

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ КРИОГЕННЫХ АККУМУЛЯТОРОВ ЭНЕРГИИ

© 2025

Е. В. Благин

кандидат технических наук, доцент кафедры теплотехники
и тепловых двигателей;
Самарский национальный исследовательский университет
имени академика С.П. Королёва;
blagin.ev@ssau.ru

Д. А. Угланов

доктор технических наук, профессор кафедры теплотехники
и тепловых двигателей;
Самарский национальный исследовательский университет
имени академика С.П. Королёва;
uglanov.da@ssau.ru

Проводится оценка эффективности криогенных аккумуляторов энергии с энергетической, эксергетической и экономической точек зрения. Предложен комплексный показатель производительности, объединяющий эти факторы и устраняющий ограничения традиционных метрик, таких как коэффициент аккумулирования, который не учитывает внешние источники тепла/холода. Анализ тридцати установок различных авторов показал, что системы, использующие тепло сжатия и холод криопродукта, достигают эффективности до 70%, тогда как системы, работающие только на электроэнергии, демонстрируют средний показатель в 25%. Показано, что высокий коэффициент аккумулирования (больше 100% в некоторых случаях) не гарантирует, что установка работает эффективно с точки зрения термодинамики (эксергетический КПД может быть порядка 10%). Предполагаемый комплексный показатель связывает коэффициент аккумулирования, эксергетический КПД и удельную стоимость хранения, выделяя оптимальные установки. Сделан вывод, что интеграция вспомогательного аккумулирования тепла/холода и внешних источников энергии (например, геотермального тепла и холода сжиженного природного газа) повышает эффективность аккумулятора, хотя сохраняются практические ограничения, такие как нестабильность регенеративных теплообменников.

Криогенные аккумуляторы энергии; коэффициент аккумулирования; эксергетический КПД; удельная энергоёмкость

Цитирование: Благин Е.В., Угланов Д.А. Оценка эффективности криогенных аккумуляторов энергии // Вестник Самарского университета. Аэрокосмическая техника, технологии и машиностроение. 2025. Т. 24, № 2. С. 109-123. DOI: 10.18287/2541-7533-2025-24-2-109-123

Введение

Одной из первых публикаций, в которых была предложена концепция криогенного аккумулятора энергии за счёт сжижения воздуха, была публикация [1], в которой предлагалась уже достаточно развитая концепция аккумулятора с промежуточным охлаждением воздуха в течение процесса сжатия и регенеративным теплообменником, который осуществлял вспомогательное аккумулирование как тепловой энергии, получаемое при сжатии рабочего тела, так и холода, содержащегося в криопродукте. Благодаря этому система имела достаточно большую эффективность, однако практическая реализация конструкции ввиду использования регенеративных теплообменников оказалась затруднительной.

Спустя довольно значительное время интерес к криогенным аккумуляторам энергии возобновился в связи с деятельностью компании HighView Power, которая построила пилотный проект аккумулятора на электростанции в Слау, Великобритания [2]. Пилотная установка привлекла к себе внимание исследователей, которые начали искать потенциальное применение таким аккумуляторам.

Авторы [3] предложили использовать криогенный аккумулятор в составе атомной электростанции, что позволило бы ей работать стабильно на полной мощности без снижения нагрузки. Использование аккумулялирования вспомогательного холода позволяет достигнуть эффективности порядка 70%.

В работе [4] было предложено использовать аккумулятор для компенсации нестабильности выработки электроэнергии возобновляемыми источниками энергии. Предложенная схема позволяет достичь эффективности аккумулялирования в 54...55% без использования внешнего тепла. В [5] представлено исследование элементов аккумулятора, которые оказывают наибольшее влияние на его эффективность, и сделан вывод, что наиболее влияющими на эффективность процесса элементами являются резервуары для хранения жидкого воздуха и пропана, а также пропано-воздушный теплообменник.

Авторы [6] провели технико-экономическое обоснование использования криогенных аккумуляторов и пришли к выводу, что внедрение аккумуляторов рентабельно при соотношении дневных/ночных цен на электроэнергию не менее 3,71 при работе аккумулятора более 1500 ч в год.

В [7] предложено интегрировать процессы аккумулялирования энергии в жидком воздухе с регазификацией сжиженного природного газа за счёт использования холода сжиженного природного газа (СПГ) для снижения энергозатрат при сжижении воздуха. За счёт этого коэффициент аккумулялирования системы может достигнуть 172%. Аналогично в статье [8] СПГ используется на этапе разрядки для увеличения запасённого вспомогательного холода, после чего он смешивается с сжиженным воздухом, поджигается и расширяется на турбине. Авторы [9] предложили использовать Органический цикл Ренкина с отводом тепла в сжиженный воздух вместо стандартной схемы, в которой рабочим телом цикла Ренкина является сам жидкий воздух. Однако применение подобной схемы потребовало отказаться от вспомогательного аккумулялирования холода, что привело к относительно небольшой эффективности в 40%. Эти же авторы провели эксергоэкономический анализ и оптимизацию аккумулятора [10], что позволило снизить стоимость электроэнергии на выходе на 27%.

Авторы [11] предлагают использовать разбитый на слои аккумулятор (packed bed) для хранения вспомогательного холода, носителем которого является сжатый воздух. Аналогичные исследования [12] показали, что если использовать такие теплообменники для хранения как тепла, так и холода, то эффективность системы повышается от 50% до 62%. Использование подобных теплообменников для раздельного хранения холода разной температуры [13] позволяет повысить эффективность до 65%.

В статье [14] описывается установка, где излишки тепла, образовавшегося при сжатии воздуха компрессорами, используются не только для подогрева испарившегося воздуха на этапе разрядки, но и для подвода тепла к энергоустановке, работающей по органическому циклу Ренкина. Похожая установка рассмотрена в [15], где для снижения температурного уровня отвода тепла использована абсорбционная холодильная машина.

В статье [16] проведено сравнение аккумуляторов на жидком и сжатом воздухе. Результаты показали, что при прочих равных условиях аккумулятор на жидком воздухе обладает большей эффективностью (55,2% против 39,8%) и большей энергоёмкостью.

