

В. І. Захарченко, О. В. Панібрацька

**ПОЛОЖЕННЯ АТОМНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ
НА ГОЛОВНИХ ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ
ЯК ФАКТОР РОЗМІЩЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПОТУЖНОСТЕЙ**

Ринкова трансформація економіки супроводжується, з одного боку, зростанням ролі механізмів самоорганізації, з другого – підвищенням значимості управлінських рішень щодо розміщення промислових підприємств, оскільки суб'єкти господарської діяльності вже самостійно несуть відповідальність за результати господарювання. Правда, у староосвоєних регіонах, до яких належать практично всі регіони України і в яких територіальна щільність промислових

об'єктів досить значна (особливо у центральних і східних), на перший план виступає не стільки розміщення нових підприємств, скільки розміщення нових потужностей (часто замість старих, що виводяться з ладу або перепрофілюються).

За умов планової економіки основними факторами розміщення промислових підприємств та їх потужностей були такі: сировинний, паливно-енергетичний, робочої сили, споживчий і транспортний [15]. Як додаткові фактори враховувалися – водний, земельний, екологічний, науково-технічного прогресу, форм суспільної організації виробництва, економіко-географічного положення, агломераційний та інші. З переходом до ринку змінюється якісна специфіка факторів розміщення, тому, наприклад, споживчий фактор розглядається через призму купівельної спроможності населення. Крім того, з'являються і нові фактори, зокрема – ринкової кон'юнктури.

Для кількісної оцінки факторів розміщення промислового виробництва за умов і планової, і ринкової економіки принципово важливо виділяти фактори “положення” (сировинний, паливно-енергетичний, водний, робочої сили, споживчий та ін.) і фактор “відстані”, або транспортний, який “фокусує” дію факторів положення [15].

Розглянемо особливості дії факторів положення і особливо фактора відстані на розміщення енергетичних потужностей АЕС України в умовах ринкових перетворень².

Як відомо, факторна орієнтація атомної енергетики визначається тим, що з надзвичайно малої за масою сировини (уранових тепловиділяючих збірок або твелів, що мають високу транспортабельність³), виробляється продукція – електрична і теплова енергія, яка, навпаки, є малотранспортабельною. Точніше, теплова енергія може передаватися на відстань до 12 км, а електрична – відносно недорого - до 1000 км. При цьому слід мати на увазі, що енергетична інфраструктура (лінії електропередачі, підстанції тощо) надзвичайно капіталомістка, а втрати електроенергії зростають приблизно пропорційно відстані, на яку вона передається.

При розміщенні нових енергетичних потужностей на АЕС в енергодефіцитних регіонах принципово важливо з'ясувати, чи буде достатньою місткістю їх електроенергетичного ринку. Інакше електроенергію доведеться передавати на значні відстані. При нарощуванні потужностей АЕС в енергонадлишкових регіонах найбільше значення має таке: чи знаходиться станція на головних ЛЕП (напругою 750 кВ) або у їх вузлі (що ще краще), наскільки вигідне положення цього вузла в електромережах, чи має резервні потужності енергетична інфраструктура. (Щоб можна було з найменшими витратами перерозподіляти електроенергію між регіонами.)

Для АЕС України положення на головних ЛЕП суттєве ще й з позицій формування міжнародних регіональних енергосистем, які покликані збалансувати й оптимізувати потреби та виробництво електроенергії суміжних країн [10]. В зв'язку з цим варто зазначити, що Чорнобильська, Хмельницька й Рівненська АЕС

¹ Комплекс проблем, пов'язаних зі становленням, ринковою трансформацією й територіальною організацією атомноенергопромислового комплексу України ми розглянули в публікаціях [3, 4, 5].

² Якщо для теплової електростанції потужністю 1 млн кВт необхідно на рік близько 2 млн т умовного палива, тобто 5 млн т енергетичного вугілля, то для одного енергоблока АЕС такої ж потужності досить 30 т збагаченого урану, що зводить транспортні витрати до мінімуму, тоді як на ТЕС вони в середньому складають 50% від собівартості електроенергії [2].

(з виходом на Польщу) та Південно-Українська АЕС (з виходом на Болгарію) є базовими елементами у електромережах IPS, які служать “енергомостами” між країнами Центральної та Східної Європи.

