

УДК 338.516

Віктор Денисов, <https://orcid.org/0000-0002-3297-1114>,

Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

e-mail: info@ienergy.kiev.ua

Автор-кореспондент: visedp@gmail.com

ПРОГРАМНО-ІНФОРМАЦІЙНИЙ КОМПЛЕКС МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Анотація. Надано опис розробленого програмно-інформаційного комплексу для моделювання систем теплопостачання, що дозволяє оптимізувати вибір агрегатів та режимів їх експлуатації та забезпечити вироблення та перерозподіл теплової енергії відповідно до графіка споживачів. Виконано моделювання оптимізованих режимів експлуатації автономної системи теплопостачання для котеджного селища на базі місцевих енергоресурсів та з мінімальним використанням сторонніх джерел енергії. Використання програмно-інформаційного комплексу дозволило розрахувати параметри, що забезпечують оптимізоване покриття графіка теплового навантаження котеджного селища на базі місцевих енергоресурсів на прикладі прогнозованих значень встановленої теплової потужності енергоагрегатів та фактичного графіку температури навколишнього середовища. Розроблений новий програмно-інформаційний комплекс дає можливість погодинного моделювання та дослідження оптимальних режимів функціонування теплових агрегатів автономних систем теплопостачання. В розробленому програмно-інформаційному комплексі застосована модель оптимізації режимів експлуатації, яка відноситься до класу задач оптимального завантаження генеруючих потужностей енергосистем із критерієм мінімізації витрат на виробництво, накопичення та споживання теплової та електроенергії. Наведено приклад результатів моделювання з використанням графіка теплового навантаження для обраної доби 20 березня 2018 року. Отримані результати свідчать про зниження питомої вартості погодинного теплопостачання зі збільшенням частини теплової енергії, що поставляється за рахунок відновлюваних джерел енергії, і відповідно, зниженням частини газової, а в загальному випадку будь-якої іншої генерації на технологіях вичерпного палива, в загальному обсязі теплозабезпечення. Таким чином, підтверджується ефективність використання відновлюваних джерел енергії на базі місцевих енергоресурсів у складі системи теплопостачання котеджного селища.

Ключові слова: автономне теплопостачання, ефективність відновлюваних джерел енергії на базі місцевих енергоресурсів.

1. Вступ

Типова ситуація в мережах централізованого теплопостачання полягає в тому, що окремі споживачі змінюють своє теплове навантаження, наприклад, залежно від умов навколишнього середовища, а менеджер мережі коригує тепло, що надається установками навантаження, щоб відповідати цій потребі. Керування у системах централізованого опалення, можна розділити на дві основні категорії:

- централізовані системи керування, якими керує постачальник тепла;
- локальні системи керування, якими керують підстанції замовника (та установки кондиціонування приміщення).

Зазвичай, в мережі централізованого теплопостачання (ЦТ) [1] присутні такі основні системи керування:

- а) місцеві системи управління (сторона клієнта):
 - регулювання потреби в теплі, яким керує система опалення (наприклад, термостатичні клапани в радіаторах) або безпосередньо користувач (гаряча вода);
 - контроль потоку, керований підстанціями;
- б) централізовані системи управління (сторона постачальника тепла):
 - регулювання перепаду тиску, яке керується циркуляційними насосами;
 - контроль температури подачі, керований станціями навантаження.

У найпростішій конфігурації систем ЦТ ці чотири системи управління є, в деякому розумінні, незалежними. Але ж, існують чіткі межі між ролями/обов'язками менеджера мережі та керівника підстанції. Крім того, в централізованій системі управління існує повне розділення між тиском і температурою (хоча різні режими роботи зазвичай використовуються для реаліза-

© В. ДЕНИСОВ, 2022

ції різних комбінацій стратегій управління для кожної системи). Це стало можливим завдяки тому, що динаміка рідини не зазнає істотного впливу теплових аспектів (властивості води не сильно змінюються з температурою в межах робочого діапазону традиційних мереж), тому ці два явища можна розглядати окремо (або принаймні послідовно).

Звичайно, опалення та охолодження можуть значно відрізнитися від країни до країни. Однак спільним знаменником для всіх європейських регіонів є загальна тенденція до зростання урбанізації. З цієї причини підходи до опалення та охолодження, засновані на «регіональній» перспективі, а не на індивідуальних рішеннях, стають все більш актуальними.

Мислення в термінах енергетичних регіонів надає перевагу кращого балансування навантажень кількох користувачів. Традиційне ЦТ 3-го покоління втілює цю концепцію з точки зору теплової енергії та може вважатися консолідованою практикою в багатьох країнах-членах ЄС. Однак має деякі недоліки, в основному через відносно високу робочу температуру (температура подачі близько 90 °C). Це призводить до помітних теплових втрат, незважаючи на використання високоякісних попередньо ізольованих труб. Крім того, такі умови експлуатації не підходять для прямої рекуперації низькотемпературного надлишкового (відпрацьованого) тепла, яке часто доступне в умовах міста.