В работе [17] рассматривается установка, где комбинируется использование СПГ на этапе зарядки для охлаждения воздуха и многоступенчатого органического цикла Ренкина на этапе разрядки для повышения эффективности аккумулятора. Тем не менее, эффективность составляет значение порядка 45,4%. В работе [18] предлагается использовать аккумулятор, в котором тепло на этапе разрядки подводится из геотермального источника, что позволяет отказаться от системы аккумулялирования тепла сжатия в компрессоре. Эффективность подобной системы составляет 46,6%.

В работе [19] предлагается использовать цикл Калины на этапе разрядки для выработки дополнительной энергии. Его применение позволяет повысить эффективность аккумулятора до 57,2% по сравнению с 52,2% у базового варианта.

В работе [20] предложено использовать в качестве рабочего тела для аккумулятора сжиженный природный газ вместо воздуха. Эффективность системы на природном газе составила 58,1%.

Криогенные аккумуляторы энергии

Криогенный аккумулятор представляет собой аккумулятор энергии, который запасает её посредством сжижения газа на этапе зарядки и его регазификации на этапе разрядки.

На этапе зарядки электроэнергия затрачивается на привод компрессоров ожижительной установки, которая забирает воздух из атмосферы или контура рециркуляции. После этого за счёт реализации цикла ожижения (Линде, Капицы и т.д.) температура воздуха понижается, и он частично переходит в сжиженное состояние, в котором он и отправляется на хранение в криогенный резервуар. Остатки несжиженного воздуха направляются обратно в теплообменник для охлаждения потока сжатого воздуха.

На этапе разрядки давление сжиженного воздуха поднимается криогенным насосом, после чего он испаряется и под большим давлением поступает на каскад турбин, расширяясь и совершая полезную работу, которая идет на привод генераторов, подающих электричество обратно в сеть (рис. 1). Для повышения эффективности работы аккумулятора можно использовать тепло, образовавшееся после сжатия воздуха в компрессорах на этапе зарядки, для перегрева воздуха перед турбинами на этапе разрядки. Кроме того, холод, забираемый у сжиженного воздуха при его испарении, рационально использовать на этапе зарядки.

Ввиду достаточно большого количества преобразований из одного вида энергии в другое эффективность хранения энергии у криогенных аккумуляторов достаточно небольшая (порядка 25% без использования аккумулялирования тепла сжатия и холода криопродукта и до 70% с использованием), однако такие аккумуляторы обладают большой энергоёмкостью (рис. 2) и изготавливаются из экологически чистых материалов по сравнению, например, с электрохимическими аккумуляторами. По времени работы наиболее подходящим циклом зарядки-разрядки для таких аккумуляторов является суточный цикл, когда зарядка происходит в ночное время, а разрядка – в дневное.



Рис. 1. Схема устройства криогенного аккумулятора энергии [21]

Оценка эффективности криогенных аккумуляторов

Традиционно системы накопления энергии оцениваются коэффициентом аккумулярования $\eta_{\text{ак}}$ – отношением количества электроэнергии, возвращаемой в сеть на этапе разрядки $E_{\text{раз}}$, к количеству электроэнергии, затраченной из электросети на этапе зарядки $E_{\text{зар}}$:

$$\eta_{\text{ак}} = \frac{E_{\text{раз}}}{E_{\text{зар}}} = \frac{N_{\text{раз}} \tau_{\text{раз}}}{N_{\text{зар}} \tau_{\text{зар}}}. \quad (1)$$

Мощность, вырабатываемую на этапе разрядки $N_{\text{раз}}$ и зарядки $N_{\text{зар}}$, можно определить следующим образом:

$$N_{\text{раз}} = \sum N_{\text{ти}} - \sum N_{\text{ни}} - \sum N_{\text{ки}},$$

$$N_{\text{зар}} = \sum N_{\text{ни}} + \sum N_{\text{ки}} - \sum N_{\text{ти}},$$

где $\sum N_{\text{ти}}$ – суммарная мощность турбин; $\sum N_{\text{ни}}$ – суммарная мощность насосов; $\sum N_{\text{ки}}$ – суммарная мощность компрессоров.

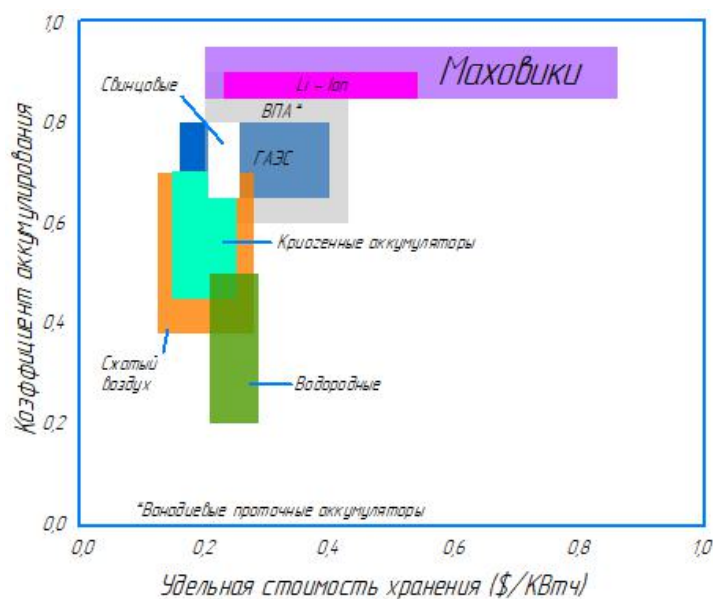


Рис. 2. Эффективность и удельная стоимость различных видов аккумуляторов [21]

Однако подобный способ оценки эффективности имеет ряд недостатков. Как показал анализ источников, большое количество предлагаемых схем аккумуляторов используют дополнительные источники энергии, включая вторичное тепло выхлопных газов, тепло геотермальных источников или холод сжиженного природного газа. Ввиду качественного отличия указанного вида энергии от электроэнергии (в случае подвода тепла) или невозможности учёта энергии как таковой (использованный холод по сути энергией не является), учёт упомянутых дополнительных источников энергии напрямую в коэффициенте аккумулярования $\eta_{\text{ак}}$ невозможен из-за их неаддитивности и требует либо модификации данного показателя, либо отказа от него в пользу более объективных.