Крім споживчого і транспортного факторів, на розміщення потужностей АЕС впливають також водний (ядерні реактори потребують багато води для охолодження), екістичний (ядерні потужності не бажано нарощувати поблизу великих міст, агломерацій), екологічний та інші [6]. Загалом, виходячи з факторної орієнтації АЕС, А. І. Трейвіш [12] виділяє два їх основні типи: 1) що розміщуються біля великих джерел води (як один із факторів місцезположення); 2) що приурочені до вузлів головних ЛЕП (фактично, це фактор відстані, або транспортний фактор).

Присутність у типізації ознаки положення АЕС в електромережах, зокрема у вузлах головних ЛЕП, вказує на важливість та необхідність урахування транспортного фактора при введенні в дію та виведенні з експлуатації енергоблоків, особливо на стадії прийняття рішень щодо черговості тих чи інших заходів. Оцінка транспортного фактора необхідна також при визначенні надійності видачі потужності АЕС в нормальних режимах роботи і при перерозподілі потоків електроенергії. Обумовлюється це тим, що пропускна здатність ЛЕП 750 кВ приблизно в 4 рази перевищує пропускну здатність ЛЕП 330 кВ. А також тим, що ЛЕП більш високої напруги ефективніше використовувати для передачі електроенергії від електростанцій потужністю 1,6 млн кВт на відстань понад 400 км або потужністю 2 млн кВт - на відстань понад 300 км [17]. Останнє стосується в першу чергу Запорізької та Південно-Української АЕС.

Виходячи з наведених вище міркувань, дамо графоаналітичну оцінку положення українських АЕС на головних ЛЕП⁴. За основу методики дослідження ми взяли теоретико-графову модель О.Г. Топчієва [11], яку він розробив для оцінки транспортно-географічного положення обласних центрів України. Оскільки ця модель “схоплює” структури відношень будь-яких об’єктів, то вона може бути використана й для оцінки положення АЕС в електромережах. Правда, вона відображає не дійсні відстані, а топологічні (їх одиницею служить ребро графа). Але оскільки оцінки положення об’єктів на основі і дійсних, і топологічних відстаней дуже близькі, то другої оцінки цілком досить для того, щоб відповісти на запитання: якій з АЕС слід надати перевагу при нарощуванні чи виведенні з експлуатації енергетичних потужностей? Крім того, обчислювальні процедури при топологічній оцінці положення об’єктів значно простіші, що свідчить на їх користь.

Згідно вказаної методики, узагальненої О. І. Шаблієм [16], моделюється мережа головних ЛЕП у вигляді неорієнтованого графа. Вершинами графа при цьому виступають АЕС і підстанції, а ребрами – головні ЛЕП (рис.1).

