

## АНАЛІЗ УМОВ ВПРОВАДЖЕННЯ СЕЗОННОГО ГЕОТЕРМАЛЬНОГО АКУМУЛЮВАННЯ В СИСТЕМАХ СОНЯЧНОГО ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

**О.В. Лисак**

Інститут відновлюваної енергетики НАН України,  
02094, вул. Г. Хоткевича, 20А, м. Київ, Україна.

*Метою статті є аналіз застосування сезонного геотермального акумулювання (СГА) у системах сонячного централізованого теплопостачання (ССЦТ). Такі системи, що акумулюють теплоту, вироблену за рахунок сонячної енергії в теплий період року, з подальшим використанням акумульованої теплоти в холодний період року для забезпечення потреб теплопостачання, буде позначено в статті як ССЦТ-СГА.*

*Було виконано класифікацію ССЦТ-СГА та проаналізовано вибір СГА. Найоптимальнішим варіантом вважається акумулювання з використанням «штучних озер». Щодо інших варіантів, то вони переважно є дорожчими за вказане рішення. Що стосується впровадження ССЦТ-СГА, то серед факторів, які сприяли їх широкому розповсюдженню, були: зниження вартості сонячних колекторів, висока ціна на корисні копалини, наявність розгалужених систем теплопостачання, зниження температурного графіку в теплових мережах. Проте в умовах України впровадження ССЦТ-СГА наразі може бути значно ускладненим через значну кількість систем централізованого теплопостачання (ЦТ), що перебувають у край занедбаному стані.*

*ССЦТ-СГА є порівняно новим видом систем ЦТ, вартість теплоти від них ще не є усталеною величиною, як і вартість самих систем. За рахунок постійного удосконалення, напрацювання нових технічних рішень та збільшення досвіду впровадження нових систем кінцева вартість теплопостачання від них постійно зменшувалась протягом минулих десятиліть. Тому в роботі розглянуто поточний стан досліджень щодо зменшення вартості ССЦТ-СГА та необхідні умови для ефективного впровадження ССЦТ-СГА. Як показав проведений економічний аналіз, зі збільшенням об'єму значно знижується вартість акумулятора, що дозволяє обґрунтувати його використання в ЦТ у разі високої щільності споживання теплоти. Бібл. 45, табл. 1, рис. 2.*

**Ключові слова:** відновлювана енергетика, опалення, сезонне акумулювання, геотермальна енергетика.

## ANALYSIS OF THE CONSIDERATIONS FOR THE IMPLEMENTATION OF SEASONAL GEOTHERMAL ENERGY STORAGE USED IN SOLAR DISTRICT HEATING SYSTEMS

**O. Lysak**

Institute of Renewable Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine,  
02094, 20A Hnata Khotkevycha St., Kyiv, Ukraine.

*The purpose of this article is to analyze the application of seasonal geothermal energy storage (SGES), also known as seasonal thermal energy storage (STES) or underground thermal energy storage (UTES), in solar district heating systems (SDHS). Such systems are designated in the article as SDHS-SGES, which store heat from solar collectors in hot months for space heating use when needed, including during winter months.*

*The classification of SDHS-STES was made and the possible choice of a STES solution was analyzed. From the economical point of view, the best solution is the usage of pit thermal energy storage (PTES) systems. As for other options, they either cost more than PTES or they require some very special environment to install them. In order to show how much consumers could be supplied by SDHS-STES, there were shown some examples.*

With regard to the introduction of SDHS-STES, among the factors that contributed to their widespread use were: lower cost of solar collectors, high prices for fossil fuels, the exist of district heating systems, lowering the temperature regime in district heating. However, in Ukraine, at present, the implementation of SDHS-STES can be significantly complicated due to the large number of district heating (DH) systems in a very neglected state.

Since SDHS-SGES is a relatively new type of DH systems, the cost of heat from them is not yet an established value, as well as the cost of the systems themselves. Due to constant improvement, development of new solutions and increasing experience in the implementation of new systems, the cost of such system has been constantly decreasing over the past decades. Therefore, the work considers the current state of research on what are the directions for reducing the cost of SDHS-SGES and what conditions are necessary for the implementation of SDHS-SGES.

As shown by the conducted economic analysis, with an increase in volume, the cost of the thermal energy storage significantly decreases, which makes it possible to justify the use of DH systems in the case of a high density of heat consumption. Ref. 45, table. 1, fig. 2.

**Keywords:** renewable energy, heating, seasonal storage, geothermal energy, central solar water heating



O.V. Lysak  
O. Lysak

**Відомості про автора:** головний технолог Інституту відновлюваної енергетики НАНУ

**Освіта:** Київський національний університет будівництва і архітектури. Спеціальність «Теплогазопостачання і вентиляція»

**Наукова сфера:** відновлювані джерела енергії, геотермальна енергетика, системи акумулювання теплоти

**Публікації:** понад 20

**ORCID:** 0000-0002-4934-0685

**Контакти:** тел./факс: +38(044)206-28-09

**e-mail:** geotherm@ukr.net

**Author information:** chief technologist at the Institute for Renewable Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine

**Education:** Kyiv National University of Construction and Architecture. The degree in heat & gas supply and ventilation

**Research area:** renewable energy sources, geothermal energy, heat storage systems.

**Publications:** more than 20

**ORCID:** 0000-0002-4934-0685

**Contacts:** phone/fax: +38(044)206-28-09

**e-mail:** geotherm@ukr.net

**Вступ.** Останніми роками суттєво зросли потужність та частка джерел відновлюваної енергії, зокрема в системах теплопостачання [1]. Технології, які ще декілька десятиліть тому розглядались як експериментальні і впровадження яких потребувало значних інвестицій та допомоги з боку держави, сьогодні вже є конкурентоспроможними й здатними замінити існуючі системи теплопостачання з використанням горючих корисних копалин як палива, що, зокрема, має знизити кількість викидів вуглекислого газу й стати ще одним кроком в боротьбі з глобальними змінами клімату [2, 3].

Водночас сьогодні темпи й масштаби заміщення традиційних джерел енергії на

відновлювані вважаються незадовільними, оскільки проблема глобального потепління дедалі швидше набирає обертів – тож її подолання потребує міжнародного координування зусиль. Так, з 1 по 12 листопада 2021 року має відбутися Конференція ООН зі зміни клімату, також відома як COP26 (Conference of the Parties, the 26<sup>th</sup> meeting). На конференції буде представлена дорожня карта щодо майбутнього енергетичного сектора, розроблена Міжнародним енергетичним агентством (МЕА, англ. International Energy Agency, IEA), метою якої є досягнення глобальної вуглецевої нейтральності до 2050 року та обмеження глобального зростання температури 1,5 °C [4].

Термін «вуглецева нейтральність» має дещо відмінні значення залежно від джерела літератури [5], але в даному разі йдеться про чисті нульові (англ. net zero) викиди вуглекислого газу за рахунок балансування викидів вуглецю з видаленням вуглецю з атмосфери. Зазначимо, що технології з уловлювання та використання вуглецю на даному етапі представлені не промисловим, а лабораторно-експериментальним устаткуванням [6], тобто єдиним дійсним інструментом боротьби зі змінами клімату є саме зниження викидів вуглекислого газу. При цьому технології з уловлювання викидів вуглекислого газу при спалюванні корисних копалин досі не здатні забезпечувати як екологічні, так й економічні вимоги, як це було продемонстровано на прикладі спалювання вугілля [7].

Для досягнення поставленої мети було запропоновано цілий ряд рішень [4], зокрема заборона з 2025 року продажу котлів, що використовують горючі корисні копалини. Таким чином, створення систем теплопостачання, що використовують відновлювальні джерела енергії, отримує додатковий стимул.

