

9. Круглов, В. В. Нечеткая логика и искусственные нейронные сети [Текст] / В. В. Круглов. – М.: Физматлит, 2001. – 224 с.

10. Федяев, О. И. Нейросетевая модель процесса профессионального обучения молодых специалистов [Текст]: науч.-тех. конф. / О. И. Федяев. – Минск: БГУИР, 2015. – С. 357–363.

11. Дьяконов, И. В. Математические пакеты расширения MATLAB. Специальный справочник [Текст] / И. В. Дьяконов. – СПб.: Питер, 2001. – 268 с.

#### References

1. Zhulev, V. I., Ivanov, V. S. (1986). Bezopasnost' poletov letatel'nykh apparatov. Moscow: Transport, 224.

2. Ovcharov, V. E. (2005). Chelovecheskiy faktor v aviacionnykh proisshestviyah. Moscow: MAK, 80.

3. Morozov, A. N. (2009). Sostojanie bezopasnosti poletov v grazhdanskoj aviacii gosudarstv – uchastnikov «Soglasheniya o grazhdanskoj aviacii i ob ispol'zovanii vozdušnogo transporta» v 2008 godu. Trudy obshhestva nezavisimyh rassledovanij aviacionnykh proisshestvij, 21, 7–28.

4. Kazak, V. M. (2010). Cuctemni metodu vidnovlenna zhuvyshchosti letatel'nykh apparatov v ocobluvuh cutuasheon y poleti. Kyiv: NAU, 284.

5. Savinov, O. M. (2010). Modeljuvannja ta upravlinnja jakistju pidgotovki aviacijnih fahivciv. Kyiv: Nac.aviac.un-tu «NAU-druk», 172.

6. Il'in, E. P. (2004). Psihologija tvorcestva, kreativnosti odarennosti. Sankt-Peterburg: Piter, 537.

7. Ajenk, G. (2003). Novye testy IQ. Moscow: Izd-vo «Jeskm», 189.

8. Dejneka, A. V. (2009). Sovremennye tendencii v upravlenii personalom. Moscow: Izd-vo «Akademija estestvoznaniya», 294.

9. Kruglov, V. V. (2001). Nечеткая логика i iskustvennye nejronne seti. Moscow: Fizmatlit, 224.

10. Fedjaev, O. I. (2015). Nejrosetevaja model' processa professional'nogo obuchenija molodykh specialistov. Minsk: BGUIR, 357–363.

11. D'jakonov, I. V. (2001). Matematicheskie pakety rasshirenija MATLAB. Special'nyj spravochnik. Sankt-Peterburg: Piter, 268.

*Дата надходження рукопису 12.01.2016*

**Казак Висиль Миколайович**, доктор технічних наук, професор, директор науково-навчального Центру новітніх технологій. Національний авіаційний університет, пр. Космонавта Комарова, 1, м. Київ, Україна, 03058, E-mail: profkazak@ukr.net

**Шевчук Дмитро Олегович**, доктор технічних наук, старший науковий співробітник, заступник директора науково-навчального Центру новітніх технологій, Національний авіаційний університет, пр. Космонавта Комарова, 1, м. Київ, Україна, 03058, E-mail: doshev@ukr.net

**Тимошенко Наталія Анатоліївна**, кандидат технічних наук, кафедра автоматизації та енергоменеджменту, Національний авіаційний університет, пр. Космонавта Комарова, 1, м. Київ, Україна, 03058 E-mail: t\_nataly@ukr.net

**Прохоренко Ірина Володимирівна**, асистент, кафедра автоматизації та енергоменеджменту, Національний авіаційний університет, пр. Космонавта Комарова, 1, м. Київ, Україна, 03058 E-mail: Proshorenko\_I@mail.ru

УДК 621.311

DOI: 10.15587/2313-8416.2016.60866

## КЕРУВАННЯ ГРАФІКА НАВАНТАЖЕННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ СПОЖИВАЧАМИ-РЕГУЛЯТОРАМИ

© С. В. Бахмачук, Ю. С. Громадський, С. М. Савицький, Д. А. Гапон

*Досліджено переваги впровадження засобів управління режимами споживання електричної енергії, за рахунок використання споживачів-регуляторів, що дає можливість підвищити енергоефективність режимів роботи розподільчих мереж в системах електропостачання. Проведена оцінка потенційного економічного ефекту від вирівнювання графіка електричного навантаження в об'єднаній енергетичній системі, яка заснована на реалізації критерію оптимального розподілення включення споживачів-регуляторів на визначеному проміжку часу*

**Ключові слова:** енергоефективність, система електропостачання, графік електричного навантаження, споживач-регулятор

*Benefits of the introduction of control modes of electric power consumption through the use of consumer-regulators, which makes it possible to increase the energy efficiency of modes of distribution networks in power systems, are investigated. The assessment of the potential economic effect of leveling the schedule of electric load in the united energy system, which is based on the realization of the optimum distribution criterion for accessing customer-regulators at a certain period of time*

**Keywords:** energy efficiency, electric power system, electric load schedule, consumer-regulator

**1. Вступ**

В об'єднаній енергосистемі України (ОЕС) має місце нерівномірність добових графіків споживання і покриття потужності в умовах дефіциту маневреної потужності. З часом ця проблема не тільки не вирішується, а і загострюється у зв'язку з дією низки об'єктивних факторів. У структурі виробництва ВВП зменшується частка промисловості, електроспоживання якої, як відомо, вирівнює графік електроспоживання, та збільшується частка сфери послуг. Спостерігається також постійне і з досить високими темпами (3–7 % щорічно) зростання електроспоживання населенням. Як наслідок, відбувається поступове і постійне розущільнення графіка електричних навантажень ОЕС України, тому енергосистема потребує все більшої кількості пікових і напівпікових потужностей. Також гостро в ОЕС України стоїть проблема регулювання частоти і потужності як за структурою генеруючих потужностей, так щодо автоматизації системи і об'єктів регулювання.