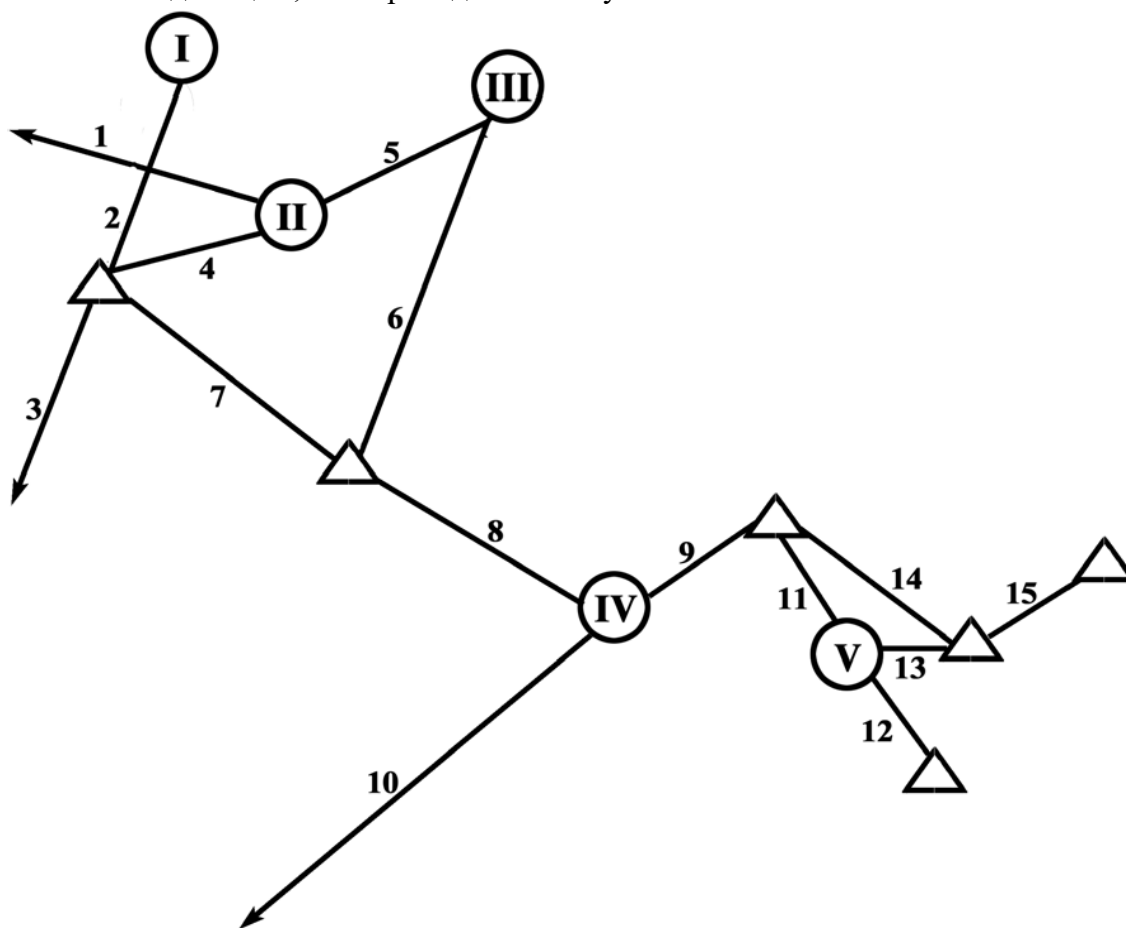
Мірою оцінки положення АЕС на головних ЛЕП є половина значення суми похідних для кожної з вершин графа. (Половина суми похідних береться

⁴ У першому варіанті статті ми давали оцінку положення АЕС на ЛЕП напругою і 750, і 330-500 кВ. Але в рецензії на статтю, яка надійшла з Національної атомної енергогенеруючої компанії “Енергоатом”, вказується, що “проблеми транспортування електроенергії від АЕС пов’язані з недостатніми потужностями ЛЕП 750 кВ” (І. О. Євтушенко). Тому в другому варіанті статті ми даємо оцінку положення АЕС лише на головних ЛЕП (750 кВ).

тому, що вони відносяться до пари вершин, якою моделюються два суміжні вузли ЛЕП.)

Похідні між двома вершинами графа показують, скільки зовнішніх ЛЕП, що не проходять через певні дві вершини, припадає на одну внутрішню ЛЕП, яка з'єднає ці дві вершини. При цьому має місце така закономірність: чим більше зовнішніх ЛЕП припадає на одну внутрішню, тим більша роль зв'язку двох вибраних вершин у формуванні загальної мережі головних ЛЕП. Зрозуміло, коли АЕС знаходяться на внутрішній ЛЕП, яка їх з'єднує, як наприклад, Чорнобильська і Хмельницька, і їх оточує кілька зовнішніх ЛЕП, то положення таких АЕС апріорі найбільш вигідне. Але спробуємо це довести формалізованим способом.


Спочатку складемо нуль-одичинну матрицю (Q) головних ЛЕП. Кожній з ЛЕП, яка є ребром графа, присвоїмо відповідні порядкові номери. Проходження i -ї ЛЕП ($i=1,2,\dots, m$) через j -у вершину ($j=1, 2, \dots, 5$), де знаходяться АЕС, будемо позначати одиницею, а не проходження – нулем.



Вершини графа:



АЕС: I – Рівненська, II – Хмельницька, III – Чорнобильська, IV –

Південно-Українська, V – Запорізька  підстанції

Ребра графа:



ЛЕП; 1, 2, ..., 15 – номери ребер.