Зокрема, потенційною заміною системам централізованого теплопостачання (ЦТ) з використанням традиційних джерел енергії є система сонячного централізованого теплопостачання (ССЦТ) з використанням сезонного геотермального акумулювання (СГА), тобто такі системи також можна позначити як ССЦТ-СГА. Їхній принцип роботи такий: в теплий період року сонячні колектори генерують теплову енергію, яка накопичується в СГА, а в холодний період року накопичена теплота використовується для забезпечення теплопостачання будівель [8].

**Метою дослідження** є аналіз технологічних рішень та напрямів розвитку ССЦТ-СГА задля визначення можливих напрямів удосконалення роботи таких систем та можливості впровадження їх в умовах України.

#### **Формулювання завдання**

Для виконання поставленої мети були сформувані такі задачі:

- надати класифікацію ССЦТ-СГА й проаналізувати вибір СГА;
- проаналізувати сфери застосування ССЦТ-СГА й надати приклади їх впровадження;
- розглянути розвиток систем ЦТ в Україні з огляду на можливість впровадження ССЦТ-СГА в Україні та порівняти їх з особливостями впровадження ССЦТ-СГА в інших країнах світу;
- порівняти вартість різних систем акумулювання теплоти – як сезонних, так і несезонних, – щоби продемонструвати економічні переваги застосування СГА.
- виконати аналіз програмного забезпечення, що застосовується фахівцями для проектування ССЦТ-СГА, зокрема для моделювання теплообміну СГА.

#### **Класифікація системи ССЦТ-СГА та вибір типу СГА**

Перш ніж наводити типи СГА, потрібно розглянути різницю між запропонованим в даній роботі терміном «ССЦТ-СГА» й характеристикою таких систем за кордоном. Важливі узагальнювальні дані щодо ССЦТ-СГА наведено в звіті [9], складеному на замовлення МЕА в рамках Програми співпраці в галузі технологій сонячного опалення та охолодження («IEA Solar Heating and Cooling Programme»).

Як зазначено у звіті [9], класифікація починається з систем «сонячного

теплопостачання» (англ. solar heating), тобто систем, які використовують теплоту, вироблену сонячними колекторами. Надалі типи систем можливо поділити на такі, що використовуються за місцем встановлення сонячних колекторів (коли сонячний колектор приєднано до будівлі, яку він обслуговує), й ті, що підключені до теплової мережі, тобто це і є ССТЦ.

В подальшому системи можливо класифікувати за типом використовуваного ними акумулятора: короткотривалого чи сезонного. В останньому разі це й будуть системи, що класифіковані як ССТЦ-СГА.

Існує чотири типи СГА [8]: 1) з використанням баків-акумуляторів (tank thermal energy storage, TTES); 2) з використанням «штучних озер» (pit thermal energy storage, PTES); 3) з використанням свердловин (borehole thermal energy storage, BTES); 4) з акумуляванням теплоти у водоносному горизонті (aquifer thermal energy storage, ATES). Щодо вибору між ними застосовують різні підходи.

Зокрема, у звіті [9] було розглянуто лише два типи СГА, вибір між якими залежав від необхідної потужності системи та наявності вільного простору для розміщення комплексу ССТЦ-СГА. Застосовувати BTES рекомендовано в разі меншого діапазону потужності (0,7...7 МВт) та обмеженості місця, коли сонячні колектори можуть бути розміщені лише на дахах будівель [9]. Якщо діапазон потужності більший (14...140 МВт) та за наявності вільного місця сонячні колектори можуть бути розміщені на поверхні землі, кращим варіантом вважались PTES [9].

Але наведена вище точка зору не означає, що розробки інших варіантів СГА припинились.

Як свідчить економічний аналіз, проведений в [10], усі чотири типи СГА продовжують упроваджуватись і сьогодні. Розглянуто не тільки власне вартість проєктів, але й причини як завищеної, так і заниженої вартості теплопостачання від ССТЦ-СГА. Здебільшого такі значні коливання вартості пов'язувались із вартістю обладнання (як занадто дороге обладнання, так і занадто дешево), відсутністю резервної системи теплопостачання, незначною часткою теплопостачання від ССТЦ-СГА у загальному теплопостачанні обслуговуваного об'єкта тощо. В результаті при нормалізації вартості теплопостачання від ССТЦ-СГА було встановлено, що лише PTES та в деяких випадках ATES є економічно конкурентоспроможними у порівнянні з газовими системами опалення. Зниження вартості ATES було досягнуто за рахунок відмови від додаткового джерела теплопостачання та застосування низьких температур теплопостачання. Зокрема, йшлося про теплопостачання теплиці за максимальної температури 25 °С. Відзначимо, що температура водоносного горизонту може бути вищою за наведене значення, а отже, мати вищі економічні показники та перспективи щодо впровадження [11–13].

Таким чином, можна зробити висновок, що саме системи PTES є найдоцільнішими на даному етапі розвитку технологій СГА, що також підтверджується широким впровадженням таких систем в Данії – країні, яка є лідером у сфері застосування ССТЦ-СГА [14]. Зокрема, майже усі наведені в [14] ССТЦ-СГА є PTES, лише одна була BTES.

Стосовно економічних показників PTES привертає увагу те, що в [9] значення LCOE (англ.

levelized cost of energy, приведена вартість енергії) від PTES є помітно меншими, ніж для фактичних значень, проаналізованих в [10]. Так, у [9] вказано, що LCOE в умовах Південної Європи становила 33...43 €/ (МВт·год), а в умовах Центральної Європи – 47...63 €/ (МВт·год). Розглянутий в [10] діапазон LCOE складав 47...88 €/ (МВт·год).

### Сфери застосування ССЦТ-СГА

Хоча на початку роботи зазначалось, що ССЦТ-СГА мають замінити собою системи опалення, які використовують корисні копалини як джерело енергії, ССЦТ-СГА переважно застосовуються як складова частина нових житлових комплексів [15,16]. Це пояснюється тим, що обслуговувані розглянутими системами будинки мали вищий коефіцієнт термічного опору, а отже, – й менші тепловтрати. Також не було необхідності модернізувати наявну інфраструктуру, як таку, що не відповідає стандартам раціонального використання низькотемпературних систем опалення, характерних у випадку ССЦТ-СГА. Проте питання зменшеної температури теплоносія в системах ЦТ залишається дискусійним. Зокрема, в [17] оптимальною температурою подачі теплоносія вважались 60...70 °С: вищі показники призводили до збільшеного споживання палива, нижчі – до більших витрат на встановлення системи. Але існує й альтернативний погляд на це питання, а саме в [14] автори розглядали перспективи зниження температури подачі теплоносія в мережі до 50 °С, стверджуючи, що це дозволить знизити тепловтрати в мережі та підвищити ефективність застосування сонячних колекторів.

Інший напрям впровадження ССЦТ-СГА – гаряче водопостачання (ГВП), але в разі

теплопостачання малоповерхових індивідуальних будівель у теплий період року основним джерелом теплопостачання систем ГВП можуть бути індивідуальні системи, що використовують сонячні колектори без акумулювання, розташовані на даху будівель, а як резервне джерело енергії – котли [3]. У впроваджених проєктах такі котли використовували переважно традиційне паливо, але в майбутньому джерелом теплоти в таких системах можуть стати відновлювані джерела енергії. Зокрема, пропонується замінювати природний газ на водень [8].

Більшість впроваджуваних донині систем сонячного теплопостачання з використанням сезонного геотермального акумулювання було розроблено для малоповерхових індивідуальних будівель, тобто сьогодні відсутні значущі дані щодо того, які результати аналогічні системи можуть демонструвати за умови щільної міської забудови [3]. Попередню оцінку можливості впровадження розглянутих систем у містах слід проводити з урахуванням обмеження об'єму та площі, необхідних для сезонного геотермального акумулятора. Його характеристики залежать від вибраного принципу роботи акумулятора, наявності чи відсутності теплового насосу в схемі його роботи й температурного режиму споживачів теплової енергії.