В царині теплопостачання, незважаючи на заходи з заміщення коштовного природного газу для виробництва тепла і гарячої води, все ще спалюються великі обсяги його та інших органічних палив, і їх питомі показники споживання в 2–3 рази перевищують середньоєвропейські. Більше 80 % ТЕЦ, теплових пунктів, тепломереж, індивідуальних газових котлів виробили свій ресурс, а третина встановлених побутових котлів, як КЧМ, ННІСТУ, мають ККД не вище 60 %.

Приєднавшись до Енергетичного Співтовариства ЄС, Україна взяла зобов'язання в сфері енергетики:

- зменшити споживання газу;
- створення стратегічних запасів енергоносіїв, резервів, джерел регулювання;
- збільшити використання відновлювальних джерел енергії
- лібералізувати ринки газу та електроенергії України.

**2. Аналіз літературних даних та постановка проблеми**

Наразі регулювання пікової частини змінних навантажень добових графіків покриття ОЕС України здійснюється за допомогою ГЕС та ГАЕС Дніпровського і Дністровського каскадів, потенціал збільшення потужності яких практично вичерпаний, та

корпусному або блоковому регулюванню блоками теплових станцій. Тобто практично базові блоки ТЕС переведені на роботу в пікових режимах, що призводить до збільшення собівартості виробництва ними енергії та багатьох інших негативних наслідків. Потужності дешевих з точки зору собівартості електрики АЕС, що можуть працювати тільки в базі, при цьому не використовуються (рис. 1).

У поточному стані дефіцит робочих високоманеврових генеруючих потужностей в ОЕС України оцінюється обсягом 2500 МВт, із них 1000 МВт потрібні для створення власної високоєфективної Системи регулювання частоти і потужності (САРЧП), що відповідає вимогам до європейських енергосистем, та 1500 МВт – для покриття ОЕС України без щодобових зупинок та пусків теплових енергоблоків. Нові блоки Дністровської ГАЕС та спорудження Канівської ГАЕС дозволить суттєво зменшити зазначений дефіцит маневрових потужностей в ОЕС України.

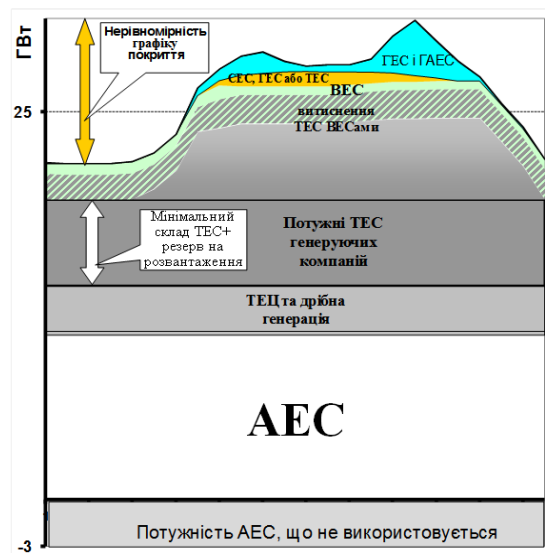


Рис. 1. Характерний усереднений добовий графік покриття в ОЕС України

Але як впливає з планів Енергетичної стратегії до 2030 р [1], та проектів її корегування і актуалізації [2, 3], в структурі генеруючих потужностей ОЕС України зростає частка атомних, та важкопрогнозованих вітрових сонячних електростанцій (табл. 1).

Таблиця 1

Потужність електростанцій ОЕС України

Електростанції (інформація станом на станом на 1.07.2014)	Потужність, МВт
Існуючі ВЕС в ОЕС України (без урахування ВЕС Криму)	381
Існуючі СЕС в ОЕС України	240
ВЕС, на які видано технічні умови	1200
СЕС, на які видано технічні умови	1182
ВЕС, які знаходяться на стадії ТЕО	2496
СЕС, які знаходяться на стадії ТЕО	1101

**3. Цілі та задачі дослідження**

Метою дослідження є аналіз сучасного стану проблем, існуючих методів та засобів підвищення енергоефективності режимів роботи систем електро-

споживання та оцінка економічної ефективності від вирівнювання графіків електричного навантаження в об'єднаній енергетичній системі України за рахунок впровадження споживачів-регуляторів.

