла;

Q_0 — холодопроизводительность ТН;

Таблица 1

Результаты расчета теплопроизводительности ТН в режиме отопительной нагрузки

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Температура наружного воздуха, °С	-2,5	-2,0	2,0	8,2	11,4	5,3	0,2
Теплопроизводительность, кВт	42,29	41,26	33,01	20,22	13,62	26,2	36,72

Значения параметров термодинамического цикла для хладагентов R12, R22, R134a, R717, R600a, R290

Хлад-агент	Q ^T , кВт	N ^{R+H} ₉ , кВт	Q ₀ , кВт	COP ^R _{R+H}	COP ^H _{R+H}	μ	N ^H ₉ , кВт	Q ₀ , кВт	COP ^R _H	COP ^H _H	
		Январь (t ₀ = -10 °C, t _к = 70 °C, t _{вс} = 20 °C)					Январь (t ₀ = 5 °C, t _к = 70 °C, t _{вс} = 20 °C)				
R12	42,29	17,99	22,82	1,268	2,414	3,619	14,23	27,35	1,921	2,972	
R22		18,18	22,5	1,238	2,326	3,564	14,75	27,25	1,847	2,867	
R134a		18,12	21,16	1,168	2,334	3,502	14,75	26,57	1,801	2,867	
R717		17,37	25,04	1,441	2,435	3,876	13,75	29,09	2,115	3,076	
R600a		17,58	21,4	1,217	2,405	3,623	14,36	26,99	1,879	2,945	
R290		18,33	20,76	1,133	2,307	3,44	15	26,25	1,75	2,819	
		Февраль (t ₀ = -10 °C, t _к = 68,93 °C, t _{вс} = 20 °C)					Февраль (t ₀ = 5 °C, t _к = 68,93 °C, t _{вс} = 20 °C)				
R12	41,26	16,85	21,91	1,301	2,449	3,749	13,64	26,92	1,974	3,025	
R22		17,48	22,2	1,27	2,36	3,63	14,13	26,84	1,9	2,92	
R134a		17,4	20,92	1,203	2,371	3,574	14,11	26,2	1,857	2,924	
R717		16,76	24,6	1,468	2,462	3,93	13,21	28,56	2,162	3,123	
R600a		16,9	21,14	1,251	2,442	3,692	13,74	26,59	1,935	3,003	
R290		17,6	20,54	1,167	2,344	3,511	14,35	25,9	1,805	2,875	
		Март (t ₀ = -10 °C, t _к = 60,08 °C, t _{вс} = 20 °C)					Март (t ₀ = 5 °C, t _к = 60,08 °C, t _{вс} = 20 °C)				
R12	33,01	11,89	19,06	1,603	2,776	4,379	9,31	23,04	2,475	3,545	
R22		12,32	19,33	1,569	2,679	4,248	9,6	23,05	2,401	3,438	
R134a		12,18	18,46	1,515	2,71	4,226	9,53	22,64	2,376	3,464	
R717		12,09	20,86	1,725	2,73	4,456	9,22	24,07	2,612	3,582	
R600a		11,86	18,55	1,563	2,782	4,347	9,32	22,86	2,452	3,541	
R290		12,3	18,21	1,481	2,684	4,164	9,67	22,46	2,324	3,415	
		Апрель (t ₀ = -10 °C, t _к = 45,75 °C, t _{вс} = 20 °C)					Апрель (t ₀ = 5 °C, t _к = 45,75 °C, t _{вс} = 20 °C)				
R12	20,22	5,81	13,09	2,254	3,483	5,733	4,2	15,52	3,692	4,811	
R22		6,01	13,27	2,207	3,362	5,572	4,33	15,55	3,593	4,671	
R134a		5,89	12,84	2,179	3,432	5,613	4,26	15,36	3,607	4,748	
R717		6,06	13,97	2,306	3,337	5,642	4,27	15,98	3,739	4,732	
R600a		5,74	12,85	2,239	3,523	5,761	4,16	15,46	3,713	4,857	
R290		5,93	12,72	2,145	3,409	5,559	4,31	15,29	3,551	4,696	

Хлад-агент	Q^T , кВт	$N_{\text{э}}^{R+H}$, кВт	Q_0 , кВт	COP_{R+H}^R	COP_{R+H}^H	μ	$N_{\text{э}}^H$, кВт	Q_0 , кВт	COP_H^R	COP_H^H	
		Октябрь ($t_0 = -10^\circ\text{C}$, $t_{\text{к}} = 37,88^\circ\text{C}$, $t_{\text{вс}} = 20^\circ\text{C}$)					Октябрь ($t_0 = 5^\circ\text{C}$, $t_{\text{к}} = 37,88^\circ\text{C}$, $t_{\text{вс}} = 20^\circ\text{C}$)				
R12	13,62	3,38	9,31	2,755	4,03	6,784	2,3	10,95	4,764	5,927	
R22		3,5	9,45	2,698	3,89	6,591	2,36	10,98	4,647	5,761	
R134a		3,42	9,18	2,687	3,987	6,667	2,32	10,87	4,688	5,876	
R717		3,57	9,87	2,769	3,82	6,58	2,36	11,23	4,762	5,776	
R600a		3,32	9,18	2,765	4,102	6,867	2,26	10,92	4,841	6,036	
R290		3,44	9,11	2,652	3,965	6,608	2,34	10,83	4,628	5,821	
		Ноябрь ($t_0 = -10^\circ\text{C}$, $t_{\text{к}} = 52,65^\circ\text{C}$, $t_{\text{вс}} = 20^\circ\text{C}$)					Ноябрь ($t_0 = 5^\circ\text{C}$, $t_{\text{к}} = 52,65^\circ\text{C}$, $t_{\text{вс}} = 20^\circ\text{C}$)				
R12	26,2	8,43	16,09	1,908	3,107	5,017	6,36	19,25	3,025	4,117	
R22		8,74	16,32	1,868	2,999	4,865	6,56	19,28	2,938	3,993	
R134a		8,6	15,7	1,827	3,048	4,872	6,48	19	2,931	4,043	
R717		8,7	17,35	1,994	3,011	5,006	6,4	19,93	3,114	4,094	
R600a		8,37	15,74	1,881	3,129	5,011	6,33	19,15	3,023	4,136	
R290		8,66	15,53	1,793	3,025	4,819	6,56	18,88	2,879	3,994	
		Декабрь ($t_0 = -10^\circ\text{C}$, $t_{\text{к}} = 64,06^\circ\text{C}$, $t_{\text{вс}} = 20^\circ\text{C}$)					Декабрь ($t_0 = 5^\circ\text{C}$, $t_{\text{к}} = 64,06^\circ\text{C}$, $t_{\text{вс}} = 20^\circ\text{C}$)				
R12	36,72	14	20,46	1,461	2,623	4,084	11,13	24,91	2,237	3,299	
R22		14,52	20,74	1,429	2,529	3,957	11,51	24,87	2,161	3,19	
R134a		14,4	19,69	1,367	2,55	3,917	11,46	24,36	2,126	3,204	
R717		14,11	22,61	1,602	2,602	4,205	10,93	26,16	2,393	3,36	
R600a		14,01	19,83	1,416	2,622	4,036	11,19	24,65	2,204	3,283	
R290		14,55	19,39	1,333	2,524	3,856	11,63	24,14	2,075	3,157	