Загалом спостерігається тенденція до зниження вартості ССЦТ-СГА. Розглянемо застосування таких систем у Данії, яка є світовим лідером у їх впровадженні. Так, близько 70 % потужних ССЦТ встановлено в Данії [14]. Серед перелічених сприятливих факторів для впровадження в Данії систем ССЦТ такі:

1) низька вартість сонячних колекторів та виробництво здебільшого сонячних колекторів високої ефективності;

2) висока вартість інших джерел енергії: електроенергії та природного газу (в період зниження вартості газу уряд підвищував податок на його використання [18], щоб зберегти для споживачів стимул для переходу на відновлювані джерела енергії);

3) статус компаній, що займаються теплопостачанням та перебувають у власності спільноти, по суті, кінцевих споживачів виробленої продукції (компанії, які займаються теплопостачанням [18,19], повинні бути неприбутковими організаціями);

4) високий відсоток доступу споживачів до ЦТ у країні знижує вартість початкових інвестицій для створення ССЦТ;

5) наявність дешевої та доступної землі для розміщення сонячних колекторів у сільській та приміській місцевості, що знижує вартість встановлення системи генерації теплоти (сонячних колекторів) та СГА.

### **Приклади впровадження ССЦТ-СГА в різних країнах**

Далі розглянемо приклади встановлення систем для обслуговування різних споживачів.

#### *1. TTES*

##### *1.1. Friedrichshafen (Німеччина)*

Дана система створювались у два етапи. На першому етапі (1996 рік) ССЦТ-СГА увійшла до складу системи ЦТ, що обслуговувала 280 квартир у багатоквартирних будинках та дитячий садок. Загальна площа для опалення означених приміщень складала приблизно 23 000 м<sup>2</sup> [15,20]. На другому етапі до системи акумулювання було підключено систему ЦТ

блокованої забудови (тип малоповерхової житлової забудови з розташуванням у ряд однотипних житлових будинків, що блокуються один з одним боковими стінами) на 110 квартир.

##### *1.2. Мюнхен (Німеччина)*

У 2007 році в Мюнхені була встановлена система ССЦТ-СГА, яка обслуговувала 300 будинків [21].

#### *2. BTES*

##### *2.1. Neckarsulm (Німеччина)*

Система була впроваджена в 1997 році й двічі розширена (у 1998 та 2001 роках). Повне проектне значення запасу тепла в акумуляторі було досягнуто через п'ять років після початку подачі енергії до нього [20]. На даному етапі розглянута система забезпечує теплопостачання 300 квартир, школи, магазину та двох будинків для літніх людей.

##### *2.2. Drake Landing Solar Community (Канада)*

Система була впроваджена в 2007 році. Як і в попередній системі, знадобилося п'ять років для того, щоби вийти на проектне значення запасу тепла в акумуляторі [16,22,23]. Дана система обслуговувала 52 житлових будинки з середньою площею будівлі 145 м<sup>2</sup>. Варто відзначити, що цей проект досі не вважається економічно конкурентним з газовими системами теплопостачання [14].

#### *3. PTES*

##### *3.1. Marstal (Данія)*

Система була впроваджена в 2012 році для забезпечення теплом 16 000 споживачів [24,25].

#### *4. ATES*

##### *4.1. Rostock (Німеччина)*

Система була впроваджена в 2000 році для обслуговування 108 квартир загальною площею 7000 м<sup>2</sup> [26].

### **Аналіз розвитку систем ЦТ в Україні та світі з огляду на можливість впровадження таких систем в Україні**

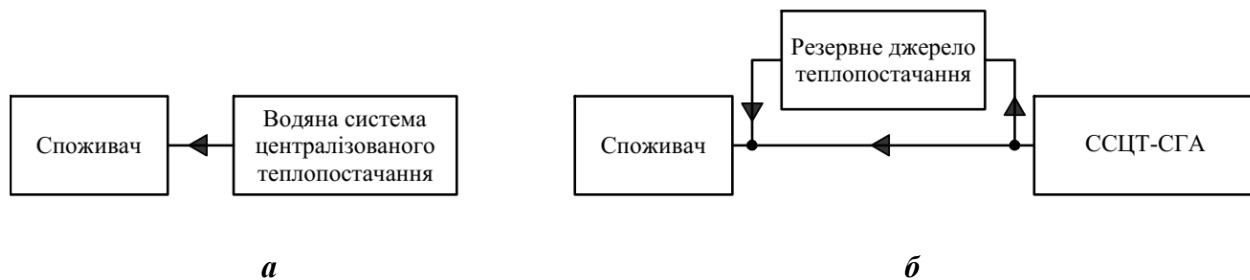
Протягом останнього десятиліття в Україні на місцевому рівні було реалізовано різноманітні ідеї щодо подальшого розвитку систем ЦТ. Але всі дослідження постійно стикаються з тими самими проблемами – зношеністю труб систем ЦТ, їх аварійним станом, значними витокami теплоносія тощо. Йдеться майже безальтернативно про сприйняття за норму аварійного стану як типового для систем ЦТ взагалі. Проте перехід до сучасних систем ЦТ, зокрема ССЦТ-СГА, передбачає розгляд таких систем лише в працездатному стані.

В деяких випадках, як, наприклад, у м. Жмеринка [27], жителі відмовляються від системи ЦТ на користь автономних квартирних котлів з використанням природного газу. Жителі українських міст, розташованих поблизу АЕС (Нікополь, Марганець, Покров та інші), вирішили відмовитися від централізованого опалення й перейти на електроопалення [28]. В м. Кам'янець-Подільський [29] як перспектива розглядався частковий перехід систем ЦТ з газу на водовугільне паливо (рідке паливо, яке отримують шляхом змішування подрібненого вугілля, води та пластифікатора). Зазначимо, що

даний варіант розглядався як економічно придатний [30], хоча таке паливо популярне лише в країнах Східної Європи та Китаї [29], і сьогодні в Західній Європі та Північній Америці така технологія не розглядається як економічно обґрунтована [7].

Хоча в планах розвитку тепlopостачання міст України завжди зазначається й необхідність впровадження відновлюваних джерел енергії, на сьогодні децентралізація систем тепlopостачання відбувається переважно за рахунок переходу на автономні газові котли (частіше) та електричні котли [31,32]. Значну увагу при цьому приділяють забезпеченню необхідного значення щільності тепlopостачання – параметру, який є співвідношенням кількості спожитої протягом року теплоти й певного питомого показника (площа, загальна протяжність труб у місцевості тощо), і який характеризує доцільність застосування ЦТ.

Отже, впровадження ССЦТ-СГА в Україні потребуватиме не лише створення комплексу «теплогенерація–акумуляція», але й повної заміни системи опалення споживачів (рис. 1): заміни мереж тепlopостачання та заміни системи опалення в будівлях, зокрема внаслідок зміни температурного режиму систем (перехід на низькотемпературні системи опалення, що, наприклад, потребуватиме радіаторів з більшою площею поверхні).



**Рис. 1. Системи опалення споживачів:** а – системи ЦТ з використанням традиційного палива; б – ССЦТ-СГА з використанням резервного джерела теплопостачання

**Fig. 1. Consumer heating systems:** a) DH systems using fossil fuel; b) Solar district heating system with seasonal storage and a back up heat supply source

Доцільно порівняти дані з України з даними щодо розвитку систем ЦТ у Західній Європі.