**4. Дослідження оцінки економічного ефекту від вирівнювання графіка електричного навантаження**

Слід зауважити, що віднедавна в Україні передбачені цікаві умови для домашніх СЕС і ВЕС щодо вигідного продажу виробленої ними електрики без необхідності отримання техумов на приєднання до мережі та будь-яких зобов'язань [4]. Враховуючи "моду" на такі хоча і малопотужні станції, їх обсяги генеруючих потужностей важко передбачити.

Крім численного позитиву "зелена" генерація вимагатиме додаткових:

- резервних потужностей на завантаження і розвантаження;
- послуг з регулювання потужності і частоти, особливо первинного;
- швидкодіючих автоматизованих систем управління;
- підвищення точності підтримки частоти електричного струму.

З метою ущільнення графіку електричних навантажень в ОЕС України, збільшення можливості автоматичного регулювання частоти і потужності, вирішення проблем теплопостачання пропонується поетапно впроваджувати автоматично-регульовані системи електронагріву з акумуляцією тепла (надалі – Системи) в якості споживача-регулятора з малим ступенем дискретизації (рис. 2).

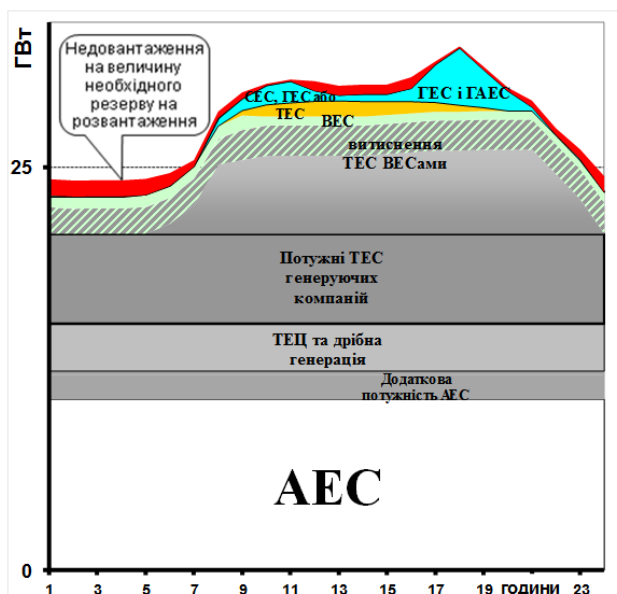


Рис. 2. Зміна добового графіка покриття (чверним кольором) ОЕС України при впровадженні системи електронагріву з акумуляцією тепла

Заміщення відносно невеликого обсягу генерації може приносити великий ефект для енергоринку в цілому. В світі альтернативою завантаження дорогих потужностей є керування попитом на стороні споживачів. Програми Demand Response, що стимулюють споживачів електроенергії до зниження споживання в години пікових навантажень та/або високих цін на ринку і збільшенню в провали, а також короткочасне управління споживанням застосовуються в США, Великобританії, Італії, Іспанії, Авс-

тралії, Новій Зеландії і інших країнах. Demand Response є елементом інтелектуалізації електромереж Smart Grid (розумні мережі електропостачання), що широко розповсюджуються в світі. Також популярне застосування споживачів-регуляторів з засобами терморегуляції.

В США встановлена потужність регулювання засобами електронагріву з акумуляцією тепла більше 431 МВт. Питома вартість 1 кВт встановленої регульованої потужності при цьому біля 2000 \$ США.

В Європі на 1 МВт встановленої потужності СЕС і ВЕС припадає 0,1 МВт регульованого навантаження. В Німеччині потужність потужних електронагрівальних установок з акумуляцією тепла – більше 250 МВт.

В Україні потрібний потенціал впровадження споживачів-регуляторів оцінюється в 3–4 ГВт. Схема децентралізованої автоматично-регульованої системи електронагріву з акумуляцією тепла, в якості споживача-регулятора з малим ступенем дискретизації зображена представлена на рис. 3.

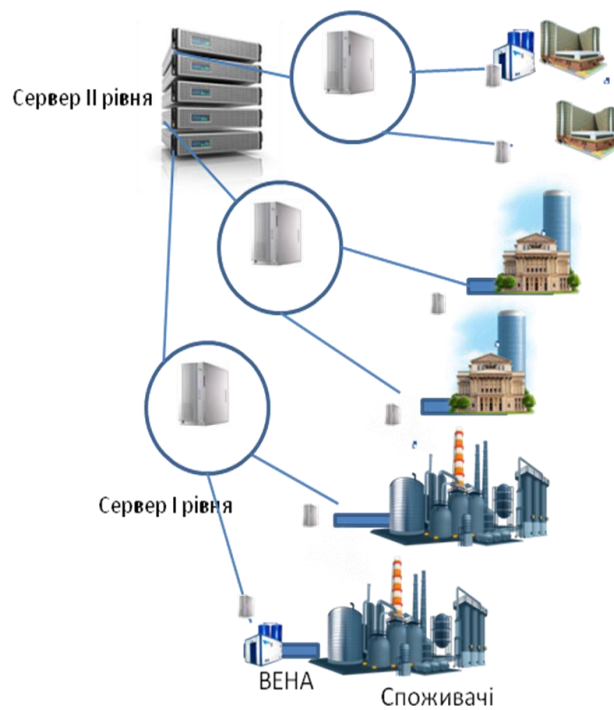


Рис. 3. Функціональна схема децентралізованої Системи

Проект, що пропонується, розрахований на потужність 600 МВт. Очікувана питома вартість 1 кВт встановленої потужності 500–600\$ США. В якості однієї умовної черги впровадження розглядається створення Системи на базі орієнтовно 600 одиниць блоків індукційного нагріву з автоматикою управління, сумарною потужністю 60 МВт. Така умовна розрахункова потужність впровадження відповідає діапазону регулювання одного потужного енергоблоку ТЕС. При цьому швидкість зміни потужності практично миттєва.