COP_{R+H}^R – коэффициент преобразования при охлаждении при работе ТН в режиме производства тепла и холода:

$$\text{COP}_{R+H}^R = Q_0 / N_{\text{э}}^{R+H}; \quad (1)$$

COP_H^R – коэффициент преобразования при охлаждении при работе ТН в режиме производства только тепла:

$$\text{COP}_H^R = Q_0 / N_{\text{э}}^H; \quad (2)$$

COP_{R+H}^H – коэффициент преобразования при нагревании при работе ТН в режиме производства тепла и холода:

$$\text{COP}_{R+H}^H = Q^T / N_{\text{э}}^{R+H}; \quad (3)$$

COP_H^H – коэффициент преобразования при нагревании при работе ТН в режиме производства только тепла:

$$\text{COP}_H^H = Q^T / N_{\text{э}}^H; \quad (4)$$

μ – коэффициент эффективности совмещенного цикла [1]:

$$\mu = (Q_0 + Q^T) / N_{\text{э}}^{R+H}; \quad (5)$$

Анализ табл. 2 показывает энергетическую целесообразность применения ТН в системах отопления теплиц при любых температурных режимах,

характерных для юга Украины. Причем наибольший энергетический эффект будет достигаться в случае применения комплексной системы тепло- и холодоснабжения.

Тем не менее для обоснования эколого-энергетической целесообразности применения ТН в системах обогрева теплиц и охлаждения произведенной продукции необходимо оценить величину антропогенного воздействия на окружающую среду альтернативных систем отопления. Для решения указанной задачи в статье предлагается использовать новые экоиндикаторы, в которых интегрируются энергетические и экологические факторы. В ранее опубликованных работах, посвященных указанной теме, наиболее часто применяются экономические методы анализа. Однако возможности экономической экспертизы, направленной на оценку влияния какого-либо оборудования на глобальные климатические процессы, представляются нереалистичными. Более простым и прагматичным подходом являются расчет полной эквивалентной эмиссии парниковых газов (ПЭЭПГ) [5, 6, 7] и оценка минимально возможных значений этой величины для оборудования в определенных технологических процессах.

Основные принципы эколого-энергетического анализа были сформулированы в работах [5, 6, 7], в которых предлагается в качестве целевой функции определять значение эквивалентной эмиссии углекислого газа в атмосферу за полный жизненный цикл оборудования [7].

В рамках этого подхода на первом этапе анализа было рассчитано значение ПЭЭПГ применительно к системам отопления теплиц:

$$\begin{aligned} \text{ПЭЭПГ}_T = & GWP_R L N + GWP_R m (1 - \alpha) + \\ & + \sum_{j=1}^n N_j E_j \beta + \sum_{i=1}^k \frac{C_i}{T_i N_i} \beta, \end{aligned} \quad (6)$$

где ПЭЭПГ_T – полная эквивалентная эмиссия парниковых газов при эксплуатации теплицы в течение полного цикла (или в течение определенного интервала времени), кг CO_2 ;
 GWP_R – потенциал глобального потепления хладагента, кг CO_2 /кг хладагента;
 L – утечки хладагента, кг/год;
 N – время эксплуатации установленного оборудования, лет;
 m – масса хладагента в установке, кг;
 α – доля утилизированного хладагента по окончании эксплуатации;
 N_j – время эксплуатации единицы оборудова-

ния, лет;

E_j – мощность, потребляемая единицей оборудования, кВт·ч;

β – эмиссия CO_2 при производстве 1 кВт·ч электроэнергии, кг CO_2 /(кВт·ч);

C_i – стоимость оборудования, энергетического ресурса, долл. США;

T_i – тариф на электроэнергию, долл. США / (кВт·ч);

N_i – срок службы установленного оборудования, лет.

Расчет ПЭЭПГ_T производился для следующих вариантов систем отопления теплиц:

- ✓ применение теплового насоса для отопления теплицы и производства холода ($\text{ПЭЭПГ}_{R+H}^{\text{ТН}}$);
- ✓ применение теплового насоса только для отопления теплицы ($\text{ПЭЭПГ}_H^{\text{ТН}}$);
- ✓ отопление теплицы с природным газом ($\text{ПЭЭПГ}^{\text{Г}}$);
- ✓ отопление теплицы с жидким топливом ($\text{ПЭЭПГ}^{\text{М}}$).

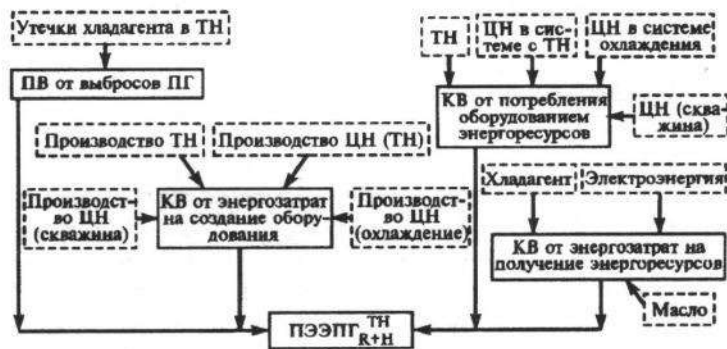


Рис. 1. Структурная схема потоков прямых и косвенных вкладов от выбросов парниковых газов в $\text{ПЭЭПГ}_{R+H}^{\text{ТН}}$.
ТН – тепловой насос; ПВ – прямой вклад;
КВ – косвенный вклад; ЦН – циркуляционный насос; ЦН (ТН) – циркуляционный насос, работающий в системе отопления от ТН; ЦН (скважина) – циркуляционный насос, подающий артезианскую воду из скважины