Для большей объективности различные виды энергии необходимо привести к общему виду, что можно сделать при помощи оценки эксергетической эффективности системы:

$$\eta_{\text{экс}} = \eta_{\text{эксраз}} \eta_{\text{эксзар}}, \quad (2)$$

где $\eta_{\text{эксраз}}$ – эксергетический КПД контура разрядки; $\eta_{\text{эксзар}}$ – эксергетический КПД контура зарядки.

Результатом работы контура зарядки является криопродукт, на получение которого затрачивается электроэнергия и другие источники энергии. Таким образом, эффективность контура зарядки будет определяться отношением эксергии криопродукта $Ex_{\text{сж}}$ к сумме затраченной электроэнергии $E_{\text{зар}}$ и разницы входящих $Ex_{\text{зарвх}}$ и выходящих эксергий системы $Ex_{\text{зарвых}}$:

$$\eta_{\text{эксзар}} = \frac{Ex_{\text{сж}}}{E_{\text{зар}} + \sum Ex_{\text{зарвх}} - \sum Ex_{\text{зарвых}}}. \quad (3)$$

Результатом работы контура разрядки является электроэнергия, на получение которой тратится эксергия криопродукта и другие источники энергии. Таким образом, эффективность контура разрядки будет определяться отношением выработанной электроэнергии $E_{\text{раз}}$ к сумме эксергии криопродукта $Ex_{\text{сж}}$ и разницы входящих $Ex_{\text{развх}}$ и выходящих $Ex_{\text{развых}}$ эксергий системы:

$$\eta_{\text{эксраз}} = \frac{E_{\text{раз}}}{Ex_{\text{сж}} + \sum Ex_{\text{развх}} - \sum Ex_{\text{развых}}}. \quad (4)$$

Эксергетический КПД показывает эффективность аккумулятора с учётом не только всех видов подведенной энергии к аккумулятору, но и с учётом качества этой энергии.

Кроме эффективности аккумуляторов большое значение имеет относительная стоимость хранимой энергии. Для оценки этого показателя используется величина удельной энергоёмкости аккумуляторов $l_{\text{уд}}$ – отношения количества запасённой энергии $Ex_{\text{сж}}$ к стоимости аккумулятора Z :

$$l_{\text{уд}} = \frac{Ex_{\text{сж}}}{Z}. \quad (5)$$

Стоимость аккумулятора можно определить следующим образом:

$$Z = \sum Z_{\text{ки}} + \sum Z_{\text{ни}} + \sum Z_{\text{ти}} + \sum Z_{\text{тои}} + \sum Z_{\text{еи}}, \quad (6)$$

где $\sum Z_{\text{ки}}$, $\sum Z_{\text{ни}}$, $\sum Z_{\text{ти}}$, $\sum Z_{\text{тои}}$, $\sum Z_{\text{еи}}$ – суммарная стоимость компрессоров, насосов, турбин, теплообменников и криогенных емкостей соответственно, формулы для определения которых представлены в табл. 1.

Таблица 1. Модель стоимости оборудования

Объект	Суммарная стоимость	Источник
Компрессор	$Z_{\kappa} = 10167,5 N_{\kappa} [\text{кВт}]^{0,46}$	[22]
Насос	$Z_{\text{н}} = 340 N_{\text{н}} [\text{кВт}]^{0,71}$	
Турбина	$Z_{\text{т}} = 4405 N_{\kappa} [\text{кВт}]^{0,89}$	
Теплообменник*	$Z_{\text{то}} = 130 \frac{F_{\text{то}} [\text{м}^2]}{0,093}^{0,78}$	[23]
Ёмкость	$Z_{\text{то}} = 5,93 e^{3,49+0,448 \ln(V [\text{м}^3])+0,107 \ln(V [\text{м}^3])^2}$	
* $F_{\text{то}}$ – площадь поверхности теплообмена у теплообменника		

Анализ эффективности аккумуляторов

Для анализа эффективности аккумуляторов была исследована выборка из тридцати публикаций, охватывающая временной период с 1977 по 2021 год. Характеристика установок и результаты анализа представлены в табл. 2. Анализ характеристик установок, обобщённых в классы, приведён на рис. 3, 4.

Анализ значений коэффициента аккумулирования (рис. 3) показывает, что при определённых условиях на этапе разрядки возможно получить больше электроэнергии, чем было затрачено на этапе зарядки. Это объясняется тем, что электроэнергия не является единственным видом энергии, используемым данным аккумулятором, т.е. обязательным условием для этого является наличие внешнего источника тепла и/или холода. При этом высокий коэффициент аккумулирования не обязательно означает эффективную установку с точки зрения степени термодинамического совершенства. Так, например, установка [29] обладает коэффициентом аккумулирования 111,6%, однако это достигается за счёт использования значительного количества холода от сжиженного природного газа, который используется с достаточно низкой эффективностью, что приводит к значению эксергетического КПД, равного 10,4% (рис. 4).

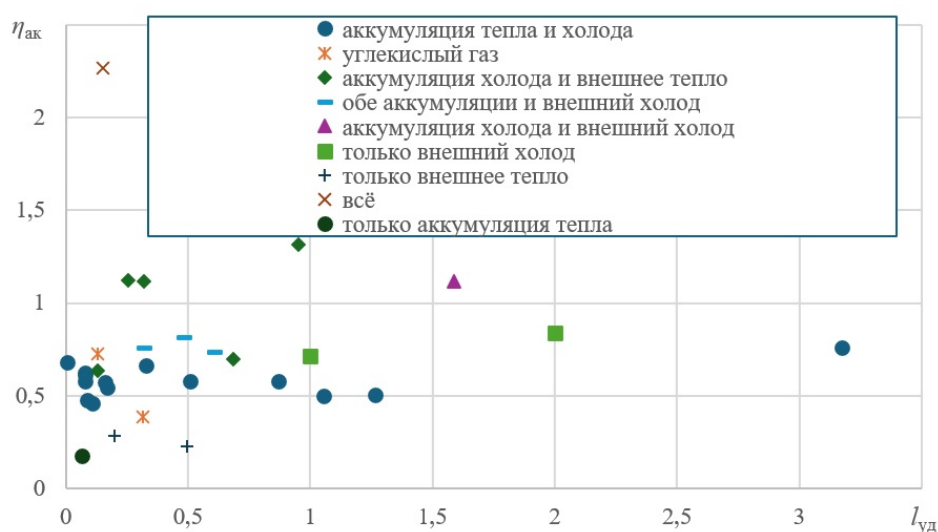


Рис. 3. Зависимость коэффициента аккумулирования $\eta_{ак}$ от удельной энергоёмкости $l_{уд}$

Анализ стоимости оборудования включал в себя оценку стоимости теплообменного оборудования, что в свою очередь требовало оценки площади поверхности теплообмена. Для этого необходимо было задаться значениями коэффициентов теплопередачи и построить тепловую диаграмму (рис. 5). Однако, как показал расчёт, большинство авторов ограничились расчётом термодинамических параметров системы без оценки соответствия результатов второму закону термодинамики. В результате того, что теплоёмкость воздуха c_p имеет ярко выраженный пик в районе критической точки (рис. 6), на тепловой диаграмме появляется характерный изгиб в линии сжатого воздуха, который может приближаться или даже пересекать линию хладагента, что приводит к фактической неработоспособности данной установки.