Резолюція згаданої у вступі статті конференції COP26 щодо заборони використання горючих корисних копалин з 2025 року матиме рекомендаційний характер, однак деякі країни вже впроваджують такі зміни на національному рівні. Зокрема, у Великій Британії з 2025 року буде заборонено зводити будівлі, в яких як джерело опалення використовуватиметься традиційне паливо [33]. Такі обмеження вже прийняті в Данії: з 2013 року там заборонено встановлювати газові та мазутні котли в нових будівлях, а з 2016-го – встановлювати мазутні котли в тих будівлях, які розташовані в районах з постачанням природного газу або з наявністю системи ЦТ [19]. Тобто користувачів законодавчо обмежують у виборі між індивідуальними системами теплозабезпечення від відновлюваних джерел енергії (теплові насоси, котли на біомасі тощо) та підключенням до систем ЦТ, в яких поступово відбуватиметься заміщення традиційних джерел енергії на відновлювані.

Не весь досвід іноземного впровадження ЦО може бути корисним для України. Зокрема, зазначалося [18], що лише в 2025 році в м. Копенгаген, столиці Данії, буде припинено роботу

систем парового теплопостачання, які вже давно не використовуються в Україні.

### Аналіз економічного підґрунтя для застосування сезонних геотермальних систем акумулювання

Оскільки в джерелах переважно вказують іноземні грошові одиниці, то для переведення в гривні використано такі коефіцієнти: 1 € = 32,60₴ станом на 10.08.2021 [34]. Визначення вартості баку-акумулятора визначається згідно з об'ємом як [9]:

$$c_{вст} = A \cdot V_{ак}^B + C, \text{ €}, \quad (1)$$

де  $A, B, C$  – коефіцієнти, що залежать від типу акумулятора (табл. 1),  $V_{ак}^B$  – об'єм акумулятора, м<sup>3</sup>. Варто враховувати, що інколи в літературі вказується фактичний об'єм акумулятора, а інколи – еквівалентний водяний об'єм акумулятора.

Згідно з проведеними розрахунками (рис. 2), найменшу питому вартість мають акумулятори найбільшого об'єму. Отже, використання більш потужних ССЦТ-СГА має економічне підґрунтя, оскільки забезпечує менші витрати коштів на їх встановлення.

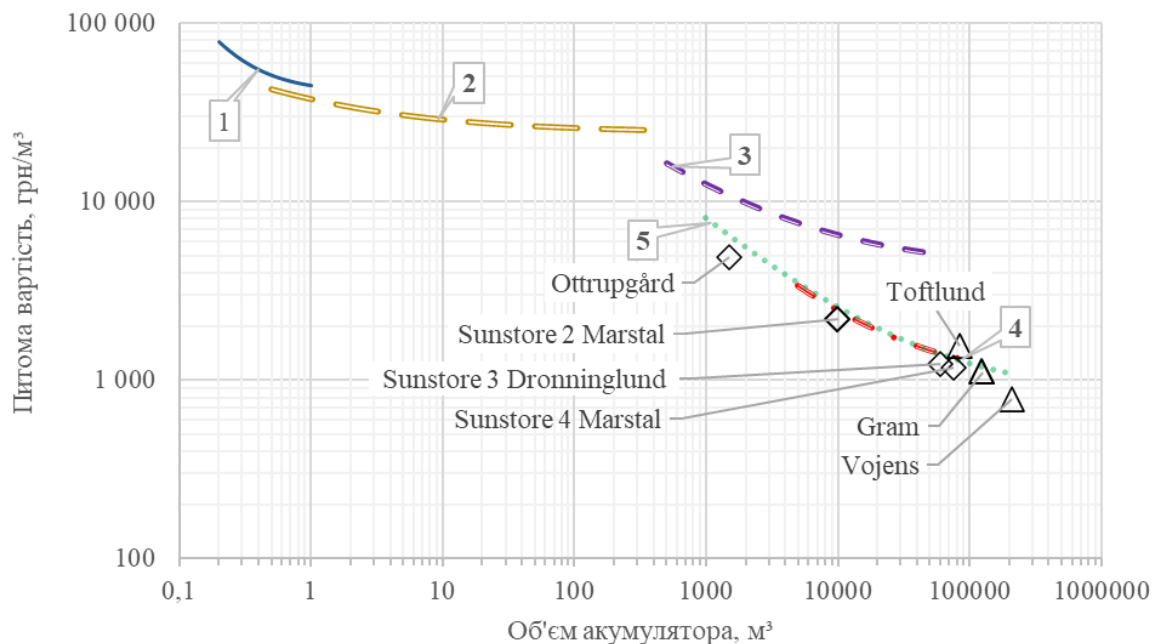
### Аналіз програмного забезпечення для моделювання СГА



Наведені вище дані вартості акумуляторів не відображають усієї складності їх підбору. Зокрема, відомі випадки значних помилок при моделюванні теплопостачання ССЦТ-СГА, які призводили до переоцінки кількості акумульованої теплоти в СГА [20]: тепловтрати системи виявились значно більшими, ніж розраховано), або недооцінювалось значення теплоспоживання (будівлі мали більші тепловтрати, ніж було розраховано). Отже, при встановленні таких систем необхідно враховувати можливість помилки внаслідок недосконалого розуміння принципів побудови СГА. Для уникнення таких неприємних ситуацій слід використовувати більш точні моделі, які запропоновано різними виробниками

програмного забезпечення з моделювання енергетичних систем.

Зазвичай для моделювання роботи геотермальних систем теплопостачання використовують програмне забезпечення TRNSYS [35–37], яке дозволяє змоделювати характер роботи вказаної системи при відомих значеннях сонячних теплонадходжень та температури зовнішнього повітря протягом року. Існують альтернативні програми, як-от EnergyPlus, HVACSIM+, eQuest, GeoStar, GEOEASE II [2,38,39]. У разі моделювання теплопостачання в холодний період року похибка між експериментально отриманими даними та прогнозованими даними з використанням програми EnergyPlus була меншою (6 %), ніж при використанні програми TRNSYS (11 %).



**Рис. 2. Питома вартість, грн/м³, акумуляторів залежно від їх об'єму [9,40]:**

*Криві вартості:* 1 – побутовий бак-акумулятор для зберігання гарячої води; 2 – бак-акумулятор з вуглецевої сталі, що працює під надлишковим тиском; 3 – бак-акумулятор з неіржавної сталі, що працює без надлишкового тиску; 4 – акумулятор з використанням свердловин; 5 – акумулятор з використанням «штучного озера».  
*ССЦТ-СГА:* демонстраційні проєкти: Ottrupgård, Sunstore 2 Marstal, Sunstore 3 Dronninglund, Sunstore 4 Marstal; розроблені для стандартизованого встановлення: Vojeus, Gram, Toftlund

**Fig. 2. Specific cost, UAH/m³, of storage heaters per their volume according [9,40]:**

*Cost function:* 1 – domestic hot water tanks; 2 – pressurized carbon steel tanks; 3 – non-pressurized (stainless) steel tanks; 4 – borehole thermal energy storages (BTES); 5 – pit thermal energy storage (PTES).  
*Solar district heating:* demonstrational plants: Ottrupgård, Sunstore 2 Marstal, Sunstore 3 Dronninglund, Sunstore 4 Marstal; commercial plants: Vojeus, Gram, Toftlund.