Рис. 2. Структурная схема потоков прямых и косвенных вкладов от выбросов парниковых газов в $\text{ПЭЭПГ}_H^{\text{ТН}}$.
ХМ – холодильная машина; ЦН (ХМ) – циркуляционный насос, работающий в системе ХМ

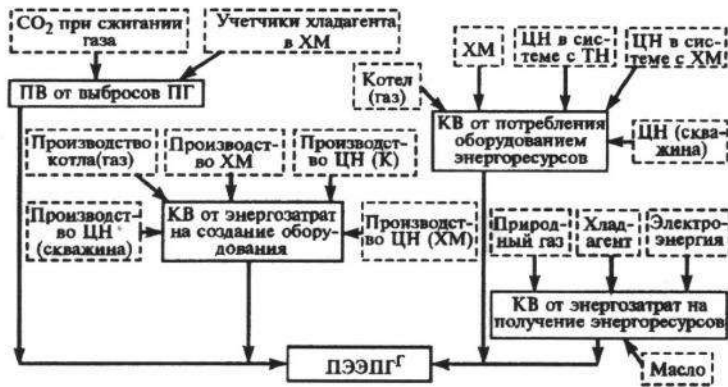


Рис. 3. Структурная схема потоков прямых и косвенных вкладов от выбросов парниковых газов в ПЭЭПГ: ЦН (К) — циркуляционный насос, работающий в системе отопления от котла, использующего для подогрева воды природный газ или жидкое топливо



Рис. 4. Структурная схема потоков прямых и косвенных вкладов от выбросов парниковых газов в ПЭЭПМ

Расчеты ПЭЭПГ_T выполнены как с учетом, так и без учета энергетических затрат на создание оборудования и потребленных энергетических ресурсов. Для наглядности были составлены схемы антропогенных потоков ПЭЭПГ применительно к каждому рассматриваемому случаю (рис. 1 – 4).

На основании предложенных схем антропогенных потоков CO₂ выведены формулы (7) – (10), по которым может быть произведен расчет ПЭЭПГ с учетом затрат на создание оборудования и потребленные энергетические ресурсы во время отопительного сезона — с октября по апрель:

$$\begin{aligned} \text{ПЭЭПГ}_{R+H}^{TH} = & GWP_R^{TH} L_R^{TH} N_{TH} + E_{TH} \beta_{\Theta} N_{TH} + \\ & + E_{\text{ЦН}}^{\text{СК}} \beta_{\Theta} N_{\text{ЦН}}^{\text{СК}} + E_{\text{ЦН}}^{\text{ОТ}} \beta_{\Theta} N_{\text{ЦН}}^{\text{ОТ}} + \\ & + E_{\text{ЦН}}^{\text{ОХ}} \beta_{\Theta} N_{\text{ЦН}}^{\text{ОХ}} + (E_{\text{cost}}^{TH} + E_{\text{cost}}^{\text{СК}} + E_{\text{cost}}^{\text{ОТ}} + \\ & + E_{\text{cost}}^{\text{ОХ}} + E_{\text{cost}}^{\Theta} + E_{\text{cost}}^{\text{ХЛ}} + E_{\text{cost}}^{\text{К.М.}}) \beta_{\Theta}; \end{aligned} \quad (7)$$

$$\begin{aligned} \text{ПЭЭПГ}_H^{TH} = & GWP_R^{TH} L_R^{TH} N_{TH} + \\ & + GWP_R^R L_R^R N_R + E_{TH}^H \beta_{\Theta} N_{TH} + E_R \beta_{\Theta} N_R + \\ & + E_{\text{ЦН}}^{\text{СК}} \beta_{\Theta} N_{\text{ЦН}}^{\text{СК}} + E_{\text{ЦН}}^{\text{ОТ}} \beta_{\Theta} N_{\text{ЦН}}^{\text{ОТ}} + \\ & + E_{\text{ЦН}}^{\text{ОХ}} \beta_{\Theta} N_{\text{ЦН}}^{\text{ОХ}} + (E_{\text{cost}}^{TH} + E_{\text{cost}}^R + E_{\text{cost}}^{\text{СК}} + \\ & + E_{\text{cost}}^{\text{ОТ}} + E_{\text{cost}}^{\text{ОХ}} + E_{\text{cost}}^{\Theta} + E_{\text{cost}}^{\text{ХЛ}} + E_{\text{cost}}^{\text{К.М.}}) \beta_{\Theta}; \end{aligned} \quad (8)$$

$$\text{ПЭЭПГ}^{\Gamma} = GWP_R^R L_R^R N_R + M_{\text{CO}_2}^{\Gamma} +$$

$$\begin{aligned} & + E_R \beta_{\Theta} N_R + E_{\text{ЦН}}^{\text{СК}} \beta_{\Theta} N_{\text{ЦН}}^{\text{СК}} + E_{\text{ЦН}}^{\text{ОТ}} \beta_{\Theta} N_{\text{ЦН}}^{\text{ОТ}} + \\ & + E_{\text{ЦН}}^{\text{ОХ}} \beta_{\Theta} N_{\text{ЦН}}^{\text{ОХ}} + (E_{\text{cost}}^R + E_{\text{cost}}^{\text{К}(\Gamma)} + E_{\text{cost}}^{\Gamma} + \\ & + E_{\text{cost}}^{\text{СК}} + E_{\text{cost}}^{\text{ОТ}} + E_{\text{cost}}^{\text{ОХ}} + E_{\text{cost}}^{\Theta} + E_{\text{cost}}^{\text{ХЛ}} + \\ & + E_{\text{cost}}^{\text{К.М.}}) \beta_{\Theta}; \end{aligned} \quad (9)$$

$$\begin{aligned} \text{ПЭЭПГ}^M = & GWP_R^R L_R^R N_R + M_{\text{CO}_2}^M + \\ & + E_R \beta_{\Theta} N_R + E_{\text{ЦН}}^{\text{СК}} \beta_{\Theta} N_{\text{ЦН}}^{\text{СК}} + \\ & + E_{\text{ЦН}}^{\text{ОТ}} \beta_{\Theta} N_{\text{ЦН}}^{\text{ОТ}} + E_{\text{ЦН}}^{\text{ОХ}} \beta_{\Theta} N_{\text{ЦН}}^{\text{ОХ}} + (E_{\text{cost}}^R + \\ & + E_{\text{cost}}^{\text{К}(\text{M})} + E_{\text{cost}}^M + E_{\text{cost}}^{\text{СК}} + E_{\text{cost}}^{\text{ОТ}} + E_{\text{cost}}^{\text{ОХ}} + \\ & + E_{\text{cost}}^{\Theta} + E_{\text{cost}}^{\text{ХЛ}} + E_{\text{cost}}^{\text{К.М.}}) \beta_{\Theta}, \end{aligned} \quad (10)$$