Мета роботи. Щоб подолати вищезгадані недоліки, було запропоновано [1, 2] системи централізованого теплопостачання 4-го покоління (4DH), які мають ключовий компонент у зниженні температури мережі до мінімального значення, допустимого для прямого опалення приміщення та приготування гарячої води для побутових потреб: температура подачі близько 50–55 °C.

Ще один крок вперед – запропоновані системи централізованого опалення 5-го покоління, структура та режими навантаження яких здійснюється, наприклад, у системі моделювання, яке розроблено як складова проєкту FLEXYNETS [3]. FLEXYNETS – це європейський проєкт Horizon 2020, координований EURAC, дослідницьким інститутом у Бозені. Оскільки традиційно мережі централізованого теплопостачання та охолодження (ДНС) розподіляють енергію від централізованої генеруючої установки до низки віддалених споживачів їх недоліками є:

- значні втрати тепла;
- погано вивчений потенціал інтеграції різних доступних джерел енергії (наприклад, відновлюваних джерел та відхідного тепла) в мережу;
- великі інсталяційні витрати.

FLEXYNETS пропонує нове покоління інтелектуальних мереж централізованого опалення та охолодження, які зменшують втрати при транспортуванні енергії, працюючи при «нейтральних» (15–20 °C) рівнях температури. Реверсивні теплові насоси мають використовуватися для теплообміну з мережею ДНС на стороні споживача, забезпечуючи необхідне опалення та охолодження будівель. Таким чином, одна і та ж мережа може забезпечити сучасне опалення та охолодження.

Для моделювання режимів експлуатації автономної системи теплопостачання з мінімальним використанням сторонніх джерел енергії на платформі Solver Studio [4] автором розроблено новий програмно-інформаційний комплекс, який дає можливість погодинного моделювання та дослідження оптимальних режимів функціонування теплових агрегатів автономних систем теплопостачання.

2. Матеріали та методи

При роботі мережі зазвичай використовується певна кількість режимів роботи, де комбінуються різні елементи управління. Це відноситься до централізованого управління, яке знаходиться у віданні адміністратора мережі, тоді як управління підстанцією зазвичай залишається незмінним у різних режимах роботи.

Регулювання температури подачі зазвичай здійснюється шляхом лінійного підвищення температури подачі при зниженні зовнішньої температури. Недоліком такого регулювання є те, що «мережа завантажується при більш високих теплових навантаженнях і розвантажується при нижчих теплових навантаженнях» [1]. Щоб отримати ефект згладжування піків, тим самим зменшивши необхідну потужність станції та забезпечивши більш стійку її роботу, корисно заздалегідь завантажити мережу, що можливо лише за наявності належних стратегій прогнозування на рівні попереджувального управління. Прогнозування попиту (яке підтримується, наприклад, прогнозами погоди) вже застосовується у декількох традиційних мережах.

У роботі мережі зазвичай використовуються різні режими роботи в залежності від температури зовнішнього повітря (і, отже, від рівня попиту щодо проєктних умов). Крім того, загальне керування мережею вимагає включення деяких обмежуючих систем керування, які гарантують, що максимальні та мінімальні рівні температури та тиску не будуть перевищені, зокрема:

- централізований контроль максимальної температури подачі, який дозволяє уникнути перевищення розрахункової температури подачі

мережі за рахунок впливу на вироблення тепла на установці навантаження (наприклад, зупиняє пальник у бойлері);

– локальний контроль мінімальної температури подачі на периферії мережі. Цей контроль дозволяє гарантувати мінімальний рівень температури для всіх підстанцій, що особливо актуально для далеко розташованих підстанцій. Адже, через теплові втрати температура подачі зазвичай знижується по всій розподільній системі. Це зниження температури залежить від швидкості потоку: зазвичай воно більш виражене за низьких швидкостей потоку, коли елемент рідини має більше часу для втрати тепла, перш ніж його можна буде використовувати на підстанції. Така ситуація може мати сильний вплив у нічний час, коли у деяких філіях спостерігається невеликий або нульовий попит. Вирішення можливо за рахунок встановлення байпасних клапанів у критичних місцях на периферії мережі, щоб отримана циркуляція зберігала мінімальний рівень температури.

– центральний та місцевий контроль максимального тиску. Метою цього контролю є недопущення перевищення розрахункового тиску мережного обладнання (включаючи труби). Це, звичайно, має пріоритет над контролем перепаду тиску. Для простих централізованих мереж з однією завантажувальною установкою максимальний тиск можна легко контролювати відразу після циркуляційного насоса, але для складніших мереж з урахуванням зміни висоти через особливості ландшафту, необхідно додати інші місцеві органи управління (наприклад, зменшення основної потужності насосів та використання бустерних насосів у проміжних точках мережі).