Таблиця 1. Коефіцієнти для розрахунку формули (1)

Table 1. The values of the coefficient for the equation (1)

№	Тип акумулятора	Діапазон об'єму, м <sup>3</sup>	A	B	C
1	Бак-акумулятор для зберігання гарячої води	0,2 ... 1,0	114,5	-1,441	1250
2	Бак-акумулятор з вуглецевої сталі, що працює під надлишковим тиском	0,5 ... 500	403,5	-0,4676	750
3	Бак-акумулятор з неіржавної сталі, що працює без надлишкового тиску	500 ... 50 000	11 680	-0,5545	130
4	Акумулятор з використанням свердловин	5000 ... 100 000	25 330	-0,685	30
5	Акумулятор з використанням «штучного озера»	1000 ... 200 000	15 630	-0,6156	25

Проте більш широкому використанню TRNSYS сприяла значно більша кількість модифікацій, які дають змогу розв'язувати більшу кількість задач [2]. Варто відзначити, що відбувається постійне удосконалення програмного забезпечення, тому наведені дані можуть бути ще більш наближеними до характеристик реального акумулятора [39]. І взагалі, підтвердження запропонованих моделей теплообміну СГА відбувається шляхом порівняння результатів їх моделювання з отриманими в ході експлуатації СГА даними [41].

Ще однією запропованою альтернативою TRNSYS може також слугувати мова програмування Modelica, для якої створено значну кількість готових моделей для систем ЦТ, включно з ССЦТ-СГА [42]. Серед переваг застосування Modelica – заощадження коштів проєктувальників таких систем та більша гнучкість у моделюванні, а серед недоліків – значно триваліші розрахунки [42]. Проте безпосередньо в роботі автори не наводять критерію для визначення співвідношення часу розрахунків для кожної з моделей, через це умовні припущення при обох моделюваннях суттєво відрізнялись одне від одного.

Що ж до вибору моделі для симуляції теплообміну в СГА, то згідно з аналізом MEA для моделювання теплообміну обох розглянутих типів СГА застосовувалась TRNSYS [43,44].

У випадку СГА зі свердловини рекомендовано [43] використовувати модель TRNSYS Type 557, призначену для моделювання свердловин циліндричної форми. Застосування інших форм є можливим, але введення поправки на них призводитиме до збільшення похибки.

У випадку СГА типу «штучні озера» було запропоновано використовувати відразу три моделі TRNSYS для трьох різних задач моделювання [44], відповідно до яких СГА має різні форми:

- Циліндр (TRNSYS Type 342). Така модель є найменш точною, але найшвидшою при проведенні розрахунків, що дозволяє використовувати її для попередньої оцінки необхідних габаритів СГА, значення його тепловтрат, тощо.

- Перевернутий зрізаний конус (TRNSYS Type 1300 та 1301). Компонент Type 1300 призначено для моделювання теплообміну власне у СГА, а компонент Type 1301 – у ґрунті навколо СГА. Моделювання теплообміну між компонентами відбувається шляхом поєднання

цих двох моделей. Точність і швидкість розрахунку даної моделі є середніми.

- Перевернута зрізана піраміда (TRNSYS Type 1322). Точність і швидкість розрахунку цієї моделі є найвищими.

Варто відзначити, що в усіх моделях застосовується двовимірне моделювання теплообміну в СГА. При цьому в перших двох моделях застосовується й двовимірне моделювання теплообміну в ґрунті навколо СГА. В останній моделі застосовано тривимірне моделювання теплообміну в ґрунті.

Тому вдосконалення системи прогнозу та контролювання теплопостачання у вже розроблених проєктах так само може дати економію. Наприклад, в [45] було продемонстровано, як за допомогою удосконалення системи прогнозування теплонадходження та теплоспоживання у випадку системи ССЦТ-СГА Drake Landing Solar Community було досягнуто економії енергії 5 %.

### Висновки

1. Останні тенденції в сфері теплозабезпечення фактично обумовлюють заборону на використання викопних корисних копалин для виробництва теплоти в новобудовах і в такий спосіб стимулюють користувачів звернутись до альтернативних екологічних рішень, зокрема й ССЦТ-СГА.

2. Впровадження ССЦТ-СГА в Україні вимагатиме повної зміни умов роботи ЦТ, а саме постане потреба в транспортуванні теплоносія нижчої, ніж прийнято зараз, температури. Це унеможливить використання нового джерела енергії в тих системах, які раніше використовували природний газ і високотемпературний теплоносій.

3. Збільшення розміру акумулятора дає змогу значно заощаджувати кошти на встановлення системи, що дозволить будувати системи ЦО з меншими початковими витратами.

4. При розрахунках ССЦТ-СГА можливі помилки при моделюванні експлуатації СГА та помилки при моделюванні графіків теплопостачання. Це призводить до неякісної роботи системи ССЦТ-СГА й, відповідно, до більших витрат споживачів.

5. Найбільш розповсюдженим програмним забезпеченням для моделювання роботи СГА є програма TRNSYS. Однак дане програмне забезпечення не завжди надає найточніші результати, тому остаточні рішення варто приймати, ознайомившись з результатами розрахунків в альтернативних програмах.

6. При моделюванні СГА застосовують переважно спрощені моделі теплообміну. Зокрема, спрощують геометричну форму для пришвидшення отримання попередніх даних та зменшення можливого діапазону оптимальних рішень з метою застосування в подальшому більш детального моделювання.

7. Особливу увагу в розгляді проблем на шляху впровадження ССЦТ-СГА слід приділити вивченню особливостей довготривалої експлуатації ССЦТ-СГА (життєвого циклу системи від її встановлення до припинення її експлуатації) та можливостей розширення СГА в разі необхідності збільшення кількості акумуляованої теплоти. Наразі вивчення життєвого циклу ССЦТ-СГА є порівняно мало вивченою тематикою.