где GWP_R^{TH} — потенциал глобального потепления хладагента TH;

L_R^{TH} — утечка хладагента в TH, кг/мес (или за рассчитываемый промежуток времени);

N_{TH} — время эксплуатации TH, ч;

E_{TH} — энергопотребление TH в системе тепло- и холодоснабжения, кВт·ч;

$E_{\text{ЦН}}^{\text{СК}}$ — энергопотребление циркуляционным насосом, который предназначен для подачи в систему артезианской воды из скважины, кВт·ч;

$N_{\text{ЦН}}^{\text{СК}}$ — время эксплуатации циркуляционного насоса, подающего артезианскую воду из скважины, ч;

$E_{\text{ЦН}}^{\text{ОТ}}$ — энергопотребление циркуляционным насосом, который предназначен для подачи горячей воды в систему отопления, кВт·ч;

$N_{\text{ЦН}}^{\text{ОТ}}$ — время эксплуатации циркуляционного насоса, обеспечивающего подачу горячей воды в систему отопления, ч;

$E_{\text{ЦН}}^{\text{ОХ}}$ — энергопотребление циркуляционным насосом, который обеспечивает подачу холодной воды в систему охлаждения, кВт·ч;

$N_{\text{ЦН}}^{\text{ОХ}}$ — время эксплуатации циркуляционного насоса, который обеспечивает подачу холодной воды в систему охлаждения, ч;

E_{cost}^{TH} — энергетические затраты на создание TH (энергоёмкость), кВт·ч;

$E_{\text{cost}}^{\text{СК}}$ — энергетические затраты на создание циркуляционного насоса, подающего артезианскую воду из скважины, кВт·ч;

$E_{\text{cost}}^{\text{ОТ}}$ — энергетические затраты на создание циркуляционного насоса, обеспечивающего подачу горячей воды в систему отопления, кВт·ч;

$E_{\text{cost}}^{\text{ОХ}}$ — энергетические затраты на создание циркуляционного насоса, обеспечивающего подачу холодной воды в систему охлаждения, кВт·ч;

E_{cost}^{Θ} — затраты энергии при производстве электроэнергии, кВт·ч;

$E_{\text{cost}}^{\text{ХЛ}}$ — энергетические затраты на производ-

ство используемого в оборудовании хладагента, кВт·ч;

$E_{cost}^{к.м}$ — энергетические затраты на производство используемого в оборудовании компрессорного масла соответствующей марки, кВт·ч;
 GWP_R^R — потенциал глобального потепления хладагента в ХМ;

L_R^R — утечка хладагента в ХМ, кг/мес (или за рассчитываемый промежуток времени);

$E_{ТН}^H$ — энергопотребление ТН, работающего только на отопление теплицы, кВт·ч;

E_R — энергопотребление ХМ, кВт·ч;

N_R — время эксплуатации ХМ, ч;

E_{cost}^R — энергетические затраты на создание ХМ, кВт·ч;

$M_{CO_2}^Г$ — прямая эмиссия CO_2 в атмосферу при сжигании природного газа, кг CO_2 ;

$E_{cost}^{K(Г)}$ — энергетические затраты на создание газового котла, кВт·ч;

$E_{cost}^Г$ — затраты энергии на получение природного газа (энергоёмкость), кВт·ч;

$M_{CO_2}^M$ — прямая эмиссия CO_2 в атмосферу при сжигании жидкого топлива, кг CO_2 ;

$E_{cost}^{K(M)}$ — энергетические затраты на создание жидкотопливного котла, кВт·ч;

E_{cost}^M — затраты энергии на получение жидкого топлива (энергоёмкость), кВт·ч.

Расчет основных составляющих ПЭЭПГ для различных схем производства тепла и холода проводился по формулам (11) — (31):

$$E_{ТН} = (N_9^{R+H} + 0,2N_9^{R+H}) 24kX, \text{ кВт·ч}, \quad (11)$$

где 0,2 — коэффициент для определения реальной работы на сжатие в компрессоре;

k — число дней в месяце;

X — коэффициент использования оборудования для обеспечения требуемой температуры в теплице,

$$X = Q_i^Г / Q_{MAX}^Г,$$

где $Q_i^Г$ — теплопроизводительность в определенном месяце, кВт;

$Q_{MAX}^Г$ — максимальная теплопроизводительность в январе, кВт.

$$E_{cost}^{ТН} = C^{ТН} / (T_9 N_{ТН}), \quad (12)$$

где $C^{ТН}$ — стоимость теплового насоса, долл. США;

T_9 — тариф за потребленную электроэнергию для предприятий, долл. США/(кВт·ч).

$$E_{cost}^{СК} = C_{ЦН}^{СК} / (T_9 N_{ЦН}^{СК}), \quad (13)$$

где $C_{ЦН}^{СК}$ — стоимость циркуляционного насоса, установленного на скважине, долл. США.

$$E_{cost}^{ОТ} = C_{ЦН}^{ОТ} / (T_9 N_{ЦН}^{ОТ}), \quad (14)$$

где $C_{ЦН}^{ОТ}$ — стоимость циркуляционного насоса для

системы отопления, долл. США.

$$E_{cost}^{ОХ} = C_{ЦН}^{ОХ} / (T_9 N_{ЦН}^{ОХ}), \quad (15)$$

где $C_{ЦН}^{ОХ}$ — стоимость циркуляционного насоса для системы охлаждения, долл. США.

$$E_{cost}^Э = (\mathcal{E} C^Э) / C_{укр}^Э, \quad (16)$$

где \mathcal{E} — количество потребленной электроэнергии предприятием, кВт·ч;

$C^Э$ — стоимость 1 кВт·ч электроэнергии для предприятий, долл. США/(кВт·ч);

$C_{укр}^Э$ — стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, производимой на электростанциях, долл. США/(кВт·ч).