Потреба в опаленні/охолодженні [3] в кожну годину року t розраховується шляхом поєднання річного профілю навантаження YLP (Year Load Profile, який визначається на місячній основі) з щоденним профілем навантаження DLP (Day Load Profile) (по одному для кожного сезону та визначеному на погодинній основі). Наслідком цього спрощеного підходу є те, що погодинна потреба для усіх днів одного місяця вважається однаковою.

$$\begin{cases} Q(m) = Q_{\text{yearly}} YLP(m), \\ Q(t) = Q(m) DLP(s, t), \end{cases}$$

де $Q(m)$ – місячна потреба в опаленні/охолодженні для місяця m , МВт·год; Q_{yearly} – річна потреба в опаленні/охолодженні, МВт·год; $Q(t)$ – погодинна потреба для кожного дня місяця m , МВт·год; Профіль щоденного навантаження DLP є функцією сезону s , до якого належить місяць m .

Такі погодні параметри, як середня з найвищої та найнижчої температури навколишнього

середовища для кожного місяця, які використовуються для обчислення температури навколишнього середовища в кожну годину року визначаються згідно виразу

$$g_{\text{amb}}(t) = \frac{g_{\text{ambmax}} + g_{\text{ambmin}}}{2} + \frac{g_{\text{ambmax}} - g_{\text{ambmin}}}{2} \sin\left(\frac{2\pi}{24}(t-7)\right),$$

де $g_{\text{amb}}(t)$ – температура навколишнього середовища на годину t , °C; g_{ambmax} , g_{ambmin} – середні значення відповідно найвищої та найнижчої добових температур, °C. Пара середніх температур визначається для кожного місяця та для кожного географічного місця з таблиці 2 Додатку А джерела [3].

Довжина розподільчої мережі розраховується [3] на основі складу міської території та результуючого співвідношення її ділянок відповідно до рівняння

$$\begin{cases} e = A_B / A_L, \\ w = 61.8e^{-0.15}, \\ L = A_L / w, \end{cases}$$

де A_B – площа будівлі, м²; A_L – площа земельної ділянки, м²; w – ефективна ширина, м; L – загальна довжина траншеї розподільної мережі, м.

Крім магістральних розподільних труб, передбачається, що кожен споживач буде підключений до магістральної мережі за допомогою 12+12 м постачально/обратних труб.

Знаючи пікову теплову потужність, яку передає мережа, і різницю між температурами подачі та зворотного потоку, максимальна швидкість потоку, для якої має бути розрахована мережа, визначається [3] рівнянням:

$$V_{\text{max}} = \frac{Q_{\text{max}}}{\rho c_p \Delta T},$$

де V_{max} – максимальна швидкість потоку в мережі, м³/с; Q_{max} – пікова теплова потужність, що переноситься мережею, МВт; ρ – густина теплоносія рідини, кг/м³; c_p – питома теплоємність рідини теплоносія, МДж/кг/К; ΔT – різниця між температурою подачі та зворотного потоку, К.

Для технологій, що використовуються в ЦТ, оцінюються річні викиди таких парникових газів (ПГ): вуглекислого газу (CO₂), метану (CH₄) та оксиду азоту (N₂O). Коефіцієнти викидів виражаються через масу розглянутого ПГ на одиницю енергії палива. Коефіцієнти викидів для CH₄ та N₂O є функцією технології ЦТ, тоді як для CO₂ залежать лише від типу та кількості витраченого палива. Коли паливом є електроенергія, коефіцієнти викидів CH₄ та N₂O вважаються нульовими, тоді як CO₂ – вважається рівним 202 кг/МВт·год, тому що враховуються викиди CO₂ при виробни-

цтві електроенергії. Щоб порівняти викиди ПГ за різними сценаріями, річні викиди еквівалентів вуглекислого газу ($\text{CO}_{2\text{eq}}$) визначаються за допомогою рівняння:

$$\text{Emission of } \text{CO}_{2\text{eq}} = \sum (EF_i GWP_{100i}) Q_f,$$

де EF_i – коефіцієнт викидів парникового газу i , кг/МВт·год; GWP_{100i} – потенціал глобального потепління за 100 років за рахунок газу i ; GWP_{100} для CH_4 дорівнює 28, для N_2O – 265, а для CO_2 – 1; Q_f – кількість використаного палива, кг/МВт·год.

Коефіцієнти викидів можуть змінюватися від країни до країни. Список коефіцієнтів викидів $\text{CO}_{2\text{eq}}$ для спожитої електроенергії в країнах ЄС-28 міститься в [7].