1. *Rämä M., Wahlroos M.* Introduction of new decentralised renewable heat supply in an existing district heating system. *Energy*. 2018. Vol. 154. Pp. 68–79. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.105>
2. *Shah S.K., Aye L., Rismanchi B.* Seasonal thermal energy storage system for cold climate zones: A review of recent developments. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2018. Vol. 97. Pp. 38–49. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.025>
3. *Tschopp D. et al.* Large-scale solar thermal systems in leading countries: A review and comparative study of Denmark, China, Germany and Austria. *Appl. Energy*. 2020. Vol. 270. P. 114997. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114997>
4. Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector [Електронний ресурс]. URL: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/beceb956-0dcf-4d73-89fe-1310e3046d68/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/beceb956-0dcf-4d73-89fe-1310e3046d68/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf) (дата звернення: 26.07.2021)
5. *Salvia M. et al.* Will climate mitigation ambitions lead to carbon neutrality? An analysis of the local-level plans of 327 cities in the EU. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2021. Vol. 135. P. 110253. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110253>
6. *Al-Mamoori A. et al.* Carbon Capture and Utilization Update. *Energy Technol.* 2017. Vol. 5. № 6. Pp. 834–849. DOI: <https://doi.org/10.1002/ente.201600747>
7. *Biello D.* The Carbon Capture Fallacy // *Sci. Am.* 2015. Vol. 314. № 1. Pp. 58–65. DOI: <https://doi.org/10.1038/scientificamerican0116-58>
8. Лисак О.В. Аналіз системи центрального теплопостачання за використання сезонного геотермального акумулювання в комбінації з системою виробництва та споживання водню. *Відновлювана енергетика*. 2020. № 3. С. 70–88. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2020.3\(62\).70-88](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2020.3(62).70-88)
9. IEA SHC Task 52: Solar Thermal and Energy Economy in Urban Environments: TECHNOLOGY AND DEMONSTRATORS Technical Report Subtask C – Part C1: Classification and benchmarking of solar thermal systems in urban environments [Електронний ресурс]. URL: [https://task52.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/IEA-SHC-Task52-STC1-Classification-and-Benchmarking\\_v02.pdf](https://task52.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/IEA-SHC-Task52-STC1-Classification-and-Benchmarking_v02.pdf) (дата звернення: 26.07.2021)
10. *Yang T. et al.* Seasonal thermal energy storage: A technological literature review // *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2021. Vol. 139. P. 110732. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110732>
11. *Морозов Ю.П.* Добыча геотермальных ресурсов и аккумулярование теплоты в подземных горизонтах: монография. Київ. Наук. думка. 2017. 197 с. ISBN 978-966-00-1553-1
12. *Морозов Ю.П., Барило А.А.* Обґрунтування методики визначення теплового потенціалу геотермічних пластів. *Відновлювана енергетика*. 2021. № 1(64). Pp. 81–86. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2021.1\(64\).81-86](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2021.1(64).81-86)
13. *Морозов Ю.П., Барило А.А., Чалаєв Д.М., Добровольський М.П.* Енергетична ефективність використання перших від поверхні водоносних горизонтів для тепло- і хладопостачання. *Відновлювана енергетика*. 2019. № 2. С. 70–78. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2019.2\(57\).70-78](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2019.2(57).70-78)
14. *Tian Z. et al.* Large-scale solar district heating plants in Danish smart thermal grid: Developments and recent trends. *Energy Convers. Manag.* 2019. Vol. 189. Pp. 67–80. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.03.071>
15. *Rezaie B., Reddy B.V., Rosen M.A.* Assessment of the Thermal Energy Storage in Friedrichshafen District Energy Systems. *Energy Procedia*. 2017. Vol. 116. Pp. 91–105. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.058>
16. *Mesquita L. et al.* Drake Landing Solar Community: 10 Years of Operation. *Proceedings of SWC2017/SHC2017*. Freiburg. Germany: International Solar Energy Society. 2017. Pp. 1–12. DOI: <https://doi.org/10.18086/swc.2017.06.09>
17. *Ommen T., Markussen W.B., Elmegaard B.* Lowering district heating temperatures – Impact to system performance in current and future Danish energy scenarios. *Energy*. 2016. Vol. 94. Pp. 273–291. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.063>
18. Copenhagen District Heating System. [Електронний ресурс]. URL: [https://www.districtenergyaward.org/wp-content/uploads/2012/10/Copenhagen\\_Denmark-District\\_Energy\\_Climate\\_Award.pdf](https://www.districtenergyaward.org/wp-content/uploads/2012/10/Copenhagen_Denmark-District_Energy_Climate_Award.pdf) (дата звернення: 26.07.2021)
19. Regulation and planning of district heating in Denmark. [Електронний ресурс]. Danish Energy Agency. 2016. URL: [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/regulation\\_and\\_planning\\_of\\_district\\_heating\\_in\\_denmark.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/regulation_and_planning_of_district_heating_in_denmark.pdf) (дата звернення: 26.07.2021)
20. *Nußbicker-Lux J. et al.* Monitoring results from german central solar heating plants with seasonal thermal energy storage. *EFFSTOCK 2009*. Stockholm. Sweden. June 14–17 2009.

21. Keil C. *et al.* Application of customized absorption heat pumps for utilization of low-grade heat sources. *Appl. Therm. Eng.* 2008. Vol. 28. Is. 16. Pp. 2070–2076. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2008.04.012>
22. Sibbitt B. *et al.* The Performance of a High Solar Fraction Seasonal Storage District Heating System – Five Years of Operation. *Energy Procedia.* 2012. Vol. 30. Pp. 856–865. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.11.097>
23. Karasu H., Dincer I. Life cycle assessment of integrated thermal energy storage systems in buildings: A case study in Canada. *Energy Build.* 2020. Vol. 217. P. 109940. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.109940>
24. Andersen P.D., Bodker L., Jensen M.V. Large Thermal Energy Storage at Marstal District Heating [Електронний ресурс]. Proceedings of the 18th International Conference on Soil Mechanics and Geotechnical Engineering. Paris 2013. URL: <https://www.cfms-sols.org/sites/default/files/Actes/3351-3354.pdf> (дата звернення: 26.07.2021)
25. 10,000 INSULATING LID SOLUTION FOR PTES, DENMARK. [Електронний ресурс]. URL: <https://www.aalborgcsp.com/projects/10000-insulating-lid-solution-for-ptes-denmark/> (дата звернення: 26.07.2021)
26. Schmidt T., Müller-Steinhagen H. The Central Solar Heating Plant with Aquifer Thermal Energy Store in Rostock - Results after four years of operation. EuroSun 2004 – The 5th ISES Europe Solar Conference. 20–23 June 2004. Freiburg, Germany. 2004.
27. Впровадження автономного індивідуального опалення в малих містах України як оптимальний спосіб вирішення проблем у комунальній сфері. Досвід міста Жмеринка. *Нова Тема.* 2007. № 4. С. 37–39.
28. Як Нікополь, Марганець та Покров позбулися централізованого опалення. [Електронний ресурс]. URL: <https://www.epravda.com.ua/publications/2017/11/16/631216> (дата звернення: 26.07.2021)
29. Коргутлова Л.П., Фоменко О.С. Перспектива розвитку схеми теплопостачання м. Кам'янець-Подільський. *Нова Тема.* 2011. № 1. С. 28–31.
30. Круть О.А., Білецький В.С. Водовугільне паливо: стан проблеми і перспективи використання. *Вісн. НАН України.* 2013. № 8. С. 58–65.
31. Децентралізоване опалення в Україні: потенціал та шляхи впровадження. [Електронний ресурс]. URL: <https://www.minregion.gov.ua/wp-content/uploads/2017/03/Detsentralizovane-opalennya-Potentsial-ta-shlyahi-vprovadzhennya.pdf> (дата звернення: 26.07.2021)
32. Олійник С. Перехід на автономне опалення: “тепловий сепаратизм” триває. [Електронний ресурс]. URL: <https://ua-energy.org/uk/posts/perekhid-na-avtonomne-opalennia-teplovyyi-separatyzm-tryvaie> (дата звернення: 26.07.2021)
33. The Future Homes Standard: changes to Part L and Part F of the Building Regulations for new dwellings [Електронний ресурс]. URL: [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/956094/Government\\_response\\_to\\_Future\\_Homes\\_Standard\\_consultation.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/956094/Government_response_to_Future_Homes_Standard_consultation.pdf) (дата звернення: 26.07.2021)
34. Курс євро станом на 24.06.2021. [Електронний ресурс]. URL: <https://index.minfin.com.ua/ua/exchange/archive/nbu/curr/2021-06-24/> (дата звернення: 26.07.2021)
35. Renaldi R., Friedrich D. Techno-economic analysis of a solar district heating system with seasonal thermal storage in the UK. *Appl. Energy.* 2019. Vol. 236. Pp. 388–400. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.11.030>
36. Semple L., Carriveau R., Ting D.S.-K. A techno-economic analysis of seasonal thermal energy storage for greenhouse applications. *Energy Build.* 2017. Vol. 154. Pp. 175–187. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.08.065>
37. Salvestroni M. *et al.* Design of a solar district heating system with seasonal storage in Italy. *Appl. Therm. Eng.* 2021. P. 117438. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2021.117438>
38. Spitler J. *et al.* Preliminary intermodel comparison of ground heat exchanger simulation models [Електронний ресурс]. Proceedings of 11th International Conference on Thermal Energy Storage; Effstock 2009, Stockholm, Sweden, June 14–17. 2009. URL: [https://hvac.okstate.edu/sites/default/files/pubs/papers/2009/01-Spitler\\_et\\_al\\_2009.pdf](https://hvac.okstate.edu/sites/default/files/pubs/papers/2009/01-Spitler_et_al_2009.pdf) (дата звернення: 26.07.2021)
39. Cui P. *et al.* Simulation Modelling and Design Optimization of Vertical Ground Heat Exchanger-GEOSTAR Program. *Procedia Eng.* 2015. Vol. 121. Pp. 906–914. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2015.09.048>
40. Epp B. Seasonal pit heat storage: Cost benchmark of 30 EUR/m<sup>3</sup> [Електронний ресурс]. URL: <https://www.solarthermalworld.org/news/seasonal-pit-heat-storage-cost-benchmark-30-eurm3>. (дата звернення: 26.07.2021)