Основною складовою децентралізованої Системи є вузол електричного нагріву автоматизований (ВЕНА) електричною потужністю від 100 до 500 кВт. Призначений для перетворення електричної енергії в теплову при вирішенні завдань теплопостачання і

гарячого водопостачання та роботи у складі системи автоматичного регулювання потужності і частоти (автодиспетчер). Вузли ВЕНА встановлюються безпосередньо на об'єктах тепло споживання. Переважно використовується електрична потужність, що незадіяна в нічний час (рис. 4).

Основні складові децентралізованої Системи:

- електричний теплогенератор;
- теплоаккумулятор;
- система електроживлення та автоматизації;
- теплотехнічне обладнання;
- термінал.

Електричний теплогенератор трансформаторного типу (рис. 5) перетворює електричну енергію в тепло. Первинний контур – котушки обмотки, вторинний контур – теплообмінний пристрій. Під впливом змінного магнітного поля, створюваного обмоткою, в металі теплообмінного пристрою індукуються струми, що викликають його нагрівання. Тепло від нагрітих поверхонь теплообмінного пристрою передається теплоносію. Така конструкція забезпечує надійність, безпеку, довговічність, високий ККД і можливість використання вузлів ВЕНА для вирішення задач регулювання.

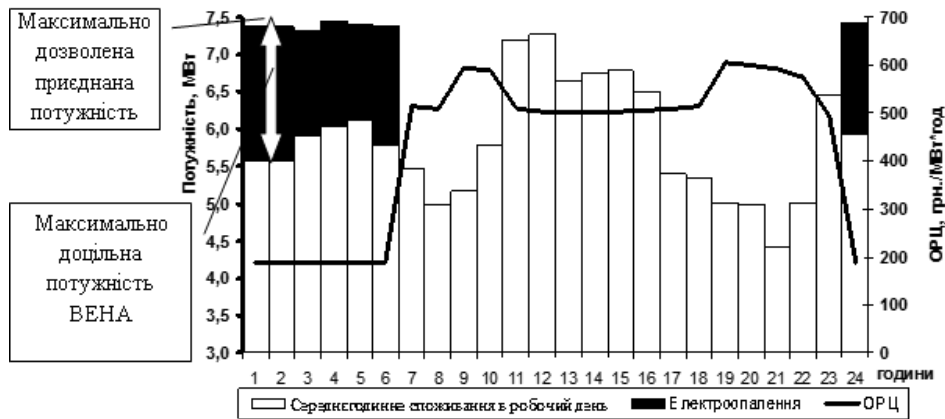


Рис. 4. Пояснення принципу розрахунку додаткових електричних потужностей для виробництва теплової енергії (ОРЦ – оптова ринкова ціна на електроенергію)

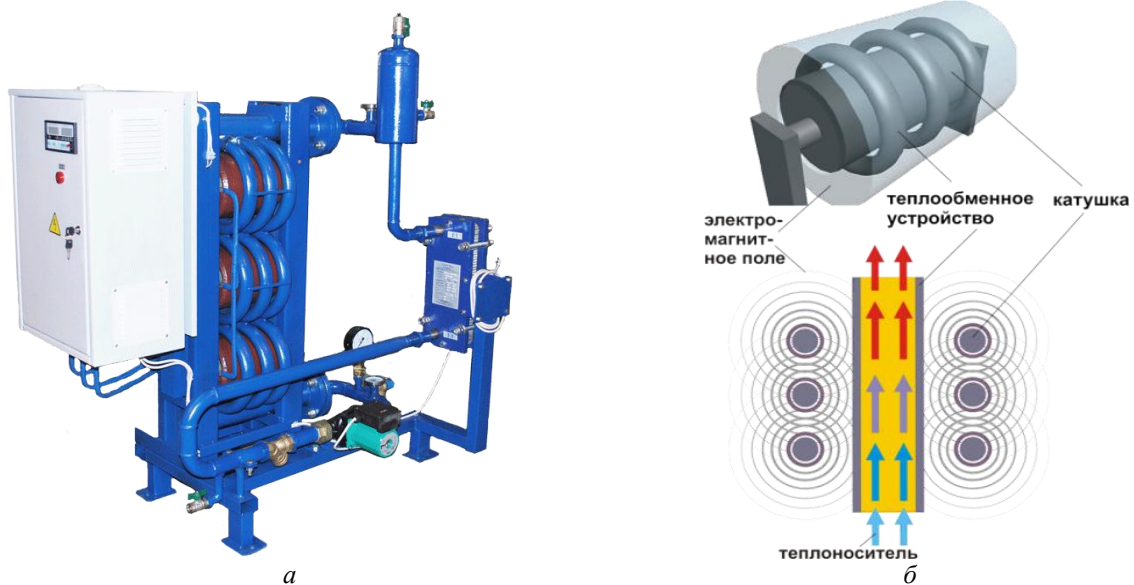


Рис. 5. Теплогенератор трансформаторного типу (індукційний принцип нагріву): а – конструкція теплогенератора; б – принцип роботи теплогенератора