Расчет ПЭЭПГ производился при условиях непрерывного производства холода. Понятно, что это жесткое требование (при оценке эффективности ТН) не всегда должно соблюдаться на практике в зимние месяцы. Тем не менее наибольший интерес представляет получение заключения об эколого-энергетической целесообразности систем отопления теплицы при этих неблагоприятных для ТН параметрах термодинамического цикла.

Потребление электрической энергии ТН в различные периоды года может быть рассчитано по формулам (17) — (20).

Количество потребленной электроэнергии ТН в режиме отопления и производства холода (зимний период) может быть определено по формуле

$$\mathcal{E}_{ТН}^{R+H} = N_9^{R+H} (Q_i^Г / Q_{max}^Г) 24k, \quad (17)$$

где $\mathcal{E}_{ТН}^{R+H}$ — количество потребленной электроэнергии ТН в режиме отопления и производства холода, кВт·ч/мес (или за рассчитываемый промежуток времени);

$Q_i^Г$ — теплопроизводительность ТН в месяце отопительного периода, кВт;

$Q_{max}^Г$ — теплопроизводительность выбранной марки ТН, кВт;

k — число дней в месяце.

Расчет величины $\mathcal{E}_{ТН}^{R+H}$ в летние месяцы года будет производиться по формуле

$$\mathcal{E}_{ТН}^{R+H} = N_9^{R+H} (Q_0^{л.м} / Q_0^{max}) 24k, \quad (18)$$

где $Q_0^{л.м}$ — холодопроизводительность компрессора ТН в летние месяцы года, кВт;

Q_0^{max} — холодопроизводительность данной марки компрессора, кВт.

Потребление электроэнергии ТН в режиме только отопления может быть рассчитано следующим образом:

$$\mathcal{E}_{ТН}^H = N_9^H (Q_i^Г / Q_{max}^Г) 24k, \quad (19)$$

где $\mathcal{E}_{ТН}^H$ — количество потребленной электроэнергии ТН в режиме только отопления, кВт·ч/мес

(или за рассчитываемый промежуток времени).

$$\mathcal{E}_R = N_{\mathcal{E}}^R (Q_0^i / Q_0^{\max}) 24k, \quad (20)$$

где \mathcal{E}_R — количество потребленной электроэнергии ХМ в режиме производства холода, кВт·ч/мес (или за рассчитываемый промежуток времени); $N_{\mathcal{E}}^R$ — электрическая мощность компрессора при работе оборудования (ТН или ХМ) в режиме производства холода, кВт; Q_0^i — холодопроизводительность ХМ в рассматриваемом месяце, кВт; Q_0^{\max} — холодопроизводительность данной марки компрессора, кВт.

$$E_{cost}^{ХЛ} = (G^{ХЛ} C^{ХЛ}) / C^{\mathcal{E}}, \quad (21)$$

где $G^{ХЛ}$ — необходимое количество используемого в оборудовании хладагента, кг; $C^{ХЛ}$ — стоимость хладагента, долл. США/кг.

$$E_{cost}^{к.м} = (G^{к.м} C^{к.м}) / C^3, \quad (22)$$

где $G^{к.м}$ — необходимое количество используемого в оборудовании компрессорного масла, кг; $C^{к.м}$ — стоимость компрессорного масла, долл. США/кг.

$$E_{ТН}^H = (N_{\mathcal{E}}^H + 0,2 N_{\mathcal{E}}^H) 24k X, \text{ кВт·ч}; \quad (23)$$

$$E_{cost}^R = C^R / (T_{\mathcal{E}} N_R), \quad (24)$$

где C^R — стоимость ХМ, долл. США; $T_{\mathcal{E}}$ — тариф за потребленную электроэнергию для предприятий, долл. США/(кВт·ч).

$$E_R = (N_{\mathcal{E}}^R + 0,2 N_{\mathcal{E}}^R) 24k X, \text{ кВт·ч}, \quad (25)$$

где X — коэффициент использования оборудования для обеспечения требуемой температуры в холодильной камере,

$$X = Q_0^i / Q_0^{\text{янв}},$$

где $Q_0^{\text{янв}}$ — максимальная холодопроизводительность в январе, кВт.

$$E_{cost}^{К(\Gamma)} = C_K^{\Gamma} / (T_{\mathcal{E}} N_K^{\Gamma}), \quad (26)$$

где C_K^{Γ} — стоимость газового котла, долл. США; N_K^{Γ} — срок эксплуатации газового котла, мес.

$$E_{cost}^{К(M)} = C_K^M / (T_{\mathcal{E}} N_K^M), \quad (27)$$

где C_K^M — стоимость жидкотопливного котла, долл. США; N_K^M — срок эксплуатации жидкотопливного котла, мес.

$$E_{cost}^{\Gamma} = (V_{\Gamma} C_{M^3}^{\Gamma}) / T_{\Gamma}, \quad (28)$$

где V_{Γ} — количество потребленного предприятием природного газа, м³;

$C_{M^3}^{\Gamma}$ — стоимость природного газа, долл. США/м³;

T_{Γ} — тариф за потребленный газ для предприятий, долл. США/(кВт·ч),

$$T_{\Gamma} = (C_{M^3}^{\Gamma} / Q_{H(\Gamma)}^P) 3,6 \cdot 10^6, \quad (29)$$

где $Q_{H(\Gamma)}^P$ — теплотворная способность топлива (низшая), МДж/м³; $3,6 \cdot 10^6$ — переводной коэффициент в кВт·ч (1 кВт·ч = $3,6 \cdot 10^6$ Дж).

$$E_{cost}^M = (M_M C_{кг}^M) / T_M, \quad (30)$$

где M_M — количество потребленного предприятием мазута, кг;

$C_{кг}^M$ — стоимость жидкого топлива (мазута), долл. США/кг;

T_M — тариф за потребленный мазут для предприятий, долл. США/(кВт·ч),

$$T_M = (C_{кг}^M / Q_{H(M)}^P) 3,6 \cdot 10^6, \quad (31)$$

где $Q_{H(M)}^P$ — теплотворная способность топлива (низшая), МДж/кг.