41. *Kubiński K., Szablowski Ł.* Dynamic model of solar heating plant with seasonal thermal energy storage. *Renew. Energy*. 2020. Vol. 145. Pp. 2025–2033. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.07.120>
42. *Giraud L., Paulus C., Baviere R.* Modeling of Solar District Heating: A Comparison Between TRNSYS and MODELICA. *Proceedings of the EuroSun 2014 Conference*. Freiburg, Germany: International Solar Energy Society, 2015. Pp. 1–11. DOI: <https://doi.org/10.18086/eurosun.2014.19.06>
43. Task 45 Large Systems Seasonal Borehole Thermal Energy Storage – Guidelines for design & construction. IEA-SHC TECH SHEET 45.B.3.1 [Електронний ресурс]. URL: <https://task45.iea-shc.org/data/sites/1/publications/IEA-SHC-T45.B.3.1-TECH-Seasonal-storages-Borehole-Guidelines.pdf> (дата звернення: 26.07.2021)
44. Task 55 Large Solar Heating & Cooling Systems Seasonal pit heat storages - Guidelines for materials & construction [Електронний ресурс]. URL: <https://task55.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/IEA-SHC-T55-C-D.2-FACT-SHEET-Guidelines-seasonal-storages.pdf> (дата звернення: 26.07.2021)
45. *Quintana H.J., Kummert M.* Optimized control strategies for solar district heating systems. *J. Build. Perform. Simul.* 2015. Vol. 8, № 2. Pp. 79–96. DOI: <https://doi.org/10.1080/19401493.2013.876448>
5. *Salvia M. et al.* Will climate mitigation ambitions lead to carbon neutrality? An analysis of the local-level plans of 327 cities in the EU. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2021. Vol. 135. P. 110253. [in English]. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110253>
6. *Al-Mamoori A. et al.* Carbon Capture and Utilization Update. *Energy Technol.* 2017. Vol. 5. No. 6. Pp. 834–849. [in English]. DOI: <https://doi.org/10.1002/ente.201600747>
7. *Biello D.* The Carbon Capture Fallacy. *Sci. Am.* 2015. Vol. 314. No. 1. Pp. 58–65. [in English]. DOI: <https://doi.org/10.1038/scientificamerican0116-58>
8. *Lysak O.V.* Analiz systemy tseentralnoho teplopостachannia za vykorystannia sezonnoho heotermalnoho akumuluvannia v kombinatsii z systemoiu vyrobnytstva ta spozhyvannia vodniu [Analysis of the district heating system with the seasonal thermal energy storage system together with the system of hydrogen production and utilisation]. *Vidnovliuvana enerhetyka*. 2020. No. 3. Pp. 70–88. [in Ukrainian]. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2020.3\(62\).70-88](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2020.3(62).70-88)
9. IEA SHC Task 52: Solar Thermal and Energy Economy in Urban Environments: TECHNOLOGY AND DEMONSTRATORS Technical Report Subtask C – Part C1: Classification and benchmarking of solar thermal systems in urban environments [Electronic resource]. URL: [https://task52.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/IEA-SHC-Task52-STC1-Classification-and-Benchmarking\\_v02.pdf](https://task52.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/IEA-SHC-Task52-STC1-Classification-and-Benchmarking_v02.pdf) (Applying date: 26.07.2021). [in English].
10. *Yang T. et al.* Seasonal thermal energy storage: A techno-economic literature review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2021. Vol. 139. P. 110732. [in English]. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110732>
11. *Morozov Yu.P.* Dobycha geotermalnyh resursov i akumulirovanie teploty v podzemnyh gorizontah: monografiya. [Production of geothermal resources and accumulation of heat in underground horizons: monograph]. Kyiv. Naukova dumka. 2017. 197 p. ISBN 978-966-00-1553-1 [in Russian]
12. *Morozov Yu.P., Barylo A.A.* Obgruntuvannia metodyky vyznachennia teplovoho potentsialu heotermichnykh plastovykh pokladiv [Substantiation of the method of determination of thermal potential of geothermal layer deposits]. *Vidnovliuvana energetika*. 2021. No. 1(64). Pp. 81–86. [in Ukrainian]. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2021.1\(64\).81-86](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2021.1(64).81-86)
13. *Morozov et al.* Enerhetychna efektyvnist vykorystannia pershykh vid poverkhni vodonosnykh horyzontiv

## REFERENCES

1. *Rämä M., Wahlroos M.* Introduction of new decentralised renewable heat supply in an existing district heating system. *Energy*. 2018. Vol. 154. Pp. 68–79. [in English]. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.105>
2. *Shah S.K., Aye L., Rismanchi B.* Seasonal thermal energy storage system for cold climate zones: A review of recent developments. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2018. Vol. 97. Pp. 38–49. [in English]. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.025>
3. *Tschopp D. et al.* Large-scale solar thermal systems in leading countries: A review and comparative study of Denmark, China, Germany and Austria. *Appl. Energy*. 2020. Vol. 270. P. 114997. [in English]. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114997>
4. Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector [Electronic resource]. URL: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/beceb956-0dcf-4d73-89fe-1310e3046d68/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/beceb956-0dcf-4d73-89fe-1310e3046d68/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf) (Applying date: 26.07.2021). [in English].