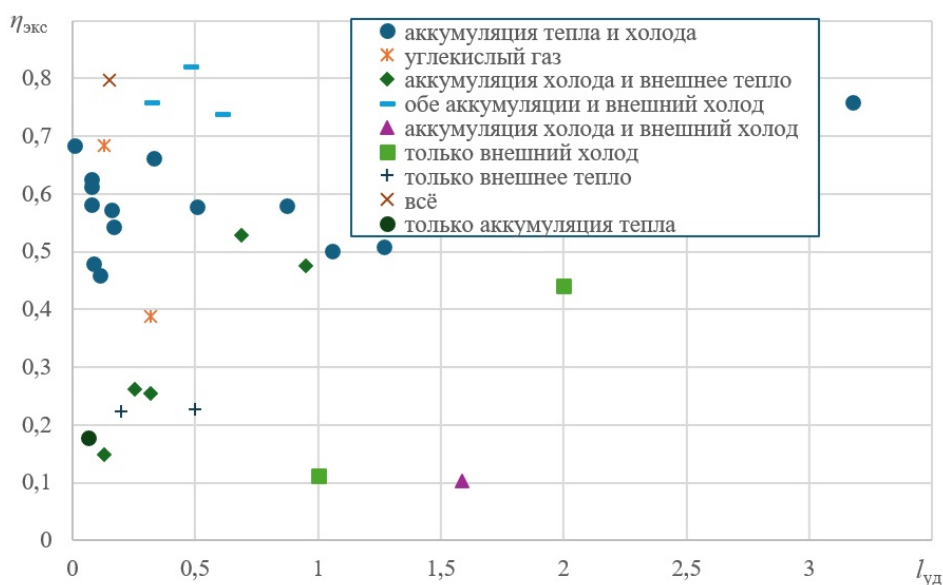


Рис. 4. Зависимость эксергетического КПД $\eta_{\text{экс}}$ от удельной энергоёмкости $l_{\text{уд}}$

В результате точность оценки стоимости таких установок снижается ввиду невозможности адекватной оценки площади поверхности теплообмена. Для избежания подобного эффекта рекомендуется задаваться большим температурным напором в основном криогенном теплообменнике.

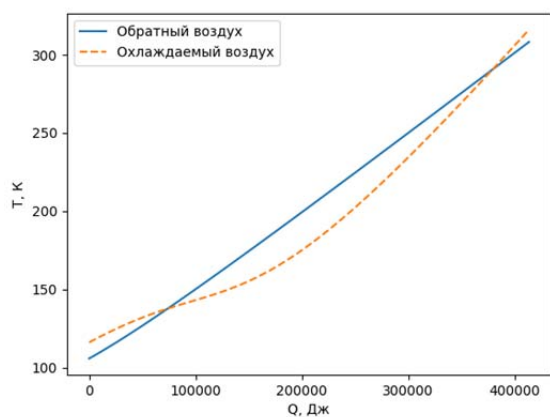


Рис. 5. Тепловая диаграмма основного теплообменника установки [33]

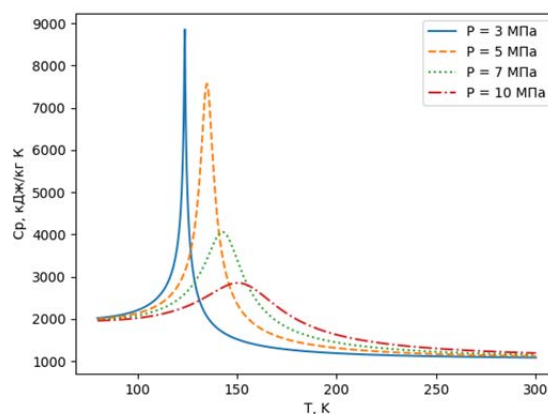


Рис. 6. Зависимость теплоёмкости воздуха от температуры при различных давлениях

Для сравнения различных установок между собой рекомендуется использовать комплексный показатель, оценивающий все вышеперечисленные влияющие факторы:

$$\eta_{\text{комп}} = \sum \eta_{\text{норм}i} k_i, \quad (7)$$

где $\eta_{\text{норм}i}$ – нормализованное минимаксным методом значение соответствующего показателя эффективности; k_i – весовой коэффициент коэффициента.

В данной работе рассмотрено два случая соответствующих весовых коэффициентов. В первом случае они равны друг другу (значение $\eta_{\text{комп}1}$), во втором случае весовой коэффициент коэффициента аккумулирования в 2 раза больше соответствующего значения для эксергетического КПД и удельной стоимости (значение $\eta_{\text{комп}2}$). Снижение веса эксергетического КПД связано с его косвенной природой влияния на энергетические показатели, а снижение веса удельной стоимости связано с низкой точностью расчёта.

