

Н. В. Семенюк

СТРУКТУРУВАННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ З УРАХУВАННЯМ ВЗАЄМВПЛИВУ РІЗНИХ ЧИННИКІВ

Розглянуто наявні підходи до розрахунку втрат під час передачі транзитної потужності, переваги й недоліки їхнього практичного застосування. Показано можливості застосування методу розрахунку транзитних втрат, заснованого на використанні матриці вузлових опорів мережі й навантаження у вузлах, для різних підходів до визначення транзитних втрат.

Ключові слова: транзит потужності, транзитні навантажувальні втрати, матриці вузлових опорів, неоднорідність мережі, складники втрат.

Вступ. Наявна проблема доволі низьких рівнів рентабельності деяких енергопостачальних компаній (ЕК) змушує шукати нові підходи до реалізації механізмів визначення втрат електроенергії в електричних мережах. Цей першочерговий показник економічності їхньої роботи відображає ефективність енергозбутової діяльності ЕК, свідчить про проблеми, які потребують сучасних розв'язків у розвитку, реконструкції й технічному переоснащенні електричних мереж, в удосконаленні методів і засобів їхньої експлуатації й керування, у підвищенні точності обліку електроенергії, ефективності збору грошових коштів за поставлену споживачам електроенергію і тощо.

Загалом зростання втрат енергії в електричних мережах визначається дією досить об'єктивних закономірностей у розвитку всієї енергетики. Перехід до ринкових відносин, жорстке регламентування оптовим ринком електроенергії (ОРЕ) завантаження блоків електростанцій зараз більше ґрунтується на критеріях вартості електроенергії. Це також призводить до підвищення нерівномірності завантаження основної системоутворювальної мережі, деколи зумовлюючи збільшення транзитної потужності навіть в розподільчих мережах ЕК. На сьогодні технологічні втрати в мережах деяких українських ЕК перевищують аналогічні показники інших європейських країн.

Постановка проблеми. Законодавча база, прийнята в Росії [1], Австралії [2], свідчить про необхідність методично обґрунтованого розподілу втрат у мережах між ліцензіатами як одного з чинників конкурентоспроможності енергопостачальників і лібералізації ринку електроенергії. В електроенергетичній галузі України планують упровадження моделі ринку двосторонніх договорів і балансувального ринку електроенергії, що значно розширює можливості постачальників, споживачів і виробників електроенергії. Згідно з прийнятим у жовтні 2013 р. Верховною Радою України закону "Про основи функціонування ринку електроенергії України" з 2017 р. передбачено можливість свободи вибору постачальника електроенергії шляхом укладання двосторонніх договорів, а також придбання електроенергії на спотовому ринку.

Для дійсної лібералізації ринку електроенергії й забезпечення однакових умов для всіх його учасників треба враховувати складник транзитних навантажувальних втрат. Робити це необхідно, ураховуючи як закони електротехніки, так і економічні чинники.

Мета статті – розглянути можливості структурування втрат потужності від транзитних потоків на основі методу розрахунку втрат з використанням матриці вузлових опорів мережі й потужностей у вузлах, ураховуючи взаємовплив різноманітних чинників.

Аналіз публікацій. Завдання дослідження й визначення явища транзитних втрат розглядали ще в 70 – 80-х роках минулого століття. Однак у період функціонування єдиної енергосистеми, що перебувала в державній власності, воно мало суто теоретичний,

електротехнічний характер і виконувалось із метою пошуку додаткових можливостей аналізу режимів роботи мережі. До прикладу, "Вказівки..." [3] розроблену відповідно до затвердженого Міненерго ССРСР «Координационного плана продолжения, дальнейшего развития и внедрения работ по снижению потерь энергии в электрических сетях на 1976 – 1978 гг.». У роботах [4, 5] це питання розглядали також і в контексті уточнення й підвищення прозорості взаєморозрахунків між енергооб'єднаннями. Виходячи з основних положень, указаних у [6, 7], стало можливим визначити фактичні витрати потужності (або електроенергії як інтегральної характеристики) на її передачу до кожного споживача, ґрунтуючись на електротехнічних законах і реально відображаючи міру використання електричної мережі. Далі розглянемо відмінні можливості застосування методу розрахунку втрат потужності від транзитних перетоків з використанням матриці вузлових опорів мережі й потужності у вузлах.

Основні матеріали дослідження. Наведемо основні застосовувані на практиці методи розрахунку втрат потужності й енергії в мережах, зумовлених транзитними перетоками (транзитні втрати):

– прямих розрахунків електричних режимів мережі транзитера на кожному часовому інтервалі на основі розрахункової схеми мережі й даних про режимні параметри вузлів, які отримують із системи телевимірювань, з визначенням середніх втрат потужності й електроенергії за розрахунковий період;

– на основі нормативної характеристики втрат потужності (енергії) в мережі транзитера, яка відображає залежність втрат потужності (енергії) від перетоків, отриману шляхом апроксимації результатів заздалегідь проведених варіантних розрахунків електричних режимів мережі транзитера;

– на основі нормативів транзитних втрат потужності (енергії), що є частками (процентами) від відповідних значень транзитних перетоків.