Надлишки тепла накопичуються в теплоаккумуляторі. Електричний теплогенератор працює переважно в періоди доби з низькими цінами на електроенергію або коли в енергосистемі існує потреба в послугах з регулювання частоти і потужності, резервування на розвантаження. В інший час джерелом тепла для споживача є теплоаккумулятор. ВЕНА може працювати як в локально-автоматичному режимі, так і в складі системи "Автодиспетчер", і розглядаються трьох типів:

- автономні з акумуляцією;
- комбіновані (з центральною тепломережею, котлами на різних видах палива, когенераційними установками, сонячними колекторами, тощо).

Під "терміналом" розуміється пристрій вводу-виводу технічної інформації між системою і об'єктом для забезпечення оптимального управління. Є нульовим рівнем програмно-технічного комплексу, який з'єднано з сервером I рівня.



Для оцінки економічної ефективності впровадження комплексу був проведений тестовий розрахунок оптової ринкової ціни на електроенергію за існуючими "Правилами Оптового Ринку Електроенергії" [5] для лютого 2015 року у випадку, якби Системи встановленою потужністю 600 МВт були би впроваджені. Прийнято збільшення базового навантаження АЕС та ТЕС на 400-600 МВт з деяким зменшенням відпуску електроенергії ТЕЦ показав економію суспільних витрат:

– біля 300 млн. грн. за місяць – в режимі нічного регулювання при недозавантаженості системи на 200 МВт для забезпечення в системі "резерву на розвантаження";

– більше 340 млн. грн. – при завантаженості системи вночі на повну потужність.

Очікуваний річна економія суспільних витрат від впровадження 600 МВт Систем на оптовому ринку електроенергії – більше 2 млрд. грн. в рік.

Середні тарифи прийняті як для лютого 2015 р.: АЕС – 32,1 коп./кВт×год; ТЕЦ – 151,5 коп./кВт×год, ТЕС – 72.3 коп./кВт×год, без ПДВ.

Слід зауважити, що генкомпанії ТЕС наповняють, що такі тарифи є збитковими для них, і в ОЗП 2015–2016 рр, враховуючи очікувану ціну вугілля і обіцянки державного регулятора не обмежувати тепловій генерації цінові фактори, середньозважений тариф прогнозується більше, ніж 120 коп./кВт×год, і при таких вихідних даних економія в тестовому розрахунку була би значно більшою. Також слід згадати, що в той час мали місце обмеження споживачів в піки навантажень через дефіцит вугілля, і у разі застосування таких Систем обмежень і дефіциту можна було би хоча б частково уникнути.

При цьому не враховані інші складові суспільного ефекту – зменшення собівартості теплової

енергії, зменшення пускових витрат блоків ТЕС, ефекти майбутніх ринків (балансуючого, "на добу наперед"), ефект від регулювання потужності в енергосистемі, ефекти у постачальника електроенергії та у споживачів.

Очікувана вартість впровадження 600 МВт – 8 млрд. грн.

Зекономлені кошти можна скерувати як додатковий платіж ТЕС, ТЕЦ за упущену вигоду, іншим виробникам і учасникам ринку, інвестувати в розвиток енергетики або зменшити тарифи для споживачів, стимулюючи виробництво.

Починаючи з 2016 в Україні починається перехід до нової моделі Енергетичного ринку у відповідності з Законом України № 663 "Про засади функціонування ринку електричної енергії" [6] з метою адаптації третього енергетичного пакету Енергетичного Співтовариства ЄС. Повноцінна робота за новими правилами має розпочатися в 2-й половині 2017 року. Схема її функціонування наведена на рис. 6.

Нова модель може повністю змінити філософію роботи виробників, споживачів, оператора системи. Наприклад, найнижча усереднена ціна на електроенергію з урахуванням купівлі-продажу на всіх сегментах ринку може сформуватися не обов'язково в нічні години. На аналогічних ринках інших країн вона взагалі буває навіть від'ємною. Наявність системи у споживача, електропостачальника або в керуванні у виробника дає в його руки потужний механізм для ефективної роботи на новому ринку або його сегментах, особливо враховуючи, що така модель вимагає відповідальності за виконання заявлених погодинних обсягів споживання або виробництва і виконання диспетчерського графіку, в першу чергу фінансову.



Рис. 6. Структура нової моделі ринку згідно з Законопроектом 2199а [7]

Рівні взаємодії на майбутньому Енергоринку та можливості для Споживача, що надає наявність ВЕНА та впровадження Системи:

1. Перший рівень – купівля електроенергії у постачальника за диференційованими у часі тарифами в періоди, коли вони найнижчі та використання

виробленої теплової енергії для власних потреб або продажу. Можливість вибрати Електропостачальника, що запропонує найбільш цікаві тарифи. Можливість регулювання навантаженням, у разі зміни споживання підприємства відносно заявленого погодинного прогнозу, щоб уникнути штрафних санкцій.