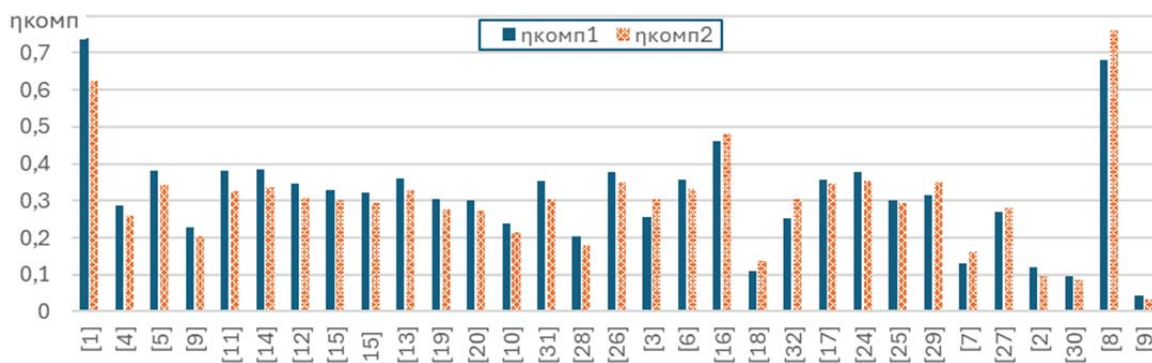


Рис. 7. Значения комплексного показателя эффективности установок в исследованиях различных авторов

Результаты расчёта комплексных показателей эффективности представлены в табл. 2 и на рис. 7. Из анализа диаграммы на рис. 7 видно, что в целом показатели в достаточной степени коррелируют друг с другом. Наибольшей эффективностью, согласно данным показателям, будут обладать две установки – первая [1] и установка [8], максимально использующая все способы повышения эффективности (аккумулирование тепла и холода, использование внешнего тепла и холода). При этом в установке [1] высокая эффективность достигается за счёт использования регенеративных теплообменников, что затруднительно на практике из-за того, что температурные уровни будут стремиться выровняться с течением времени и работа на длительном временном диапазоне будет невозможна.

Таблица 2. Установки с рассчитанными значениями показателей эффективности

Аккумуляирование			Внешнее		Рабочее тело	Показатели				
Источник	тепла	холода	тепло	холод		$\eta_{ак}$	$\eta_{экс}$	$l_{уд}$	$\eta_{комп1}$	$\eta_{комп2}$
[1]	+	+			Воздух	0,759	0,759	3,174	0,741	0,625
[3]		+	+		Воздух	1,120	0,254	0,318	0,255	0,304
[4]	+	+			Воздух	0,544	0,544	0,170	0,287	0,259
[2]			+		Воздух	0,227	0,227	0,497	0,118	0,095
[5]	+	+			Воздух	0,663	0,663	0,330	0,380	0,343
[6]		+	+		Воздух	0,698	0,528	0,686	0,358	0,331
[7]				+	Воздух	0,717	0,112	0,377	0,129	0,161
[9]	+	+			Воздух	0,460	0,460	0,111	0,227	0,204
[9]	+				Воздух	0,178	0,178	0,065	0,042	0,032
[11]	+	+			Воздух	0,508	0,508	1,266	0,379	0,324
[14]	+	+			Воздух	0,579	0,579	0,871	0,383	0,336
[16]		+	+		Воздух	1,315	0,475	0,952	0,459	0,481
[12]	+	+			Воздух	0,578	0,578	0,508	0,345	0,306
[8]	+	+	+	+	Воздух	2,266	0,798	0,150	0,682	0,761
[15]	+	+			Воздух	0,626	0,626	0,079	0,330	0,301
[15]	+	+			Воздух	0,613	0,613	0,079	0,322	0,293
[17]	+	+		+	Воздух	0,820	0,530	0,481	0,357	0,345
[13]	+	+			Воздух	0,683	0,683	0,007	0,359	0,330
[18]		+	+		Воздух	0,639	0,148	0,129	0,108	0,136
[19]	+	+			Воздух	0,573	0,573	0,161	0,305	0,276
[20]	+	+			СПГ	0,581	0,581	0,080	0,301	0,274
[10]	+	+			Воздух	0,480	0,480	0,088	0,237	0,214
[24]	+	+		+	Воздух	0,760	0,628	0,322	0,378	0,353
[25]	+	+		+	Воздух	0,738	0,413	0,610	0,301	0,293
[26]		+	+		CO ₂	0,724	0,684	0,130	0,379	0,349
[27]				+	Воздух	0,843	0,441	-	0,268	0,281
[28]	+	+			CO ₂	0,388	0,388	0,316	0,203	0,177
[29]		+		+	Воздух	1,116	0,104	1,587	0,316	0,349
[30]			+		Воздух	0,285	0,224	0,199	0,095	0,084
[31]	+	+			Азот	0,502	0,502	1,056	0,354	0,304
[32]				+	Воздух	1,122	0,263	0,256	0,253	0,303

Закключение

Рассмотрен вопрос оценки эффективности криогенных аккумуляторов энергии. Предлагается оценка с точки зрения энергетической, эксергетической и экономической эффективности, а также комплексным методом, который оценивает данные стороны в совокупности. Методика оценки апробирована на выборке из 30 аккумуляторов, предложенных в различных публикациях.

Анализ коэффициентов аккумулирования показал, что в определённых случаях при использовании внешнего холода и/или тепла его значение может достигать 100% или даже превышать его. При этом это необязательно означает высокую эффективность системы, так как этим показателем не оценивается качество преобразования внешних источников тепла и/или холода. Для оценки качества преобразования энергии предлагается использовать эксергетический КПД установок, который представляет собой произведение эксергетических КПД циклов зарядки и разрядки и учитывает вспомогательный подвод тепла и/или холода. Для эффективных установок вполне достижимо значение эксергетического КПД порядка 70%, но для этого обязательно нужно вспомогательное аккумулирование тепла сжатия в компрессорах и вспомогательное аккумулирование холода сжиженного криопродукта.

Оценка удельной энергоёмкости показала достаточно низкую надёжность данного показателя, так как модели стоимости дают большой разброс значений между собой и сильно зависят от масштабного фактора. Кроме того, для расчёта стоимости теплообменников необходим расчёт их тепловых диаграмм, что не всегда проводится авторами публикаций, из-за чего оценка стоимости становится невозможной.

Комплексный показатель, учитывающий все три стороны оценки эффективности, показывает, что наиболее эффективной установкой с учётом весовых коэффициентов является установка, использующая как вспомогательное аккумулирование тепла и холода, так и внешние холод и тепло. Для более полной оценки эффективности рекомендуется учитывать также экологические характеристики установки, например углеродный след, а также эксплуатационные затраты.

Результаты работы получены при финансовой поддержке Минобрнауки России (проект № FSSS-2024-0017).