Рис. 1. Граф положення АЕС України на головних ЛЕП (750 кВ)

Потім матрицю (Q) транспортуємо в матрицю (Q'). Для цього в матриці (Q) рядки замінимо на стовпчики, а стовпчики – на рядки. В результаті маємо:

$$Q' = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Перемноживши матриці (Q) і (Q'), отримаємо так звану частотну матрицю (F). В нашому випадку вона має такий вигляд:

$$F = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 3 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 3 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 3 \end{bmatrix}$$

Елементи головної діагоналі частотної матриці $F = (1, 3, 2, 3, 3)$ показують, скільки ЛЕП виходять із вершини, в якій знаходиться АЕС. Інші елементи показують, скільки головних ЛЕП проходять через пару вершин певного рядка і стовпчика, на перетині яких знаходиться даний елемент матриці. Наприклад, через пару вершин I і IV (Рівненська і Південно-Українська АЕС) не проходить головна ЛЕП, яка б їх безпосередньо з'єднувала, а через вершини II і III (Хмельницька і Чорнобильська АЕС) така ЛЕП проходить (див. рис.1).

Далі визначимо оцінки положення АЕС на головних ЛЕП: для кожної з вершин, яка фіксує локацію станції, обчислимо похідну на графі (dG/dQ), як

$$dG/dQ_{i,j} = \frac{f_i - 2f_{ij} + f_j}{f_{ij}},$$

де $f_i(f_j)$ - діагональні і зліменти матриці F з відповідним номером $i(j)$; f_{ij} - недіагональний елемент матриці F на перетині i - го рядка з j - м стовпчиком.

Результати обчислень представимо матрицею похідних (D) для всіх пар вершин. Ця матриця, утворена з матриці (F), має такий вигляд:

| | $\sum d$ | $\sum d/2$ | K_D |
|---|----------|------------|-------|
| $\begin{bmatrix} 1 & - & - & - & - \\ - & 3 & 3 & - & - \\ - & 3 & 2 & - & - \\ - & - & - & 3 & - \\ - & - & - & - & 3 \end{bmatrix}$ | 1 | 0,5 | 0,17 |
| | 6 | 3 | 1,00 |
| | 5 | 2,5 | 0,83 |
| | 3 | 1,5 | 0,50 |
| | 3 | 1,5 | 0,50 |

Для кожної з вершин обчислимо ще половину суми її похідних ($\sum d/2$). Вона є мірою оцінки положення вершин на ланцюгах графа, тобто положення АЕС у вузлах головних ЛЕП. Для зручності порівняння оцінок переведемо їх у відносні величини (K_D), приймаючи за 1 максимальну оцінку, а саме – 3.

За показником K_D найкраще положення на головних ЛЕП має Хмельницька АЕС; далі йдуть – Чорнобильська, Південно-Українська та

Запорізька АЕС. Найгірше положення має Рівненська АЕС⁵.

Крім оцінки положення АЕС на головних ЛЕП, важливо також виявити резерви енергетичної інфраструктури для перерозподілу електроенергії між регіонами та їх енергосистемами. Для цього слід брати до уваги показники встановленої потужності на АЕС (табл.1).

Таблиця 1. Встановлена потужність на АЕС України, 1999 р.*

| АЕС | Встановлена потужність, МВт |
|---------------------|-----------------------------|
| Запорізька | 6000 |
| Південно-Українська | 3000 |
| Рівненська | 1880 |
| Чорнобильська** | 1000 |
| Хмельницька | 1000 |

*Складено за даними [14].

**Блоки № 1 та № 2 цієї станції зупинені відповідно 30.11.96 р. та 11.10.91 р. і знаходяться в режимі зняття з експлуатації. Єдиний працюючий блок № 3 передбачається зупинити в 2000 р.