Використовуючи вищевикладене як вихідні дані, в розробленому програмно-інформаційному комплексі застосована модель оптимізації режимів експлуатації теплогенеруючих потужностей, яка відноситься до класу оптимізаційних задач – Optimal Unit Commitment of Power System (задача оптимального завантаження генеруючих потужностей енергосистем) із критерієм мінімізації витрат на виробництво, накопичення та споживання теплової та електроенергії. В загальному вигляді математична модель складається з критерію оптимальності та обмежень. Критерій оптимальності (1) – мінімальні витрати на виробництво, накопичення та споживання теплової електроенергії при дотриманні точного покриття графіку теплового навантаження (2). Суворо виконуються технологічні обмеження на режими використання теплогенеруючих агрегатів, накопичувачів теплової енергії (PTES) та елементів теплової мережі.

$$\sum_t \left\{ \sum_g (P_{tg}^{\text{Gen}} c_{tg}^{\text{Gen}} + S_{tg}^{\text{Start}} c_{tg}^{\text{Start}}) + \sum_{ptes} (P_{ptes}^{\text{Gen}} c_{ptes}^{\text{Gen}} + P_{ptes}^{\text{Charge}} c_{ptes}^{\text{Charge}} + S_{ptes}^{\text{Start}} c_{ptes}^{\text{Start}}) \right\} \rightarrow \min, \quad (1)$$

$$\left\{ \sum_g (P_{tg}^{\text{Gen}}) + \sum_{ptes} (P_{ptes}^{\text{Gen}} - P_{ptes}^{\text{Charge}}) - \sum_t P_t^{\text{Loss}} \right\} = DLP(s, t); \forall t \in T; \quad (2)$$

де: T – період (час у годинах); G , $PTES$ – множина генеруючих та накопичуючих потужностей; P – потужність: Gen – генерації, $Charge$ – накопичення, $Loss$ – втрат, МВт; S – кількість стартів теплоагрегату; c – вартість, \$/МВт·год; $DLP(s, t)$ теплове навантаження, МВт.

За рахунок того, що у моделі враховано специфічні особливості роботи теплогенеруючих та накопичувальних потужностей автономної системи теплопостачання: встановлені потужності складових енергосистем, граничні можливості зміни потужності агрегатів накопичення та генерації теплової енергії, математична оптимізацій-

на модель має переваги адекватного моделювання режимів використання агрегатів.

Модель реалізована на мові алгебраїчного моделювання MathProg, що реалізована в середовищі моделювання COIN-OR PuLP [4]. Використання моделі дозволило дослідити можливості оптимізованої диспетчеризації теплогенеруючих потужностей, а також генеруючих та резервних потужностей накопичувачів тепла великої ємності в складі роботи автономної системи теплопостачання, меж допустимих значень параметрів генеруючих і накопичуючих потужностей, при яких можлива стійка збалансована робота системи теплопостачання.

Для визначення оптимальних режимів використання генеруючих та накопичуючих потужностей при покритті графіків теплових навантажень без використання і з використанням накопичувачів при різних значеннях сумарного та пікових навантажень було використано новий розроблений автором програмно-інформаційний комплекс, який дає можливість погодинного моделювання та дослідження оптимальних режимів функціонування теплових агрегатів автономних систем теплопостачання.

3. Результати та обговорення

Україна має значні запаси неосвоєних місцевих енергоресурсів у вигляді відновлюваних джерел енергії, природного газу з некондиційних родовищ, гідроенергії малих річок та ін. [8].

Проекти на основі комплексного використання відновлюваних джерел енергії – геотермальної, сонячної та вітрової – дозволяють створювати автономні системи теплопостачання з мінімальним використанням сторонніх джерел енергії.

Розроблено програмно-інформаційний комплекс для моделювання функціонування автономних систем теплопостачання, що дозволяє забезпечити оптимальний вибір агрегатів та режимів їх експлуатації, які забезпечуватимуть вироблення та перерозподіл енергії відповідно до графіка споживачів.

За допомогою програмно-інформаційного комплексу, що дає можливість погодинного моделювання режимів теплових агрегатів автономних систем теплопостачання, виконано моделювання оптимізованих режимів експлуатації системи теплопостачання для котеджного селища на базі місцевих енергоресурсів та з мінімальним використанням сторонніх джерел енергії. Використання програмно-інформаційного комплексу дозволило розрахувати параметри, що забезпечують оптимізоване покриття графіка теплового навантаження котеджного селища на базі місцевих енергоресурсів з мінімальним використанням сторонніх джерел енергії на прикладі про-

Таблиця. Фактичне погодинне теплове навантаження та теплова потужність (МВт) теплоагрегатів 20 березня 2018 року