Библиографический список

1. Smith E.M. Storage of electrical energy using supercritical liquid air // *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers*. 1977. V. 191, Iss. 1. P. 289-298. DOI: 10.1243/pime_proc_1977_191_035_02
2. Morgan R., Nelmes S., Gibson E., Brett G. Liquid air energy storage – Analysis and first results from a pilot scale demonstration plant // *Applied Energy*. 2015. V. 137. P. 845-853. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.07.109
3. Li Y., Cao H., Wang S., Jin Y., Li D., Wang X., Ding Y. Load shifting of nuclear power plants using cryogenic energy storage // *Applied Energy*. 2014. V. 113. P. 1710-1716. DOI: 10.1016/j.apenergy.2013.08.077
4. Guizzi G., Manno M., Tolomei L., Vitali R. Thermodynamic analysis of a liquid air energy storage system // *Energy*. 2015. V. 93. P. 1639-1647. DOI: 10.1016/j.energy.2015.10.030
5. She X., Li Y., Peng X., Ding Y. Theoretical analysis on performance enhancement of stand-alone liquid air energy storage from perspective of energy storage and heat transfer // *Energy Procedia*. 2017. V. 142. P. 3498-3504. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.12.236
6. Lee I., Park J., Moon I. Conceptual design and exergy analysis of combined cryogenic energy storage and LNG regasification processes: Cold and power integration // *Energy*. 2017. V. 140. P. 106-115. DOI: 10.1016/j.energy.2017.08.054
7. Gökçeer T., Demirkaya G., Padilla R.V. Thermoeconomic analysis of liquid air energy storage system // *Proceedings of the ASME 2017 11th International Conference on Energy Sustainability* (June, 26-30, 2017, Charlotte, North Carolina, USA). DOI: 10.1115/ES2017-3370

8. Kim J., Noh Y., Chang D. Storage system for distributed-energy generation using liquid air combined with liquefied natural gas // *Applied Energy*. 2018. V. 212. P. 1417-1432. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.12.092
9. Hamdy S., Morosuk T., Tsatsaronis G. Cryogenics-based energy storage: Evaluation of cold exergy recovery cycles // *Energy*. 2017. V. 138. P. 1069-1080. DOI: 10.1016/j.energy.2017.07.118
10. Hamdy S., Morosuk T., Tsatsaronis G. Exergoeconomic optimization of an adiabatic cryogenics-based energy storage system // *Energy*. 2019. V. 183. P. 812-824. DOI: 10.1016/j.energy.2019.06.176
11. Sciacovelli A., Vecchi A., Ding Y. Liquid air energy storage (LAES) with packed bed cold thermal storage – From component to system level performance through dynamic modelling // *Applied Energy*. 2017. V. 190. P. 84-98. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.12.118
12. Peng H., Shan X., Yang Y., Ling X. A study on performance of a liquid air energy storage system with packed bed units // *Applied Energy*. 2018. V. 211. P. 126-135. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.11.045
13. Lin X., Wang L., Xie N., Li G., Chen H. Thermodynamic analysis of the cascaded packed bed cryogenic storage based supercritical air energy storage system // *Energy Procedia*. 2019. V. 158. P. 5079-5085. DOI: 10.1016/j.egypro.2019.01.639
14. She X., Peng X., Nie B., Leng G., Zhang X., Weng L., Tong L., Zheng L., Wang L., Ding Y. Enhancement of round trip efficiency of liquid air energy storage through effective utilization of heat of compression // *Applied Energy*. 2017. V. 206. P. 1632-1642. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.09.102
15. Peng X., She X., Cong L., Zhang T., Li C., Li Y., Wang L., Tong L., Ding Y. Thermodynamic study on the effect of cold and heat recovery on performance of liquid air energy storage // *Applied Energy*. 2018. V. 221. P. 86-99. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.03.151
16. Krawczyk P., Szabłowski Ł., Karellas S., Kakaras E., Badyda K. Comparative thermodynamic analysis of compressed air and liquid air energy storage systems // *Energy*. 2018. V. 142. P. 46-54. DOI: 10.1016/j.energy.2017.07.078
17. Zhang T., Chen L., Zhang X., Mei S., Xue X., Zhou Y. Thermodynamic analysis of a novel hybrid liquid air energy storage system based on the utilization of LNG cold energy // *Energy*. 2018. V. 155. P. 641-650. DOI: 10.1016/j.energy.2018.05.041
18. Cetin T., Kanoglu M., Yanikomer N. Cryogenic energy storage powered by geothermal energy // *Geothermics*. 2019. V. 77. P. 34-40. DOI: 10.1016/j.geothermics.2018.08.005
19. Zhang T., Zhang X., Xue X., Wang G., Mei S. Thermodynamic analysis of a hybrid power system combining Kalina cycle with liquid air energy storage // *Entropy*. 2019. V. 21, Iss. 3. DOI: 10.3390/e21030220
20. Liu Y., Tan H. Preliminary study on a new cryogenic energy storage system based on natural gas liquefaction // *Proceedings of the 14th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, ICIEA (June, 19-21, 2019, Xi'an, China)*. 2019. P. 483-487. DOI: 10.1109/ICIEA.2019.8833884
21. She X., Wang H., Zhang T., Li Y., Zhao X., Ding Y., Wang C. Liquid air energy storage – A critical review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2025. V. 208. DOI: 10.1016/j.rser.2024.114986
22. Fang Z., Pan Z., Ma G., Yu J., Shang L., Zhang Z. Exergoeconomic, exergoenvironmental analysis and multi-objective optimization of a novel combined cooling, heating and power system for liquefied natural gas cold energy recovery // *Energy*. 2023. V. 269. DOI: 10.1016/j.energy.2023.126752