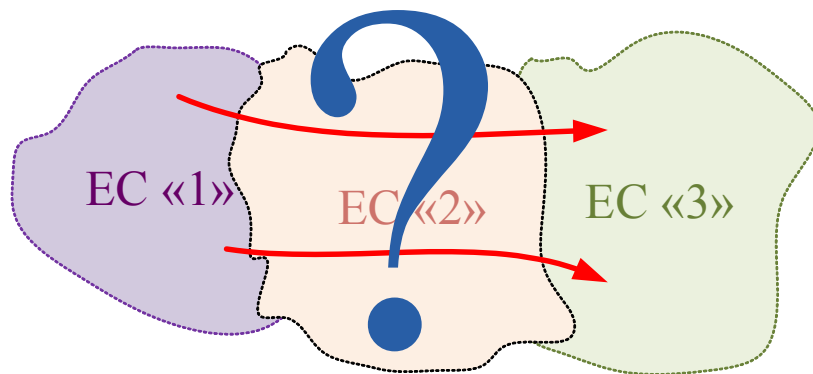


Рис. 1. Різні підходи до визначення транзитних втрат

Із цих перерахованих методів найбільш обґрунтованим вважають перший, тому зупинимося на ньому детальніше. Згідно з методом прямих розрахунків для кожного інтервалу часу виконують розрахунок навантажувальних втрат у мережах транзитера у двох режимах:

- фактичному, у якому транзитна потужність відповідає $P_{mp.}$,
- розрахунковому, у якому транзитна потужність $P_{mp.} = 0$.

Втрати потужності від транзитного перетоку в деякий момент часу в [1] пропонують визначати за формулою:

$$\Delta P_{mp.} = \Delta P_1 - \Delta P_2, \quad (1)$$

де ΔP_1 і ΔP_2 – сумарні навантажувальні втрати потужності в мережах транзитера у Наукові праці ВНТУ, 2014, № 1

відповідних режимах. Під час проведення розрахунків у енергосистемі-транзитері в другому режимі повинні бути збережені значення:

- усіх активних потужностей генераторів;
- напруги у всіх вузлах, де вона регулюється;
- усіх активних і реактивних навантажень;
- по можливості, коефіцієнтів трансформації (крім тих, які змінюються за умовами підтримки напруг у контрольних точках).

В обох режимах має бути один і той же балансувальний вузол. Зміну навантажень у приймальній системі виконують за рахунок зменшення активних і реактивних потужностей навантажувальних вузлів пропорційно у всіх вузлах. Зміну навантажень вузлів генерації проводять на всіх електростанціях, що беруть участь у регулюванні режимів.

Умова збереження вузлових напруг у регульованих вузлах не є запорукою ідентичності вузлових напруг у решті вузлів мережі в навантажувальних режимах, що розглядають. Та й додатково застосоване з цією метою регулювання також призводить до часткового нівелювання принципу накладання й зниження достовірності отримуваних результатів. Обнулення вузлів навантаження зумовлює підвищення рівня напруг і, як наслідок, зниження розрахункового значення втрат порівняно з фактичним.

У [8] розглядають підхід до розрахунку транзитних втрат, коли останні пропонують визначати як значення втрат у досліджуваній мережі за вимкнених *власних* навантажень і генерації. Беручи до уваги квадратичну залежність втрат, спостерігаємо, що в цьому випадку значення транзитних втрат буде суттєво меншим. Зазначимо також, що це можна виконати без розрахункових утруднень для регіональної досліджуваної системи, яка складає в загальній розрахунковій схемі електричної мережі *меншу* частину. Для кращого наближення значень напруг в електричній мережі до вихідних вважають за потрібне вводити в один із зовнішніх (відносно досліджуваної системи) вузлів генератор, однаковий за потужністю балансу її потужностей. Звертаємо увагу на проблему фіксації вузлових напруг як необхідну умову достовірності розрахунку.

Проілюструємо розглянуті вище підходи на прикладі визначення транзитних втрат деякої електроенергетичної системи ЕЕС2, виходячи з умов надлишку генерації в ЕЕС1 і дефіциту її в ЕЕС3 (рис. 1):

$$\Delta P_{mp.}^{EC2} = \Delta P_{\Sigma}^{EC2} - \Delta P_{S_{напр.}=0}^{EC2}, \quad (2)$$

де $\Delta P_{mp.}^{EC2}$ – транзитні втрати енергосистеми ЕЕС2, МВт; ΔP_{Σ}^{EC2} – сумарні втрати в ЕЕС2, зумовлені власними навантаженнями і транзитом у суміжну ЕЕС3, МВт; $\Delta P_{S_{напр.}=0}^{EC2}$ – втрати енергосистеми ЕЕС2 за відсутності транзиту в суміжну ЕЕС3, МВт; або

$$\Delta P_{mp.}^{EC2} = \Delta P_{S_{напр.}=0}^{EC2}, \quad (3)$$

де $\Delta P_{mp.}^{EC2}$ – транзитні втрати енергосистеми ЕЕС2, МВт, які визначають за умов відсутності власних навантажень ЕЕС2 за наявності транзиту в суміжну ЕЕС3, МВт.