Співставивши показники положення АЕС на головних ЛЕП (K_d) зі встановленими на станціях потужностями та резервами енергетичної інфраструктури, до першої групи слід віднести Хмельницьку й Чорнобильську АЕС – з найкращими можливостями видачі потужності; їх енергетична інфраструктура дозволяє в великих обсягах нарощувати виробництво електроенергії (хоча для Чорнобильської АЕС це вже не актуально). До другої групи ми відносимо лише одну Південно-Українську АЕС, яка має середні можливості (резерви) для видачі потужності. Тому її оцінка гірша з точки зору розміщення на ній нових енергоблоків. І нарешті, до третьої групи віднесено Рівненську та Запорізьку АЕС. Стосовно останньої слід сказати окремо. Якщо усі інші АЕС мають необхідні умови для видачі потужності в нормальному режимі з наступним перерозподілом електроенергії між регіонами, то Запорізька АЕС уже нині через недостачу електромереж напругою 750 кВ не може видавати повну потужність [9].

Після завершення будівництва двох енергоблоків на Рівненській та Хмельницькій АЕС ситуація ускладниться і для них, особливо для першої, оскільки частину електроенергії необхідно буде “перекидати” в індустріальні центральні та східні регіони (тут знаходяться основні споживачі електроенергії, які до того ж характеризуються підвищеною платоспроможністю). Для цього слід ввести в дію нові ЛЕП напругою 750 кВ за такими напрямками: Захід – Вінниця, Вінниця – Південно-Українська АЕС, Південно-Українська АЕС – Дніпро [9].

Згідно Національної енергетичної програми України до 2010 р., намічена така черговість введення до ладу енергоблоків на АЕС: 2-й Хмельницької, 4-й Рівненської, 3-й та 4-й Хмельницької⁶. Зазначена послідовність введення енергоблоків визначається насамперед вартістю незавершеного будівництва, яка на блоках, що мають вводитися першими, є на порядок меншою (табл.2).

⁵ Формалізована оцінка положення українських АЕС на ЛЕП напругою і 750, і 330-500 кВ дала такі результати: Чорнобильська станція (1,00), Хмельницька (0,92), Запорізька (0,92), Південно-Українська (0,33), Рівненська (0,17). В порівнянні з оцінкою положення АЕС тільки на головних ЛЕП (750 кВ) зростає вигідність положення Чорнобильської і Запорізької АЕС.

⁶ У більш віддаленій перспективі передбачається ще добудова 4-го енергоблоку на Південно-Українській АЕС [1].

Виходячи з фактору вигідності положення АЕС на головних ЛЕП і враховуючи умови видачі потужності, 4-й енергоблок Рівненської АЕС слід було б вводити в останню чергу. Але при гострій нестачі інвестиційних ресурсів вирішальну роль відіграє фактор вартості завершення будівництва.

Рішення Українського уряду про закриття Чорнобильської АЕС до кінця 2000 р. без належних гарантій створення енергозаміщуючих потужностей з боку країн - “сімки” загострить і без того складну ситуацію на ринку електроенергії України. Крім того, значних збитків буде нанесено локальному соціально-промислому комплексу, який утворюють Чорнобильська АЕС та м. Славутич. Економічно не вигідними в цьому випадку будуть і значні витрати, які понесла Чорнобильська АЕС і держава в цілому на модернізацію станції й підвищення її безпеки (понад 1 млрд. \$) [8]. Без належного використання залишиться потужний вузол ЛЕП, що склався на базі станції. До того ж багато спеціалістів висловлюють сумніви, що при закритті станції вдасться на належному рівні контролювати безпеку об’єкту “Укриття”, під яким знаходиться зруйнований, дуже екологічно небезпечний 4-й енергоблок. Отже, якщо “зважити” факторний ряд, за яким станцію слід було б закрити (близькість Києва, застаріла конструкція реакторів типу РБМК, підвищений радіаційний фон у районі станції та ін.), і факторний ряд, який доводить необхідність подальшої експлуатації станції (див. вище), то рішення про закриття станції у 2000 р. є досить суперечливим.

Таблиця 2. Вартість завершення будівництва енергоблоків на АЕС України*

| Енергоблоки АЕС | Обсяг необхідних асигнувань | |
|------------------|-----------------------------|--------------|
| | Млн \$ США | % |
| 2-й Хмельницької | 257 | 9,8 |
| 4-й Рівненської | 267 | 10,2 |
| 3-й Хмельницької | 831 | 31,6 |
| 4-й Хмельницької | 1271 | 48,4 |
| Всього | 2626 | 100,0 |

*Розраховано за даними [7].