23. Abdolalipouradl M., Khalilarya S., Jafarmadar S. Exergoeconomic analysis of a novel integrated transcritical CO₂ and Kalina 11 cycles from Sabalan geothermal power plant // *Energy Conversion and Management*. 2019. V. 195. P. 420-435. DOI: 10.1016/j.enconman.2019.05.027
24. Peng X., She X., Li C., Luo Y., Zhang T., Li Y., Ding Y. Liquid air energy storage flexibly coupled with LNG regasification for improving air liquefaction // *Applied Energy*. 2019. V. 250. P. 1190-1201. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.05.040
25. She X., Zhang T., Cong L., Peng X., Li C., Luo Y., Ding Y. Flexible integration of liquid air energy storage with liquefied natural gas regasification for power generation enhancement // *Applied Energy*. 2019. V. 251. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113355
26. Xu M., Zhao P., Huo Y., Han J., Wang J., Dai Y. Thermodynamic analysis of a novel liquid carbon dioxide energy storage system and comparison to a liquid air energy storage system // *Journal of Cleaner Production*. 2020. V. 242. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.118437
27. Park J., You F., Cho H., Lee I., Moon I. Novel massive thermal energy storage system for liquefied natural gas cold energy recovery // *Energy*. 2020. V. 195. DOI: 10.1016/j.energy.2020.117022
28. Zhang Y., Yao E., Zhang X., Yang K. Thermodynamic analysis of a novel compressed carbon dioxide energy storage system with low-temperature thermal storage // *International Journal of Energy Research*. 2020. V. 44, Iss. 8. P. 6531-6554. DOI: 10.1002/er.5387
29. Qi M., Park J., Kim J., Lee I., Moon I. Advanced integration of LNG regasification power plant with liquid air energy storage: Enhancements in flexibility, safety, and power generation // *Applied Energy*. 2020. V. 269. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115049
30. Cetin T., Kanoglu M., Bedir F. Integration of cryogenic energy storage and cryogenic organic cycle to geothermal power plants // *Geothermics*. 2020. V. 87. DOI: 10.1016/j.geothermics.2020.101830
31. Wang C., Akkurt N., Zhang X., Luo Y., She X. Techno-economic analyses of multi-functional liquid air energy storage for power generation, oxygen production and heating // *Applied Energy*. 2020. V. 275. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115392
32. Park J., Cho S., Qi M., Noh W., Lee I., Moon I. Liquid air energy storage coupled with liquefied natural gas cold energy: Focus on efficiency, energy capacity, and flexibility // *Energy*. 2021. V. 216. DOI: 10.1016/j.energy.2020.119308
33. Liu Q., He Z., Liu Y., He Y. Thermodynamic and parametric analyses of a thermoelectric generator in a liquid air energy storage system // *Energy Conversion and Management*. 2021. V. 237. DOI: 10.1016/j.enconman.2021.114117

ASSESSMENT OF CRYOGENIC ENERGY STORAGE SYSTEMS EFFICIENCY

© 2025

E. V. Blagin

Candidate of Science (Engineering), Associate Professor
of the Heat Engineering Department;
Samara National Research University, Samara, Russian Federation;
blagin.ev@ssau.ru

D. A. Uglanov

Doctor of Science (Engineering), Professor of the Heat Engineering Department;
Samara National Research University, Samara, Russian Federation;
uglanov.da@ssau.ru

This study evaluates the efficiency of cryogenic energy storage systems from energy, exergy, and economic perspectives. Cryogenic energy storage systems that store energy through gas liquefaction and regasification, offer high energy capacity but face challenges in storage efficiency. The authors propose a comprehensive performance indicator that integrates these factors, addressing limitations of

traditional metrics like the round-trip efficiency, which fails to account for external heat/cold sources. Analysis of 30 installations reveals that systems utilizing compression heat and cryogenic cold achieve up to 70% efficiency, while those relying solely on electricity average 25%. Key findings highlight the trade-offs between energy density, cost, and thermodynamic perfection, with advanced configurations (e.g., hybrid systems with LNG cold recovery) achieving round-trip efficiency more than 100% but lower exergy efficiency (10.4%). A novel composite metric balances η_a , exergy efficiency, and specific energy capacity, identifying optimal designs. The study concludes that integrating auxiliary heat/cold storage and external energy sources (e.g., geothermal, LNG) enhances performance, though practical constraints like regenerative heat exchanger stability persist.

Cryogenic energy storage; round-trip efficiency; exergy efficiency; specific energy capacity

Citation: Blagin E.V., Uglanov D.A. Assessment of cryogenic energy storage systems efficiency. *Vestnik of Samara University. Aerospace and Mechanical Engineering*. 2025. V. 24, no. 2. P. 109-123. DOI: 10.18287/2541-7533-2025-24-2-109-123

References

1. Smith E.M. Storage of electrical energy using supercritical liquid air. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers*. 1977. V. 191, Iss. 1. P. 289-298. DOI: 10.1243/pime_proc_1977_191_035_02
2. Morgan R., Nelmes S., Gibson E., Brett G. Liquid air energy storage – Analysis and first results from a pilot scale demonstration plant. *Applied Energy*. 2015. V. 137. P. 845-853. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.07.109
3. Li Y., Cao H., Wang S., Jin Y., Li D., Wang X., Ding Y. Load shifting of nuclear power plants using cryogenic energy storage. *Applied Energy*. 2014. V. 113. P. 1710-1716. DOI: 10.1016/j.apenergy.2013.08.077
4. Guizzi G., Manno M., Tolomei L., Vitali R. Thermodynamic analysis of a liquid air energy storage system. *Energy*. 2015. V. 93. P. 1639-1647. DOI: 10.1016/j.energy.2015.10.030
5. She X., Li Y., Peng X., Ding Y. Theoretical analysis on performance enhancement of stand-alone liquid air energy storage from perspective of energy storage and heat transfer. *Energy Procedia*. 2017. V. 142. P. 3498-3504. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.12.236
6. Lee I., Park J., Moon I. Conceptual design and exergy analysis of combined cryogenic energy storage and LNG regasification processes: Cold and power integration. *Energy*. 2017. V. 140. P. 106-115. DOI: 10.1016/j.energy.2017.08.054
7. Gökçeer T., Demirkaya G., Padilla R.V. Thermoeconomic analysis of liquid air energy storage system. *Proceedings of the ASME 2017 11th International Conference on Energy Sustainability (June, 26-30, 2017, Charlotte, North Carolina, USA)*. DOI: 10.1115/ES2017-3370
8. Kim J., Noh Y., Chang D. Storage system for distributed-energy generation using liquid air combined with liquefied natural gas. *Applied Energy*. 2018. V. 212. P. 1417-1432. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.12.092
9. Hamdy S., Morosuk T., Tsatsaronis G. Cryogenics-based energy storage: Evaluation of cold exergy recovery cycles. *Energy*. 2017. V. 138. P. 1069-1080. DOI: 10.1016/j.energy.2017.07.118
10. Hamdy S., Morosuk T., Tsatsaronis G. Exergoeconomic optimization of an adiabatic cryogenics-based energy storage system. *Energy*. 2019. V. 183. P. 812-824. DOI: 10.1016/j.energy.2019.06.176
11. Sciacovelli A., Vecchi A., Ding Y. Liquid air energy storage (LAES) with packed bed cold thermal storage – From component to system level performance through dynamic modelling. *Applied Energy*. 2017. V. 190. P. 84-98. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.12.118