Години	Навантаження	Газова котельня	Геотермальна свердловина	Тепловий насос	Накопичувач, розряд	Накопичувач, заряд	Сонячний колектор	Вітрова станція	% ВДЕ	% Газова котельня	Вартість У.О.
1	4,93	2,65	1,00	1,00	0,00	-0,02	0,00	0,31	47	54	179,61
2	4,93	2,70	1,00	1,00	0,02	0,00	0,00	0,21	45	55	182,04
3	4,93	2,70	1,00	1,00	0,00	-0,19	0,00	0,42	49	55	184,66
4	4,93	2,27	1,00	1,00	0,00	-0,02	0,00	0,69	55	46	162,34
5	5,16	2,48	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,68	52	48	171,54
6	5,38	2,38	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	1,00	56	44	167,23
7	5,61	2,70	1,00	1,00	0,21	0,00	0,02	0,68	48	48	186,06
8	5,83	2,67	1,00	1,00	0,00	0,00	0,28	0,88	54	46	180,22
9	6,06	2,63	1,00	1,00	0,00	0,00	0,39	1,04	57	43	178,16
10	6,17	1,98	1,00	1,00	0,00	0,00	0,59	1,60	68	32	149,01
11	6,06	1,15	1,00	1,00	0,00	0,00	1,09	1,82	81	19	111,56
12	5,83	0,37	1,00	1,00	0,00	-0,07	1,90	1,63	95	6	77,97
13	5,61	0,20	1,00	1,00	0,00	-0,17	1,98	1,60	100	4	71,94
14	5,61	0,74	1,00	1,00	0,00	0,00	1,50	1,37	87	13	93,18
15	5,83	1,46	1,00	1,00	0,00	0,00	1,31	1,06	75	25	125,77
16	5,94	1,64	1,00	1,00	0,00	0,00	0,34	1,96	72	28	133,97
17	5,94	2,70	1,00	1,00	0,24	0,00	0,08	0,92	50	45	186,86
18	5,83	1,95	1,00	1,00	0,00	0,00	0,01	1,87	67	33	147,82
19	5,61	1,84	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	1,77	67	33	142,68
20	5,38	2,14	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	1,24	60	40	156,43
21	5,16	1,83	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	1,33	65	35	142,29
22	4,93	1,43	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	1,50	71	29	124,55
23	4,93	1,52	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	1,41	69	31	128,6
24	4,93	0,87	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	2,06	82	18	99,35

гнозованих значень встановленої теплової потужності енергоагрегатів та графіку температури навколишнього середовища для обраної доби 20 березня 2018 року.

Обсяг сумарного теплового навантаження за обрану добу склав 131,55 МВт·год, максимальне навантаження на 10-гу годину – 6,17 МВт·год, мінімальне навантаження на години 1-4 та 24 – 4,94 МВт·год.

Нижче представлено значення найбільш вагомих параметрів, що були використані при розрахунках в процесі математичного моделювання.

Географічне положення – Київська область України.

Тип району – ґрунтова ділянка/новий район.

Площа котеджного селища 3,1 км² з низькою щільністю житлової забудови 2,6 км² та публічним простором 0,5 км². Кількість котеджів 44. Річна потреба в теплі 39,9 ГВт·год.

Нагрівачі базового та резервного навантаження:

– котельня на природному газі (GAS) з встановленою потужністю 2,7 МВт;

– геотермальна свердловина (GEO) потужністю 1 МВт;

– реверсивні теплові насоси (HP) встановлена потужність 0,2 МВт_{ел} та 1 МВт_{теп};

– вітрова станція (WIND) з перетворювачем електрики в тепло 2,5 МВт;

– сонячний колектор (SUN_collector) потужністю 2,5 МВт;

– накопичувач теплової енергії (PTES), що має ємність 50 МВт·год та потужність 1 МВт.

Обмін тепловою енергією з мережею:

– річний відбір тепла (нетто) – 39,9 ГВт·год;

– тепло конденсації, що вводиться в мережу – 14,6 ГВт·год/рік;

– річні втрати тепла від мережі – 3,62 ГВт·год/рік;

– доступне відхідне тепло – 40,0 ГВт·год;

– відхідне тепло, що вводиться в мережу – 22,7 ГВт·год;

– річне виробництво тепла – 12,8 ГВт·год/рік.

Приклад результатів моделювання з використанням графіка теплового навантаження для об-

раної доби 20 березня 2018 року представлено в таблиці та на рис. 1.

Залежність питомої вартості тепlopостачання (У.О./МВт·год) від співвідношення (%) потужності ВДЕ та газової генерації представлено на рис. 2.