2. Другий рівень передбачає купівлю електроенергії безпосередньо (або з посередництвом електропостачальника) у виробників на ринку двосторонніх договорів (де середня ціна буде найнижча) за сумарним графіком, що забезпечить найнижчу ціну (наприклад рівним графіком у АЕС). Тоді споживачу з вищерозглянутого прикладу (рис. 7) при наявності системи слід укласти з виробником довгострокову угоду на купівлю електроенергії за "рівним" графіком 7 МВт і працювати наближено до нього [8].

У разі відхилення споживання від заявленого, є можливість регулювання навантаженням відносно заявленого погодинного прогнозу, щоб уникнути штрафних санкцій.

3. Третій рівень – можливість оптимізації участі у ринках “на добу наперед”, внутрішньодобовому, балансуєчому, допоміжних послуг (первинне і вторинне регулювання, резервування), отримуючи додатковий дохід, що може перевищити витрати на купівлю електроенергії за двостороннім договором [9].

4. Четвертий рівень – можливість участі у "балансуючих групах" разом з іншими споживачами або з виробниками.

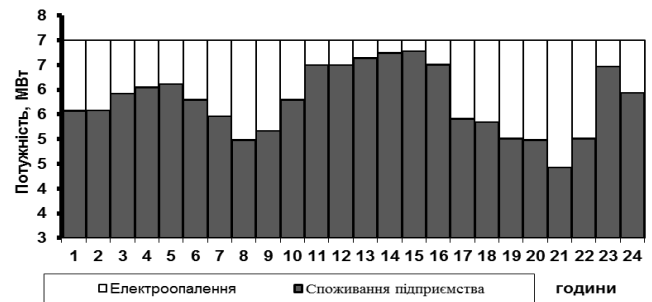


Рис. 7. Принцип роботи Споживача (балансуючої групи, енергокооперативу, ЕСКО, електропостачальника) при закупівлі електроенергії на ринку двосторонніх договорів

Вигоди для інших учасників енергетичного ринку [10], передбачених Законом 663 і існуючими Законопроектами щодо його змін наведені в табл. 2.

Таблиця 2

Оцінка енергоефективності для учасників ринку від впровадження децентралізованої Системи

Учасники ринку	Сегменти нового енергоринку	Вигода
АЕС	Балансуєчий ринок	Якщо знайде споживачів теплової енергії, кому зможе встановити: це зменшить небаланси
	Ринок допоміжних послуг	надать технічну можливість надання послуг з регулювання
	двосторонніх (прямих) договорів	у разі зміни принципу ціноутворення "витрати+" може виступити інвестором, як найбільш зацікавлена сторона у вирівнюванні графіку.
ТЕС, ТЕЦ	Ринки двосторонніх договорів, "на добу наперед", внутрішньодобовий, балансуєчий	значно поліпшить ефективність і гнучкість роботи.
	Ринок допоміжних послуг	поліпшить технічну можливість надання послуг з регулювання
ТЕЦ	Ринок теплової енергії	значно поліпшить ефективність і гнучкість роботи, отримає додаткові обсяги товару і зменшення його собівартості.
Гарантований покупець, СЕС, ВЕС	Ринок двосторонніх (прямих) договорів	значно поліпшить ефективність і гнучкість роботи, зменшить збитки при похибках у прогнозуванні погодинних обсягів виробітку
	Ринок допоміжних послуг	зменшить собівартість послуг з регулювання
БіоТЕС, біоТЕЦ	Ринок допоміжних послуг	зменшить собівартість послуг з регулювання
	Ринок двосторонніх (прямих) договорів	при встановленні керованих теплогенераторів в зворотній трубопроводі дозволить збільшити прибутки
	Ринок теплової енергії	значно поліпшить ефективність і гнучкість роботи, отримає додаткові обсяги товару
Постачальники, Трейдери	Ринки двосторонніх договорів, "на добу наперед", внутрішньодобовий, балансуєчий	значно поліпшить ефективність і гнучкість роботи, зменшить збитки при похибках у прогнозуванні погодинних обсягів споживання
	Ринок допоміжних послуг	надать технічну можливість надання послуг з регулювання
	Ринок теплової енергії	надать технічну можливість надання послуг з теплопостачання та ГВП,
Споживачі	Ринки двосторонніх договорів, "на добу наперед", внутрішньодобовий, балансуєчий	значно поліпшить ефективність і гнучкість роботи, зменшить збитки при похибках у прогнозуванні погодинних обсягів споживання
	Ринок допоміжних послуг	надать технічну можливість надання послуг з регулювання
	Ринок теплової енергії	забезпечить себе теплом і ГВ, зможе постачати "сусідам"

### 5. Результати дослідження та їх обговорення

Очікувані результати від впровадження систем виробництва теплової енергії автоматизованими вузлами електронагріву (споживачами-регуляторами) з автодиспетчеризацією потужністю 600 МВт в умовах існуючої моделі Енергоринку:

1. Вирішення соціально-економічних завдань зниження витрат на забезпечення теплом і гарячою водою.

2. Отримання в диспетчерське управління регульованого навантаження з малим ступенем дискретизації – 0,1 МВт.

3. Вирівнювання добового графіку споживання, завантаження базових ТЕС і АЕС.