Вирішуючи проблеми закриття Чорнобильської АЕС, необхідно відпрацювати механізм територіально-комплексного розвитку прилеглої зони з врахуванням усіх негативних і позитивних факторів. Набутий досвід з успіхом може бути використаний і на інших АЕС, на яких після 2013 р. почнеться планове зняття з експлуатації нині діючих енергоблоків [13].

Таким чином, оцінки положення українських АЕС на головних ЛЕП слід брати до уваги в числі інших факторів не лише при створенні нових енергетичних потужностей, але й при виведенні з експлуатації діючих.

1. Гудима О. До питання розробки концепції розвитку ядерної енергетики в Україні // Соціально-економічні дослідження в перехідний період. Проблеми і перспективи транскордонного співробітництва в аспекті процесів європейської інтеграції / Редкол. : М. І. Долішній (відп. ред.) та ін. Львів – Луцьк, 2000.- С. 357-368;
2. Гуцин Н. Некоторые экономические аспекты современного развития атомной энергетики // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 6. Экономика. - 1997. - № 1.- С. 107-114;
3. Захарченко В. Проблеми і перспективи розвитку атомної енергетики України (у контексті міжнародного досвіду і співробітництва // Соціально-економічні дослідження в перехідний період. Проблеми і перспективи транскордонного співробітництва в аспекті процесів європейської інтеграції / Редкол. : М. І. Долішній (відп. ред.) та ін. Львів – Луцьк, 2000. - С. 368-374;
4. Захарченко В., Панібрацька О. Ретроспективний аналіз і прогноз розвитку атомної енергетики (за методом експоненціального вирівнювання) // Соціально-економічний розвиток

України. Проблеми статистики України: Доп. міжн. наук.-практ. конф. (Львів – Шкло, 1998). - К., 1999. - С. 36-39; 5. Захарченко В., Панібрацька О. Атомна енергетика України на рубежі двох століть // Географія та основи економіки в школі. - 2000. - № 1. - С. 3-8; 6. Ключев Н.Н. Экологические факторы развития ядерной энергетики и оценки эколого-географического положения АЭС // Изв. РАН. Сер. геогр. - 1993. - № 5. - С. 53-66; 7. Ларин И. Будни энергетики Украины // Энергия: экономика, техника, экология. - 1996. - № 5.- С. 12-15; 8. Оганян Г. Енергосії – головний біль України // Економіка України.- 1999.- № 11.- С. 56-59; 9. Плачков І.В., Шидловський А.К., Стогній Б.С., Кулик М.М., Дупак О.С. Сучасний стан і перспективи розвитку електроенергетики України // Енергетика и электрификация. - 1999. - № 5.- С. 1-15; 10. Тенденции развития межсистемных связей в региональных электрических сетях // Мировая электроэнергетика. - 1997.- № 1.- С. 45-48; 11. Топчиев А.Г. Формализованный анализ и оценка транспортно-географического положения городов // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 5. География. - 1974. - № 4.- С. 47-54; 12. Трейвиш А.И. Географические особенности формирования атомной энергетики // Вопросы географии. Сб. 112. Размещение хозяйства и научно-техническая революция. - М.: Мысль, 1979. - С. 75-86; 13. Филатов В.И., Шевченко Н.Е., Чарнавский В.М. Плановое снятие с эксплуатации АЭС Украины. Состояние проблемы // Энергетика и электрификация. - 1998. - № 1.- С. 1-4; 14. Хохлов В.К. Состояние и проблемы ядерной энергетики Украины // Енергетична безпека Європи. Погляд у ХХІ століття: Мат-ли міжн. конф. К.: УЕЗ, 2000. - С. 131-140; 15. Хрущев А.Т. География промышленности СССР.- 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Мысль, 1986. – 416 с.; 16. Шаблій О.І. Математичні методи в соціально-економічній географії. - Львів: Світ, 1994. - 304с.; 17. Экономика формирования электроэнергетических систем / И.М. Волькенау, А.Н. Зейлигер, Л.Д. Хабачёв и др. – М.: Энергия, 1981. - 320 с.