Отримані результати свідчать про зниження питомої вартості погодинного тепlopостачання зі збільшенням частини теплової енергії, що поставляється за рахунок ВДЕ, і відповідно, зниженням частини газової, а в загальному випадку будь-якої іншої генерації на технологіях викоп-

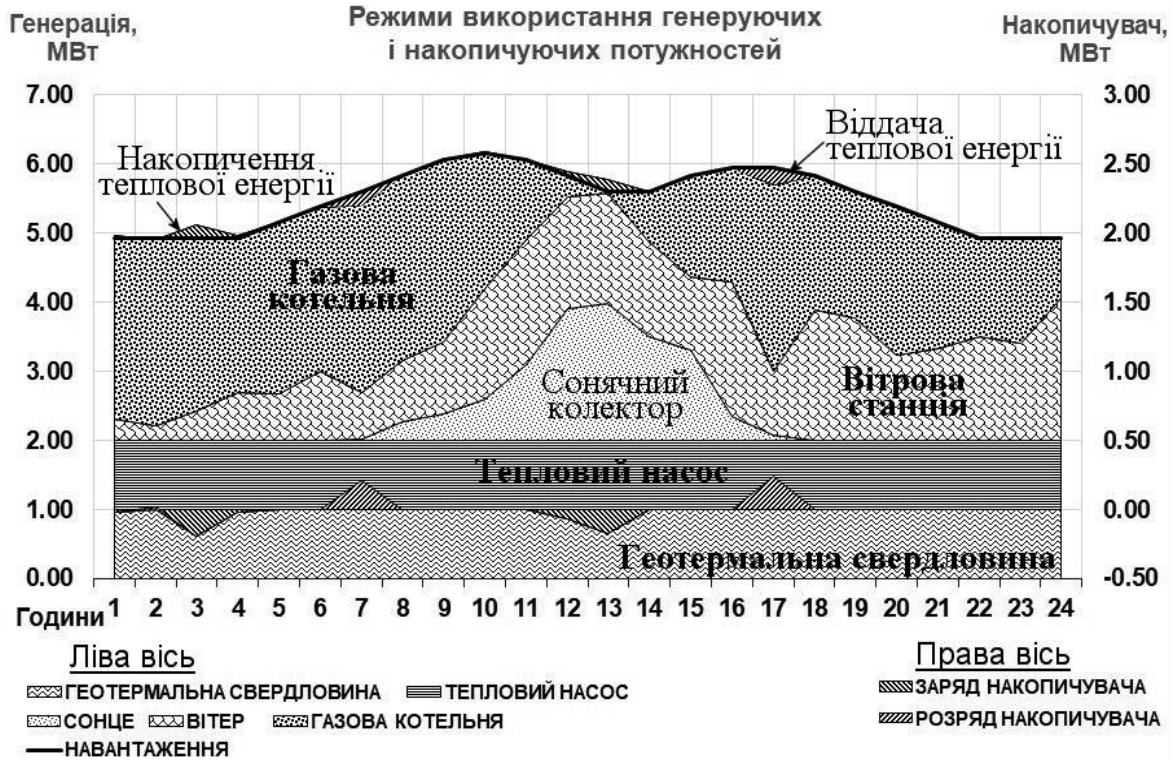


Рис. 1. Фактичне погодинне теплове навантаження та тепла потужність (МВт) теплоагрегатів

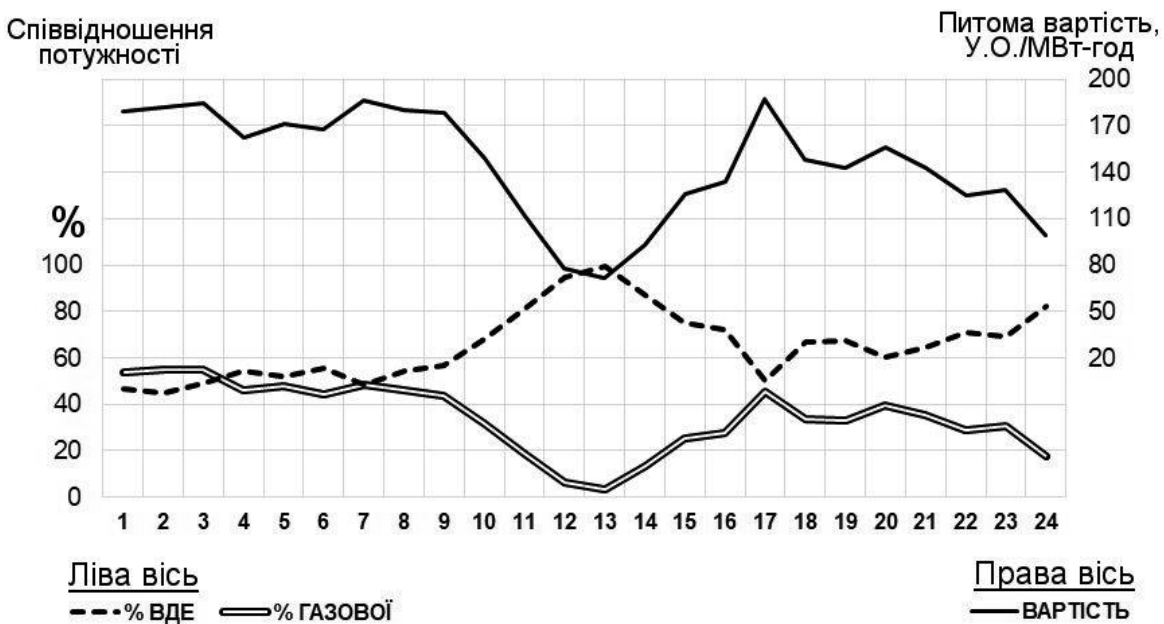


Рис. 2. Залежність питомої вартості тепlopостачання від співвідношення потужності ВДЕ та газової генерації