4. Збільшення відпуску електроенергії з шин АЕС та ТЕС у розмірі 88–1050 ГВт\*год. на рік, (в опалювальний період – 700–800 ГВт\*год., в інші періоди року – 180–250 ГВт\*год.).

5. Зниження собівартості електроенергії і її вартості на оптовому та роздрібному ринках, навіть з урахуванням цінових надбавок на фінансування цього проекту, розвиток магістральних та розподільчих електромереж.

6. Заміщення природного газу в обсязі 100 млн.м<sup>3</sup> на рік.

При уведенні відповідальності за виконання заявлених погодинних обсягів споживання або виробництва і виконання диспетчерського графіку, в першу чергу фінансової: наявність Системи у споживачів, постачальників, виробників дозволяє регулювати навантаження у разі зміни споживання відносно заявленого погодинного прогнозу, щоб уникнути штрафних санкцій.

Впровадження Системи може стати альтернативою будівництву та розширенню ГАЕС, що викликає суперечки з екологічних міркувань, та вимагає питомих капіталовкладень в 2,5–3 рази більших.

Можливість підключення до мереж ОЕС України додатково 400–500 МВт потужностей ВЕС або СЕС.

### 6. Висновки

При лібералізації енергетичного ринку України і переході на нову його модель, наявність Системи надасть технічну можливість і стане механізмом ефективної роботи практично на всіх його сегментах як для Споживачів, так і для інших його учасників (Виробників, Гарантованого покупця, Балансуючих груп, Електропостачальників, Операторів, тощо). За досвідом країн, що впровадили аналогічні ринкові моделі, найбільший прибуток від керування попиту на стороні споживачів можна отримати на ринках балансування та надання допоміжних послуг з резервування та первинного регулювання.

### Література

1. Оновлення "Енергетичної стратегії України на період до 2030 р" [Текст]. – Затв. розпорядженням КМУ № 1071 від 24.07.2013, 2013.

2. Проект «Енергетичної Стратегії України на період до 2035 року» [Електронний ресурс]. – Київ, 2014. – 41 с. – Режим доступу: [http://www.niss.gov.ua/public/File/2014\\_nauk\\_an\\_rozrobku/Energy%20Strategy%202035.pdf](http://www.niss.gov.ua/public/File/2014_nauk_an_rozrobku/Energy%20Strategy%202035.pdf)

3. Проект "Плану розвитку ОЕС України на наступні десять років" [Електронний ресурс]. – Укренерго. – Режим доступу: <http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/>

4. Актуалізація Енергетичної стратегії України [Текст]. – Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2014. – Режим доступу: [http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art\\_id=244964965](http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=244964965)

5. Правила Оптового ринку електроенергії України (Правила ринку). Додаток 2 до Договору між членами Оптового ринку електроенергії [Текст]. – Затв. Радою Оптового ринку електроенергії України 02.10.1997р, 1997.

6. Про засади функціонування ринку електричної енергії України [Текст]. – Верховна Рада України; Закон від 24.10.2013 № 663-VII, 2013.

7. Правила Закону про внесення змін до Закону України "Про засади функціонування ринку електричної енергії України" щодо виконання вимог Договору про заснування Енергетичного Співтовариства [Текст]. – Верховна Рада України; № 2199а від 30.06.2015, 2015. – Режим доступу: [http://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc4\\_1?pf3511=55781](http://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc4_1?pf3511=55781)

8. Денисюк, С. П. Аналіз впливу нерівномірності споживання електроенергії [Текст] / С. П. Денисюк, Т. М. Базюк // Східно-Європейський журнал передових технологій. – 2013. – Т. 4, № 8 (64). – С. 9–13. – Режим доступу: <http://journals.uran.ua/eejet/article/view/16444/13926>

9. Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії суб'єктів ОРЕ. Загальні вимоги. Стандарт ОРЕ [Текст]. – Затв. Радою Оптового ринку електричної енергії України, протокол № 15 від 27.01.2006р, 2006.

10. Маляренко, В. А. Неравномерность графика нагрузки энергосистемы и способы ее выравнивания [Текст] / В. А. Маляренко, И. Е. Нечмоглод, И. Е. Щербак, И. Д. Колотило // Світлотехніка та електроенергетика. – 2011. – № 4. – С. 61–66.

### References

1. Onovlennja "Energetychnoi' strategii' Ukrainy na period do 2030 r" (2013). Zatv. rozporjadzhennjam KМУ № 1071 vid 24.07.2013.

2. Proekt «Energetychnoi' Strategii' Ukrainy na period do 2035 roku» (2014). Kyiv, 41. Available at: [http://www.niss.gov.ua/public/File/2014\\_nauk\\_an\\_rozrobku/Energy%20Strategy%202035.pdf](http://www.niss.gov.ua/public/File/2014_nauk_an_rozrobku/Energy%20Strategy%202035.pdf)

3. Proekt "Planu rozvytku OES Ukrainy na nastupni desjat' roki". Ukrenergo. Available at: <http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/>

4. Aktualizacija Energetychnoi' strategii' Ukrainy (2014). Ministerstvo energetyky ta vugil'noi' promyslovosti Ukrainy. Available at: [http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art\\_id=244964965](http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=244964965)

5. Pravyla Optovogo rynku elektroenerгии' Ukrainy (Pravyla rynku). Dodatok 2 do Dogovoru mizh chlenamy Optovogo rynku elektroenerгии' (1997). Zatv. Radoju Optovogo rynku elektroenerгии' Ukrainy 02.10.1997r.