- dliia teplo- i khladopostachannia [Energy efficiency of the shallow aquifers utilization for the district heating and cooling]. Vidnovliuvana enerhetyka. 2019. No. 2. Pp. 70–78. [in Ukrainian] DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2019.2\(57\).70-78](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2019.2(57).70-78)
14. Tian Z. et al. Large-scale solar district heating plants in Danish smart thermal grid: Developments and recent trends. Energy Convers. Manag. 2019. Vol. 189. Pp. 67–80. [in English]. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.03.071>
15. Rezaie B., Reddy B. V., Rosen M.A. Assessment of the Thermal Energy Storage in Friedrichshafen District Energy Systems . Energy Procedia. 2017. Vol. 116. Pp. 91–105. [in English]. DOI : <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.058>
16. Mesquita L. et al. Drake Landing Solar Community: 10 Years of Operation. Proceedings of SWC2017/SHC2017. Freiburg. Germany: International Solar Energy Society. 2017. Pp. 1–12. [in English]. DOI: <https://doi.org/10.18086/swc.2017.06.09>
17. Ommen T., Markussen W.B., Elmgaard B. Lowering district heating temperatures – Impact to system performance in current and future Danish energy scenarios. Energy. 2016. Vol. 94. Pp. 273–291. [in English]. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.063>
18. Copenhagen District Heating System. [Electronic resource]. URL: [https://www.districtenergyaward.org/wp-content/uploads/2012/10/Copenhagen\\_Denmark-District\\_Energy\\_Climate\\_Award.pdf](https://www.districtenergyaward.org/wp-content/uploads/2012/10/Copenhagen_Denmark-District_Energy_Climate_Award.pdf) (Applying date: 26.07.2021). [in English].
19. Regulation and planning of district heating in Denmark. Danish Energy Agency. 2016. [Electronic resource]. URL: [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/regulation\\_and\\_planning\\_of\\_district\\_heating\\_in\\_denmark.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/regulation_and_planning_of_district_heating_in_denmark.pdf) (Applying date: 26.07.2021). [in English].
20. Nußbicker-Lux J. et al. Monitoring results from german central solar heating plants with seasonal thermal energy storage. EFFSTOCK 2009. Stockholm. Sweden. June 14–17 2009. [in English].
21. Keil C. et al. Application of customized absorption heat pumps for utilization of low-grade heat sources. Appl. Therm. Eng. 2008. Vol. 28. Is. 16. Pp. 2070–2076. [in English]. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2008.04.012>
22. Sibbitt B. et al. The Performance of a High Solar Fraction Seasonal Storage District Heating System – Five Years of Operation. Energy Procedia. 2012. Vol. 30. Pp. 856–865. [in English]. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.11.097>
23. Karasu H., Dincer I. Life cycle assessment of integrated thermal energy storage systems in buildings: A case study in Canada. Energy Build. 2020. Vol. 217. P. 109940. [in English]. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.109940>
24. Andersen P.D., Bødker L., Jensen M.V. Large Thermal Energy Storage at Marstal District Heating. Proceedings of the 18th International Conference on Soil Mechanics and Geotechnical Engineering, Paris 2013. [Electronic resource]. URL: <https://www.cfms-sols.org/sites/default/files/Actes/3351-3354.pdf> (Applying date: 26.07.2021). [in English].
25. 10,000 INSULATING LID SOLUTION FOR PTES, DENMARK. [Electronic resource]. URL: <https://www.aalborgcsp.com/projects/10000-insulating-lid-solution-for-ptes-denmark/> [in English]. (Applying date: 26.07.2021)
26. Schmidt T., Müller-Steinhagen H. The Central Solar Heating Plant with Aquifer Thermal Energy Store in Rostock - Results after four years of operation. EuroSun 2004 – The 5th ISES Europe Solar Conference. 20–23 June 2004. Freiburg. Germany. 2004. [in English].
27. Vprovadzhenia avtonomnoho individualnoho opalennia v malykh mistakh Ukrainy yak optimalnyi sposib vyrishennia problem u komunalnii sferi. Dosvid mista Zhmerynka. [Introduction of autonomous individual heating in small towns of Ukraine as an optimal way to solve problems in the communal sphere. The experience of the city of Zhmerynka]. Nova Tema. 2007. No. 4. Pp. 37–39. [in Ukrainian].
28. Yak Nikopol. Marhanets ta Pokrov pozbulysia tsentralizovanoho opalennia. [How Nikopol, Marhanets and Pokrov got rid of district heating]. [Electronic resource]. URL: <https://www.epravda.com.ua/publications/2017/11/16/631216/> (Applying date: 26.07.2021). [in Ukrainian].
29. Korhutlova L.P., Fomenko O.S. Perspektyva rozvytku skhemy teplopostachannia m. Kamianets-Podilskyi. [Prospects for the development of the heat supply scheme in Kamyants-Podilskyi]. Nova tema. 2011. No. 1. Pp. 28–31. [in Ukrainian].
30. Krut O.A., Bilecky V.S. Coal-water slurry fuel: current status and prospects. [Vodovuhilne palyvo: stan problemy i perspektyvy vykorystannia]. Visnyk of the National Academy of Sciences of Ukraine. 2013. No. 8. Pp. 58–65. [in Ukrainian].
31. Decentralized heating in Ukraine: potential and ways of implementation. [Detsentralizovane opalennia v Ukraini: potentsial ta shliakhy vprovadzhenia]. [Electronic resource]. URL: <https://www.minregion.gov.ua/wp-content/uploads/2017/03/Detsentralizovane-opalennya-Potentsial->

- [ta-shlyahi-vprovadzheniya.pdf](#) (Applying date: 26.07.2021). [in Ukrainian].
32. *Oliinyk S.* The transition to autonomous heating: "thermal separatism" continues. [Perekhid na avtonomne opalennia: "teplovyi separatyzm" tryvaie]. [Electronic resource]. URL: <https://ua-energy.org/uk/posts/perekhid-na-avtonomne-opalennia-teplovyyi-separatyzm-tryvaie> (Applying date: 26.07.2021). [in Ukrainian].
33. The Future Homes Standard: changes to Part L and Part F of the Building Regulations for new dwellings. [Electronic resource]. URL: [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/956094/Government\\_response\\_to\\_Future\\_Homes\\_Standard\\_consultation.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/956094/Government_response_to_Future_Homes_Standard_consultation.pdf) (Applying date: 26.07.2021). [in English].
34. Euro exchange rate as of June 24, 2021. [Kurs yevro stanom na 24.06.2021]. [Electronic resource]. URL: <https://index.minfin.com.ua/ua/exchange/archive/nbu/curr/2021-06-24/> (Applying date: 26.07.2021). [in Ukrainian].
35. *Renaldi R., Friedrich D.* Techno-economic analysis of a solar district heating system with seasonal thermal storage in the UK. *Appl. Energy*. 2019. Vol. 236. Pp. 388–400. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.11.030> [in English].
36. *Semple L., Carriveau R., Ting D.S.-K.* A techno-economic analysis of seasonal thermal energy storage for greenhouse applications. *Energy Build.* 2017. Vol. 154. Pp. 175–187. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.08.065> [in English].
37. *Salvestroni M. et al.* Design of a solar district heating system with seasonal storage in Italy. *Appl. Therm. Eng.* 2021. P. 117438. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2021.117438> [in English].
38. *Spitler J. et al.* Preliminary intermodel comparison of ground heat exchanger simulation models Proceedings of 11th International Conference on Thermal Energy Storage. Effstock 2009. Stockholm. Sweden. June 14–17. 2009. [Електронний ресурс]. URL: [https://hvac.okstate.edu/sites/default/files/pubs/papers/2009/01-Spitler\\_et\\_al\\_2009.pdf](https://hvac.okstate.edu/sites/default/files/pubs/papers/2009/01-Spitler_et_al_2009.pdf) (Applying date: 26.07.2021). [in English].
39. *Cui P. et al.* Simulation Modelling and Design Optimization of Vertical Ground Heat Exchanger-GEOSTAR Program. *Procedia Eng.* 2015. Vol. 121. Pp. 906–914. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2015.09.048> [in English].
40. *Epp B.* Seasonal pit heat storage: Cost benchmark of 30 EUR/m<sup>3</sup> [Electronic resource]. URL: <https://www.solarthermalworld.org/news/seasonal-pit-heat-storage-cost-benchmark-30-eur-m3>. (Applying date: 26.07.2021). [in English].
41. *Kubiński K., Szablowski Ł.* Dynamic model of solar heating plant with seasonal thermal energy storage. *Renew. Energy*. 2020. Vol. 145. Pp. 2025–2033. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.07.120> [in English].
42. *Giraud L., Paulus C., Baviere R.* Modeling of Solar District Heating: A Comparison Between TRNSYS and MODELICA. Proceedings of the EuroSun 2014 Conference. Freiburg. Germany. International Solar Energy Society. 2015. Pp. 1–11. DOI: <https://doi.org/10.18086/eurosun.2014.19.06> [in English].
43. Task 45 Large Systems Seasonal Borehole Thermal Energy Storage – Guidelines for design & construction. IEA-SHC TECH SHEET 45.B.3.1 [Electronic resource]. URL: <https://task45.iea-shc.org/data/sites/1/publications/IEA-SHC-T45.B.3.1-TECH-Seasonal-storages-Borehole-Guidelines.pdf> (Applying date: 26.07.2021). [in English].
44. Task 55 Large Solar Heating & Cooling Systems Seasonal pit heat storages – Guidelines for materials & construction. [Electronic resource]. URL: <https://task55.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/IEA-SHC-T55-C-D.2-FACT-SHEET-Guidelines-seasonal-storages.pdf> (Applying date: 26.07.2021). [in English].
45. *Quintana H.J., Kummert M.* Optimized control strategies for solar district heating systems. *J. Build. Perform. Simul.* 2015. Vol. 8. No. 2. Pp. 79–96. DOI: <https://doi.org/10.1080/19401493.2013.876448> [in English].

Стаття надійшла до редакції 11.08.21  
Остаточна версія 21.09.21