12. Peng H., Shan X., Yang Y., Ling X. A study on performance of a liquid air energy storage system with packed bed units. *Applied Energy*. 2018. V. 211. P. 126-135. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.11.045
13. Lin X., Wang L., Xie N., Li G., Chen H. Thermodynamic analysis of the cascaded packed bed cryogenic storage based supercritical air energy storage system. *Energy Procedia*. 2019. V. 158. P. 5079-5085. DOI: 10.1016/j.egypro.2019.01.639
14. She X., Peng X., Nie B., Leng G., Zhang X., Weng L., Tong L., Zheng L., Wang L., Ding Y. Enhancement of round trip efficiency of liquid air energy storage through effective utilization of heat of compression. *Applied Energy*. 2017. V. 206. P. 1632-1642. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.09.102
15. Peng X., She X., Cong L., Zhang T., Li C., Li Y., Wang L., Tong L., Ding Y. Thermodynamic study on the effect of cold and heat recovery on performance of liquid air energy storage. *Applied Energy*. 2018. V. 221. P. 86-99. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.03.151
16. Krawczyk P., Szablowski Ł., Karellas S., Kakaras E., Badyda K. Comparative thermodynamic analysis of compressed air and liquid air energy storage systems. *Energy*. 2018. V. 142. P. 46-54. DOI: 10.1016/j.energy.2017.07.078
17. Zhang T., Chen L., Zhang X., Mei S., Xue X., Zhou Y. Thermodynamic analysis of a novel hybrid liquid air energy storage system based on the utilization of LNG cold energy. *Energy*. 2018. V. 155. P. 641-650. DOI: 10.1016/j.energy.2018.05.041
18. Cetin T., Kanoglu M., Yanikomer N. Cryogenic energy storage powered by geothermal energy. *Geothermics*. 2019. V. 77. P. 34-40. DOI: 10.1016/j.geothermics.2018.08.005
19. Zhang T., Zhang X., Xue X., Wang G., Mei S. Thermodynamic analysis of a hybrid power system combining Kalina cycle with liquid air energy storage. *Entropy*. 2019. V. 21, Iss. 3. DOI: 10.3390/e21030220
20. Liu Y., Tan H. Preliminary study on a new cryogenic energy storage system based on natural gas liquefaction. *Proceedings of the 14th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, ICIEA (June, 19-21, 2019, Xi'an, China)*. 2019. P. 483-487. DOI: 10.1109/ICIEA.2019.8833884
21. She X., Wang H., Zhang T., Li Y., Zhao X., Ding Y., Wang C. Liquid air energy storage – A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2025. V. 208. DOI: 10.1016/j.rser.2024.114986
22. Fang Z., Pan Z., Ma G., Yu J., Shang L., Zhang Z. Exergoeconomic, exergoenvironmental analysis and multi-objective optimization of a novel combined cooling, heating and power system for liquefied natural gas cold energy recovery. *Energy*. 2023. V. 269. DOI: 10.1016/j.energy.2023.126752
23. Abdolalipouradl M., Khalilarya S., Jafarmadar S. Exergoeconomic analysis of a novel integrated transcritical CO₂ and Kalina 11 cycles from Sabalan geothermal power plant. *Energy Conversion and Management*. 2019. V. 195. P. 420-435. DOI: 10.1016/j.enconman.2019.05.027
24. Peng X., She X., Li C., Luo Y., Zhang T., Li Y., Ding Y. Liquid air energy storage flexibly coupled with LNG regasification for improving air liquefaction. *Applied Energy*. 2019. V. 250. P. 1190-1201. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.05.040
25. She X., Zhang T., Cong L., Peng X., Li C., Luo Y., Ding Y. Flexible integration of liquid air energy storage with liquefied natural gas regasification for power generation enhancement. *Applied Energy*. 2019. V. 251. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113355
26. Xu M., Zhao P., Huo Y., Han J., Wang J., Dai Y. Thermodynamic analysis of a novel liquid carbon dioxide energy storage system and comparison to a liquid air energy storage system. *Journal of Cleaner Production*. 2020. V. 242. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.118437

27. Park J., You F., Cho H., Lee I., Moon I. Novel massive thermal energy storage system for liquefied natural gas cold energy recovery. *Energy*. 2020. V. 195. DOI: 10.1016/j.energy.2020.117022
28. Zhang Y., Yao E., Zhang X., Yang K. Thermodynamic analysis of a novel compressed carbon dioxide energy storage system with low-temperature thermal storage. *International Journal of Energy Research*. 2020. V. 44, Iss. 8. P. 6531-6554. DOI: 10.1002/er.5387
29. Qi M., Park J., Kim J., Lee I., Moon I. Advanced integration of LNG regasification power plant with liquid air energy storage: Enhancements in flexibility, safety, and power generation. *Applied Energy*. 2020. V. 269. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115049
30. Cetin T., Kanoglu M., Bedir F. Integration of cryogenic energy storage and cryogenic organic cycle to geothermal power plants. *Geothermics*. 2020. V. 87. DOI: 10.1016/j.geothermics.2020.101830
31. Wang C., Akkurt N., Zhang X., Luo Y., She X. Techno-economic analyses of multi-functional liquid air energy storage for power generation, oxygen production and heating. *Applied Energy*. 2020. V. 275. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115392
32. Park J., Cho S., Qi M., Noh W., Lee I., Moon I. Liquid air energy storage coupled with liquefied natural gas cold energy: Focus on efficiency, energy capacity, and flexibility. *Energy*. 2021. V. 216. DOI: 10.1016/j.energy.2020.119308
33. Liu Q., He Z., Liu Y., He Y. Thermodynamic and parametric analyses of a thermoelectric generator in a liquid air energy storage system. *Energy Conversion and Management*. 2021. V. 237. DOI: 10.1016/j.enconman.2021.114117