Период работы рассадно-выгоночной теплицы с апреля по октябрь значительно отличается по энергопотреблению от зимнего, о чем свидетельствуют формулы (32)–(35), предназначенные для расчета ПЭЭПГ с учетом затрат на создание, приобретение и т.д. для оборудования и потребленные энергетические ресурсы:

$$\begin{aligned} \text{ПЭЭПГ}_{R+H}^{\text{ТН}} = & GWP_R^{\text{ТН}} L_R^{\text{ТН}} N_{\text{ТН}} + E_{\text{ТН}}^R \beta_{\mathcal{E}} N_R + \\ & + E_{\text{ЦН}}^{\text{СК}} \beta_{\mathcal{E}} N_{\text{ЦН}}^{\text{СК}} + E_{\text{ЦН}}^{\text{ОХ}} \beta_{\mathcal{E}} N_{\text{ЦН}}^{\text{ОХ}} + (E_{cost}^{\text{ТН}} + \\ & + E_{cost}^{\text{СК}} + E_{cost}^{\text{ОТ}} + E_{cost}^{\text{ОХ}} + E_{cost}^{\mathcal{E}} + E_{cost}^{\text{ХЛ}} + \\ & + E_{cost}^{\text{к.м}}) \beta_{\mathcal{E}}; \end{aligned} \quad (32)$$

$$\begin{aligned} \text{ПЭЭПГ}_H^{\text{ТН}} = & GWP_R^{\text{ТН}} L_R^{\text{ТН}} N_{\text{ТН}} + \\ & + GWP_R^R L_R^R N_R + E_R^R \beta_{\mathcal{E}} N_R + E_{\text{ЦН}}^{\text{СК}} \beta_{\mathcal{E}} N_{\text{ЦН}}^{\text{СК}} + \\ & + E_{\text{ЦН}}^{\text{ОХ}} \beta_{\mathcal{E}} N_{\text{ЦН}}^{\text{ОХ}} + (E_{cost}^{\text{ТН}} + E_{cost}^R + E_{cost}^{\text{СК}} + \\ & + E_{cost}^{\text{ОТ}} + E_{cost}^{\text{ОХ}} + E_{cost}^{\mathcal{E}} + E_{cost}^{\text{ХЛ}} + E_{cost}^{\text{к.м}}) \beta_{\mathcal{E}}; \end{aligned} \quad (33)$$

$$\begin{aligned} \text{ПЭЭПГ}^{\Gamma} = & GWP_R^R L_R^R N_R + E_R^R \beta_{\mathcal{E}} N_R + \\ & + E_{\text{ЦН}}^{\text{СК}} \beta_{\mathcal{E}} N_{\text{ЦН}}^{\text{СК}} + E_{\text{ЦН}}^{\text{ОХ}} \beta_{\mathcal{E}} N_{\text{ЦН}}^{\text{ОХ}} + (E_{cost}^R + \\ & + E_{cost}^{К(\Gamma)} + E_{cost}^{\text{СК}} + E_{cost}^{\text{ОТ}} + E_{cost}^{\text{ОХ}} + E_{cost}^{\mathcal{E}} + \\ & + E_{cost}^{\text{ХЛ}} + E_{cost}^{\text{к.м}}) \beta_{\mathcal{E}}; \end{aligned} \quad (34)$$

$$\begin{aligned} \text{ПЭЭПГ}^M = & GWP_R^R L_R^R N_R + E_R^R \beta_{\mathcal{E}} N_R + \\ & + E_{\text{ЦН}}^{\text{СК}} \beta_{\mathcal{E}} N_{\text{ЦН}}^{\text{СК}} + E_{\text{ЦН}}^{\text{ОХ}} \beta_{\mathcal{E}} N_{\text{ЦН}}^{\text{ОХ}} + (E_{cost}^R + \\ & + E_{cost}^{К(M)} + E_{cost}^{\text{СК}} + E_{cost}^{\text{ОТ}} + E_{cost}^{\text{ОХ}} + E_{cost}^{\mathcal{E}} + \\ & + E_{cost}^{\text{ХЛ}} + E_{cost}^{\text{к.м}}) \beta_{\mathcal{E}}; \end{aligned} \quad (35)$$

Формулы для расчета величин ПЭЭПГ для каждого случая отопления теплицы без учета стоимостей оборудования и энергетических ресурсов будут существенно отличаться от зависимостей (7)–(10). В них будут отсутствовать слагаемые, учитывающие антропогенные вклады в ПЭЭПГ при создании комплектующего оборудования и производство самих энергетических ресурсов.

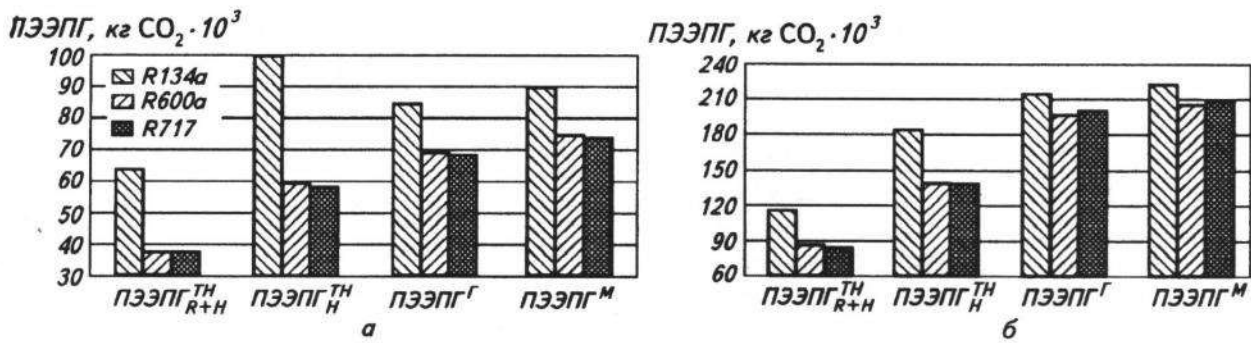


Рис. 5. Эквивалентная эмиссия CO₂ в атмосферу при разных способах отопления теплицы за год: а – без учета стоимости оборудования и затрат на энергетические ресурсы; б – с учетом стоимости оборудования и затрат на энергетические ресурсы

На основании представленных выше формул были проведены расчеты ПЭЭПГ с учетом использования в ТН и ХМ выбранных ранее хладагентов R134a, R600a и R717. Результаты расчетов демонстрирует рис. 5.

Полученные результаты позволяют сформулировать следующие выводы.