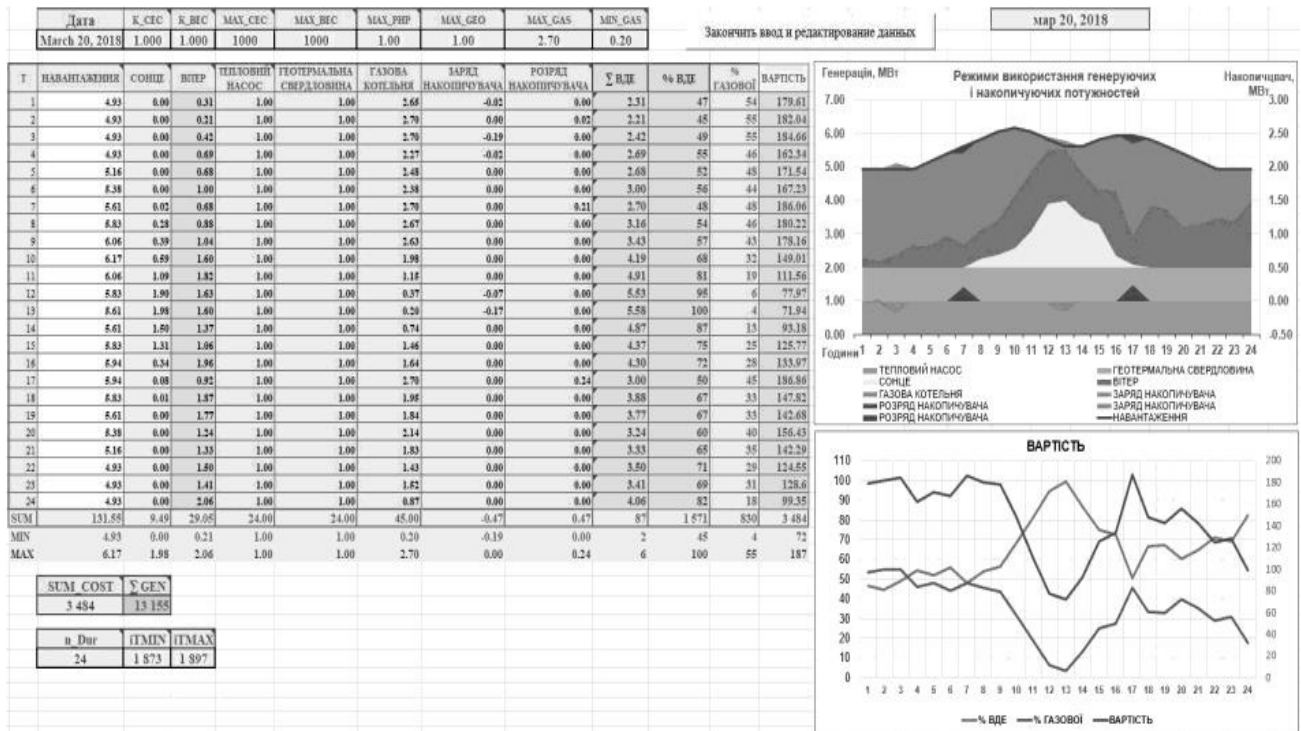


Рис. 3. Приклад робочого аркуша програмно-інформаційного комплексу

ного палива, в загальному обсязі тепло забезпечення. Таким чином, підтверджується ефективність використання ВДЕ на базі місцевих енергоресурсів у складі системи теплопостачання котеджного селища.

Приклад робочого аркуша програмно-інформаційного комплексу представлено на рис. 3.

Висновки

Проекти на основі комплексного використання відновлюваних джерел енергії дозволяють створювати автономні системи теплопостачання з мінімальним використанням сторонніх джерел енергії.

Розроблено новий програмно-інформаційний комплекс для моделювання режимів функціонування автономних систем теплопостачання, який дозволяє дослідити параметри використання теплоагрегатів, виявити допустимі межі їх експлуатації та забезпечити оптимальне стійке функціонування системи теплопостачання при умові забезпечення вироблення та перерозподілу енергії відповідно до графіка споживання.