6. Pro zasady funkcionuvannja rynku elektrychnoi' energii' Ukrainy (2013). Verhovna Rada Ukrainy; Zakon vid 24.10.2013 № 663-VII.

7. Proekt Zakonu pro vnesennja zmin do Zakonu Ukrainy "Pro zasady funkcionuvannja rynku elektrychnoi' energii' Ukrainy" shhodo vykonannja vymog Dogovoru pro zasnuvannja Energetychnogo Spivtovarystva (2015). Verhovna Rada Ukrainy; № 2199a vid 30.06.2015. Available at: [http://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc4\\_1?pf3511=55781](http://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc4_1?pf3511=55781)

8. Denysyuk, S. P., Bazyuk, T. M. (2013). Analysis of irregular electricity consumption. Eastern-European Journal Of Enterprise Technologies, 4/8 (64), 9–13. Available at: <http://journals.uran.ua/eejet/article/view/16444/13926>

9. Avtomatyzovani systemy komercijnogo obliku elektroenergii'sub'ektiv ORE. Zagal'ni vymogy. Standart ORE (2006). Zatv. Radoju Optovogo rynku elektrychnoi' energii' Ukraїny, protokol № 15 vid 27.01.2006r.

10. Maljarenko, V. A., Nechmoglod, I. E., Shherbak, I. E., Kolotilo, I. D. (2011). Neravnomernost' grafika nagruzki jenergosistemy i sposoby ee vyravnivaniya. Svitlotehnika ta elektro-energetika, 4, 61–66.

*Рекомендовано до публікації д-р техн. наук Гриб О. Г.  
Дата надходження рукопису 20.01.2016*

**Бахмачук Сергій Васильович**, старший викладач, кафедра економіки та підприємництва, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», пр. Перемоги, 37, м. Київ, Україна, 03056, E-mail: svbah@ua.fm

**Громадський Юрій Степанович**, директор, ТОВ «КиївПромЕлектроПроект», ул. Василя Яна, 3/5, м. Київ, Україна, 01033  
E-mail: krep@email.ua

**Савицький Сергій Михайлович**, асистент, кафедра «Автоматика та управління в технічних системах», Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», вул. Фрунзе, 21, м. Харків, Україна, 61002  
E-mail: savitskiy.s@ukr.net

**Гапон Дмитро Анатолійович**, кандидат технічних наук, доцент, кафедра «Автоматизація енергосистем», Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», вул. Фрунзе, 21, м. Харків, Україна, 61002  
E-mail: gapon54@mail.ru

УДК 519.768.4: 651.926: 82-1

DOI: 10.15587/2313-8416.2016.61065

## МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕЧЕТКОГО ПОНЯТИЯ «РИФМА»

© Н. П. Томасевич, Е. А. Оборотова, И. А. Саух

*Показано, що основною проблемою автоматизованого підбору віршованої рими є відсутність чіткої відповідності між вимірюваними характеристиками рими та її сприйняттям. Запропоновано концепції комп'ютерної підтримки автоматизованого перекладача віршованого тексту. Формалізовано основні атрибути віршованого тексту – рима та ритм. Розроблено алгоритм автоматизованого підбору слів, що римуються, за показниками довжини, сили, новизни та незручності рими*

**Ключові слова:** автоматизований переклад, віршований текст, математична формалізація рими, порівняння нечітких параметрів

*It is shown that the main problem of the automated selection of poetic rhyme is the lack of a clear correspondence between measured characteristics of the rhyme and its perception. Concepts of computer support of the automated translator for poetic text are proposed. The basic attributes of the poetic text – rhyme and rhythm - are formalized. An algorithm for automated selection of the rhyming words in terms of length, strength, innovation and inconvenience of the rhyme is developed*

**Keywords:** automated translation, poetic text, mathematical formalization of the rhyme, comparison of fuzzy parameters

### 1. Вступ

Підбираючи риму до того або іншого слова при написанні віршованого тексту або при його перекладанні, літературний працівник користується своїм індивідуальним і від цього унікальним сприйняттям змісту вірша, іноді навіть не усвідомлюючи, як безпосередньо це робиться, з яких таємних аналізів пам'яті дістаються шукані рими [1, 2].

Така, безумовно високоінтелектуальна, діяльність має й свої недоліки: її дуже важко математично формалізувати, оскільки для віршування потрібно підбирати рими, а поняття «рима» вкрай нечітке [3, 4].

### 2. Аналіз літературних даних і постановка проблеми

Під терміном віршований переклад ми маємо на увазі створення поетичного тексту, відповідного оригіналу за змістом, формою і своїм художнім властивостям, у якому використовуються всі елементи, характерні для поетичного твору, включаючи риму [5]. Віршований переклад – це вершина художнього перекладу тексту, оскільки вимагає від перекладача не тільки літературного таланту та вміння писати вірші, але, крім того, здатності вмістити в віршовану форму іншої мови вихідний сенс, ідею і навіть літе-