✓ В климатических условиях юга Украины применение ТН в системах отопления теплиц экологически оправдано как при полномасштабном учете энергоемкости энергетических ресурсов и оборудования, так и без их учета.

✓ По сравнению с отопительным оборудованием на природном газе и жидком топливе применение ТН приводит к меньшей антропогенной нагрузке на окружающую среду, особенно в случае использования в ТН природных хладагентов R717 и R600a.

✓ Наиболее оптимальным решением (с точки зрения снижения эквивалентной эмиссии CO₂) является применение ТН в режиме одновременного производства тепла и холода.

✓ Влияние энергоемкости оборудования и энергетических ресурсов на величину ПЭЭПГ значительно: оборудование – от 6,93 до 9,49 %; энергоресурсы в январе – от 37 до 56 %, в апреле – от 33 до 61 %;

ПЭЭПГ является экстенсивной величиной и по-

этому может использоваться только для сравнения альтернативных вариантов отопления теплиц. Значительно более удобны для выполнения эколого-энергетического аудита и менеджмента удельные и приведенные коэффициенты (индикаторы). В данной статье предложен новый экоиндикатор – удельная эмиссия парниковых газов на 1 м² полезно используемой площади теплицы:

$$Э_{И}^T = ПЭЭПГ_T / F_{П}, \quad (36)$$

где $F_{П}$ – площадь почвы, м².

Нормативное значение экоиндикатора (при выполнении эколого-энергетического аудита) должно формироваться для того способа отопления теплицы и хранения произведенной (или выращенной) продукции, при котором наблюдалось наиболее рациональное использование энергетических ресурсов. Для рассмотренного в статье случая оптимальная экономия энергетических ресурсов была достигнута при использовании ТН в режиме комбинированного производства тепла и холода. Именно это значение экоиндикатора необходимо рассматривать в качестве минимально допустимой квоты на удельную эмиссию ПГ в тепличных хозяйствах юга Украины. Исходя из этого значения, могут определяться научно обоснованные объемы продажи (покупки) квот на эмиссию ПГ. Результаты расчета предложенного экоиндикатора демонстрирует рис. 6.

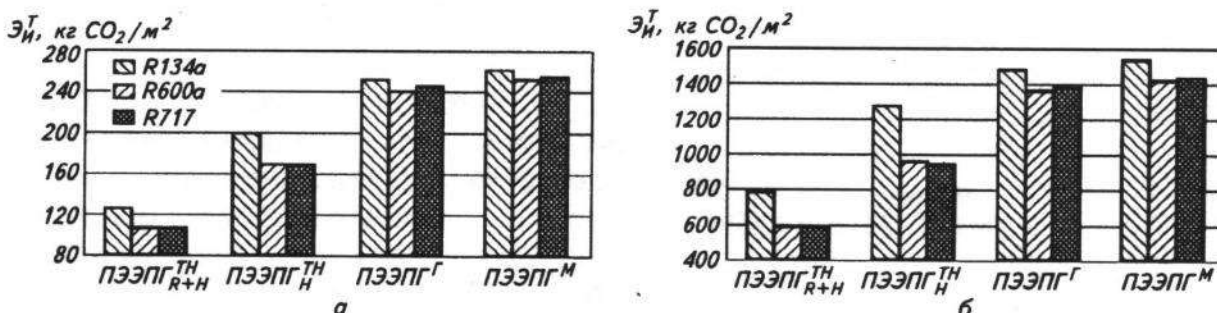


Рис. 6. Значения удельной эмиссии парниковых газов: а – в январе; б – за год

Предложенный экоиндикатор является объективным показателем эколого-энергетической эффективности использования энергетических ресурсов в системах отопления теплиц. Следует подчеркнуть универсальность предложенного индикатора. В его значении интегрируются как энергетические характеристики применяемого оборудования, так и антропогенные факторы, сопутствующие эксплуатации систем отопления. Кроме того, при проведении эколого-энергетического аудита появляется возможность сравнения альтернативных систем отопления, характеризующихся несопоставимыми показателями эффективности. Значения предложенного экоиндикатора на разных режимах отопления теплицы указывают на целесообразность использования ТН для отопления теплиц в климатических условиях юга Украины, особенно в случае применения в ТН природных хладагентов R600a и R717.

Заключение

В настоящее время опубликовано достаточно много работ, в которых содержатся доказательства преимущества ТН по сравнению с другими методами отопления. Обычно для этой цели используются различные модификации экономических и термодинамических методов анализа, например [2, 3, 8, 10, 12, 14]. В рамках указанных методов достаточно сложно учесть экологические факторы, которые формируют принципы устойчивого развития промышленности [19, 23].

✓ Анализ, как правило, проводится не за полный жизненный цикл оборудования, без учета энергоемкости оборудования и энергетических ресурсов, конструкционных материалов, утилизации техники и т.п.

✓ До сих пор недостаточно внимания уделяется количественному учету экологических аспектов (в частности, эмиссии ПГ) при эксплуатации оборудования, его создании и получении энергоносителей.

✓ При проведении анализа обычно не учитывают средства от продажи квот на выбросы углекислого газа. В настоящее время 1 т выбросов CO₂ в атмосферу на европейских экобиржах оценивается в 19...20 евро, причем существует тенденция к увеличению этой цены. Для рассмотренного в статье примера при переходе на теплонасосные системы отопления доход от продажи квот будет составлять 2168...2282 евро/год при работе ТН на R134a, 2394...2520 евро/год – на R600a, 2445...2571 евро/год – на R717.

Анализируя приведенную в статье информацию, можно сформулировать несколько общих выводов.

1. На современном этапе развития энергетики выбор систем отопления для помещений (в частности, теплиц) должен основываться на комплексном учете всех эколого-энергетических факторов, влияющих на величину ПЭЭПГ_Т за полный жизненный цикл оборудования. Проведенные расчеты показывают, что вклад энергоемкости оборудования в значение ПЭЭПГ_Т достигает 10 – 20 %. Косвенный вклад от энергоемкости энергетических ресурсов достигает для жидкого топлива 34 – 37 %, для природного газа 33 – 36 %.

Выполненный анализ позволяет принципиально по-новому взглянуть на экологическую перспективу применения того или иного способа обогрева теплиц, использования того или иного энергетического ресурса. Причем объемы выбросов диоксида углерода определяются не только процессами непосредственного сжигания углеводородного топлива, но и затратами электроэнергии на получение этого топлива и на его транспортировку к потребителю, создание оборудования и т.п.