За допомогою розробленого нового програмно-інформаційного комплексу, який дає можливість подинного моделювання та дослідження оптимальних режимів функціонування теплових агрегатів автономних систем теплопостачання, виконано моделювання оптимізованих режимів експлуатації автоном-

ної системи теплопостачання для котеджного селища на базі місцевих енергоресурсів та з мінімальним використанням сторонніх джерел енергії.

Посилання

1. Svend Frederiksen, & Sven Werner. (2013). District Heating and Cooling. Professional Publishing Svc., 586 pp, ISBN 9144085303, 9789144085302.
2. Marco Cozzini, Simone Buffa, Ilyes Ben Hassine, Jacopo Vivian. Fifth generation, low temperature, high exergy district heating and cooling networks. *European Union's Horizon 2020*, 2018, 48 pp.
3. Pre-design support tool for low temperature DHC networks (manual). URL: <http://www.flexynets.eu/en/Results>.
4. SolverStudio. URL: <https://solverstudio.org/> (дата звернення: 16.08.2022).
5. Frederiksen, S. & Werner, S. (2013). District Heating and Cooling. 1st ed.
6. Werner, S. (2006). European Heating Index. *10th International Symposium on District Heating and Cooling*, 2006.
7. Moro, A. & Lonza, L. (2017). Electricity carbon intensity in European Member States: Impacts on GHG emissions of electric vehicles. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2017.07.012>
8. Шурчкова Ю.О., Підручна А.О. Економічна ефективність систем геотермального теплопостачання в залежності від тарифів на теплоту та електроенергію. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. Вип. 2(61). С. 43—50. <https://doi.org/10.15407/page2020.02.043>.

SOFTWARE AND INFORMATION COMPLEX FOR DISTRICT HEAT SUPPLY SYSTEMS MODELING

Viktor Denysov, <https://orcid.org/0000-0002-3297-1114>

Institute of General Energy of NAS of Ukraine, Antonovycha Str., 172, Kyiv, 03150, Ukraine

e-mail: info@ienergy.kiev.ua

Corresponding author: visedp@gmail.com

Abstract. *Software and information complex for modeling of the heat supply systems functioning, which allows ensuring the optimal selection of aggregates and their operation modes. It will ensure the production and redistribution of energy in accordance with the schedule of consumers. Simulation of optimized operating modes of a self-sufficient heat supply system for a cottage village based on local energy resources and with minimal use of external energy sources was performed. The use of the software and information complex made it possible to calculate the parameters that provide optimized coverage of the heat load schedule of the cottage village based on local energy resources. The simulation performed using the example of the predicted values of the installed thermal capacity of the power units and the actual ambient temperature schedule. The developed new software and information complex provides an opportunity for hourly simulation and research of optimal modes of operation of heat units of autonomous heat supply systems. In the developed software and information complex, a model of optimization of operating modes is applied, which belongs to the class of problems of optimal loading of generating capacities of power systems with the criterion of minimizing costs for production, accumulation and consumption of heat and electricity. An example of simulation results using the heat load schedule for the selected day of March 20, 2018 is given. The obtained results indicate a decrease in the specific cost of hourly heat supply with an increase in the part of thermal energy supplied at the expense of renewable energy sources, and accordingly, a decrease in the part of gas, and in the general case of any other generation based on fossil fuel technologies, in the total volume of heat supply. Thus, the effectiveness of the use of renewable energy sources based on local energy resources as part of the heat supply system of the cottage village confirmed.*

Keywords: autonomous heat supply, efficiency of renewable energy sources based on local energy resources.

References

1. Svend Frederiksen, & Sven Werner. (2013). District Heating and Cooling. Professional Publishing Svc., 586 pp, ISBN 9144085303, 9789144085302.
2. Marco Cozzini, Simone Buffa, Ilyes Ben Has-sine, Jacopo Vivian. Fifth generation, low temperature, high exergy district heating and cooling networks. *European Union's Horizon 2020*, 2018, 48 pp.
3. Pre-design support tool for low temperature DHC networks (manual). URL: <http://www.flexynets.eu/en/Results>.
4. SolverStudio. URL: <https://solverstudio.org/> (Last accessed: 16.08.2022).
5. Frederiksen, S. & Werner, S. (2013). District Heating and Cooling. 1st ed.
6. Werner, S. (2006). European Heating Index. *10th International Symposium on District Heating and Cooling*, 2006.
7. Moro, A. & Lonza, L. (2017). Electricity carbon intensity in European Member States: Impacts on GHG emissions of electric vehicles. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2017.07.012>
8. Shurchkova, Yu.A., & Pidruchna, A.O. (2020). Renewed technical- and- economic estimation of the efficiency of realization of projects of using geothermal energy. *The Problems of General Energy*, 2(61),43–50 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/pge2020.02.043>

Надійшла до редколегії: 14.09.2022