2. Наиболее экологически «чистой» технологией применения ТН в тепличных хозяйствах является комбинированное производство тепла и холода. Использование ТН только для производства тепла, а холодильной установки для производства холода увеличивает полный эквивалент глобального потепления на 60 – 62 %.

3. Основной вклад в ПЭЭПГ_{R+H}^{ТН} вносит энергопотребление компрессора ТН и циркуляционных насосов. Поэтому повышение энергетической эффективности компрессорной системы ТН является приоритетным направлением повышения эколого-энергетической эффективности применяемой техники.

4. Энергоемкость оборудования также весьма заметно влияет на ПЭЭПГ_{R+H}^{ТН} (14...20 %). Следовательно, снижение энергоемкости (себестоимости) оборудования является вторым по значимости фактором, направленным на снижение ПЭЭПГ теплового насоса.

5. Предложенный в статье экоиндикатор служит эффективным показателем эколого-энергетической эффективности использования энергетических ресурсов в системах отопления теплиц.

В отличие от стран Европейского содружества в Украине до сих пор не разработана законодательная база по регулированию эмиссии ПГ, отсутствует развитая сеть экобирж по продаже (покупке) квот на эмиссию ПГ отдельными предприятиями. Однако выбранный Украиной путь интеграции в Европейское содружество предполагает внедрение современных технологий производства тепла и хо-

лода, повышения эколого-энергетической эффективности применяемого оборудования.

Список литературы

1. *Аюпов А.А.* Установка для комплексного производства тепла и холода // Холодильная техника. 1975. № 6.
2. *Быков А. В., Калнинь И. М., Крузе А. С.* Холодильные машины и тепловые насосы. Повышение эффективности. — М.: Агропромиздат, 1988.
3. *Денисова А.Е.* Особенности работы теплового насоса в комплексной альтернативной системе теплоснабжения // Экотехнологии и ресурсосбережение. 2001. № 1.
4. *Железный В.П., Жидков В.В.* Эколого-энергетические аспекты внедрения альтернативных хладагентов в холодильной технике. — Донецк: Донбасс, 1996.
5. *Железный В.П., Быковец Н.П., Хлиева О.Я.* Принципы эколого-энергетического анализа эффективности стекловаренных производств // Экотехнологии и ресурсосбережение. 2002. № 5.
6. *Железный В.П., Хлиева О.Я., Быковец Н.П.* Учет эмиссии парниковых газов при формировании индикаторов для эколого-энергетического аудита в холодильной промышленности // Экотехнологии и ресурсосбережение. 2001. № 4.
7. *Железный В.П., Быковец Н.П., Хлиева О.Я., Степанова В.П., Суходольская А.Б.* Методика расчета полной эквивалентной эмиссии парниковых газов в промышленности // Экотехнологии и ресурсосбережение. 2004. № 6.
8. *Калнинь И.М., Савицкий И.К.* Тепловые насосы: вчера, сегодня, завтра // Холодильная техника. 2000. № 10.
9. *Клименко В.В., Терешин А.Г.* Мировая энергетика и глобальный климат в 21в. в контексте исторических тенденций // Теплоэнергетика 2005. № 4.
10. *Мартыновский В.С.* Обратные циклы для совместного получения тепла и холода // Холодильная техника. 1951. № 3.
11. *Парасочка С.А.* Проблемы энергосбережения и энергоэффективности в Украине // Отопление, водоснабжение, вентиляция + кондиционеры. 2004. № 1.
12. *Семенюк Л.Г., Григоров В.Г.* Применение тепловых насосов на промышленных предприятиях // Проблемы энергосбережения. 1991. Вып. 8.
13. *Тепловые и конструктивные расчеты холодильных машин:* Учеб. пособие для вузов по специальности «Холодильные и компрессорные машины и установки» / Е.М. Бамбушек, Н.Н. Бухарин, Е.Д. Герасимов и др.; Под общ. ред. И.А. Сакуна. — Л.: Машиностроение. Ленингр. отд-ние, 1987.
14. *Хайнрих Г.* и др. Теплонасосные установки для отопления и горячего водоснабжения / Г. Хайнрих, Х. Найорк, В. Нестлер; Пер. с нем. Н.Л. Кораблевой, Е.Ш. Фельдмана; Под ред. Б.К. Явнеля. — М.: Стройиздат, 1985.
15. *Шишко Г.Г.* Справочник «Теплицы и тепличное хозяйство», 1993.
16. *Billiard F.* Fluorocarbons (CFCs, HCFCs and HFCs) and Global Warming // Bull. IIF-IIR. 1997. № 6.
17. *Climate Change 2001: The Scientific Basis. Contribution of Working Group 1 to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)* / J.T. Houghton, Y.Ding, D.J.Griggs et al (eds.) Cambridge: Cambridge University Press, 2001.
18. *Fisher S. K., Fairchild P. P., Hughes P. S.* Global warming implications of replacing CFC // ASHRAE Journal. — April, 1992.
19. *Green J.* The Energy Alternatives for a Sustainable Europe (EASE) Project // Stepping Towards Sustainability in Energy: practical proposals for Europe. Main report. Edinburgh (Scotland): Friend of the Earth Scotland. 1997.
20. *ISO 14040.1997. Environmental Management – Life Cycle Assessment – Principles and Framework. – 1997.; ISO 14041.1998. Environmental Management – Life Cycle Assessment – Goal and Scope Definitions and Inventory Analysis. – 1998.; ISO/DIS 14042. Environmental Management – Life Cycle Assessment – Life Cycle Impact Assessment. – 1998.*
21. *Kuijpers L.* The Impact of the Montreal and Kyoto Protocol on New Developments in Refrigeration and A/C // Proc. IIR conference «Emerging Trends in Refrigeration & Air-conditioning. — New Delhi, India. — March 18-20, 1998.
22. *McCulloch A., Lindley A.A.* From Mine to Refrigeration: A Life Cycle Inventory Analysis of the Production of HFC-134a // Int.J. Ref. 2003. № 8.
23. *Summary for Policymakers of the IPCC/TEAP Special Report on Ozone and Climate.* UNEP, 2005.
24. *Szargut J.* Application of Exergy for the Determination of the Pro-ecological Tax Replacing the Actual Personal Taxes // Energy. — 27 (2002).
25. *United Nations on Climate Change. Global Warming Central. Convection Kyoto.* 1997.