Наявність цих двох підходів змушує задуматися про правильність розв'язку поставленої задачі, незважаючи на те, що зазвичай прямий метод розрахунку вважають найбільш обґрунтованим. Однією з вимог упроваджуваного законодавства, а також одним із головних чинників справедливого й прозорого функціонування ОРЕ згідно зі ст. 14 "Плата за доступ Наукові праці ВНТУ, 2014, № 1

до мереж" директиви №2009/72/ЄС є недискримінаційний доступ до електричних мереж:

«1. Плата, яку застосовують оператори мережі за доступ до мереж, повинна бути прозорою, повинна враховувати необхідність мережевої безпеки й відображати фактично понесені затрати..., повинна застосовуватися на недискримінаційній основі, ...повинна встановлюватися без урахування віддаленості.

2. У випадку необхідності рівень тарифів, які застосовують для виробників і/чи споживачів, повинен ... враховувати величину втрат в мережі й зумовлені перевантаження, а також інвестиційні затрати на інфраструктуру...».

Для ілюстрації дискримінації, яка виникає, розглянемо умови, на яких виконується відпуск електроенергії для "власних" споживачів окремо взятого енергооб'єднання. Не повинно існувати пріоритетності споживачів за принципом розрахунку втрат під час перетоку потужності (з урахуванням квадратичної залежності втрат). Наприклад, втрати для деякого споживача № 1 визначають за відсутності навантаження в мережі (мінімальні), для споживача № 2 – за наявності перетоку до навантаження № 1 (уже залежать від значення цього навантаження), для споживача № 3 – за наявності навантаження № 2 і № 3 і т. д. Очевидно, що такий розрахунок буде несправедливим щодо фінансової оплати за технічні втрати потужності (електроенергії), які виникають під час її постачання. Ті ж висновки можна зробити й розглядаючи підходи до визначення транзитних втрат, проілюстрованих на рис. 1 за виразами (2), (3). У результаті отримуємо або завищення величини транзитних втрат на користь ЕЕС2, або їх зниження на користь ЕЕС3. Видається правильним те, що додаткове "накидання" на власні перетоки транзиту потужності в суміжну ЕЕС і пов'язані з цим додаткові втрати повинні бути компенсовані. Але відповідно до вищенаведеної логіки, порушено основні принципи доступу до електричної мережі на однакових умовах.

Те, що підвищення рівня споживання в будь-якій точці мережі зумовлює відповідне підвищення втрат на передавання потужності до інших споживачів, не потребує доведення. Пропонують використовувати такий метод розрахунку втрат, за допомогою якого можна було б забезпечити справедливий і прозорий їх розподіл як для споживачів окремо взятої ЕЕС, так і за її межами.

Метод з використанням матриці вузлових опорів мережі, крім розв'язку основної поставленої задачі, дає ще й додаткову можливість виділення із сумарних втрат активної потужності складника, зумовленого неоднорідністю складнозамкненої електричної мережі.

Втрати активної потужності, зумовлені транзитом потужності до деякого споживача k електричної мережі з $n+1$ вузлів (споживачів) представляють у вигляді суми двох складників [6, 7]:

$$\Delta P \langle k \rangle = \Delta P_{\min} \langle k \rangle + \delta P_{\text{дон.}} \langle k \rangle, \quad (4)$$

де ΔP_{\min} – мінімальне значення втрат активної потужності; $\delta P_{\text{дон.}}$ – додаткові втрати в замкнутій мережі, які визначають згідно з виразами (5) через задавальні струми у вузлах:

$$\begin{aligned} \Delta P \langle k \rangle_{\min} &= J_{ak} \sum_{j=0}^n J_{aj} \mathfrak{R}_{k,j} + J_{pk} \sum_{j=0}^n J_{pj} \mathfrak{R}_{k,j}, \\ \delta P \langle k \rangle_{\text{дон.}} &= J_{ak} \sum_{j=0}^n J_{aj} \mathbf{A}_{k,j} + J_{pk} \sum_{j=0}^n J_{pj} \mathbf{A}_{k,j}, \end{aligned} \quad (5)$$

де J_a , J_p – активний і реактивний складники струмів у вузлах, \mathfrak{R} – матриця економічних вузлових опорів мережі, \mathbf{A} – матриця вузлових опорів мережі, які характеризують додаткові

втрати активної потужності.

За достатньої достовірності вихідних даних по навантаженнях у вузлах, навантажувальні транзитні втрати можна визначати навіть без розрахунку встановленого режиму й визначення струмів у вітках мережі. Виділення мінімально можливого складника втрат ΔP_{\min} і додаткового складника втрат $\delta P_{\text{доп.}}$, обумовленої неоднорідністю мережі, дає можливість для оптимізації транзитних втрат активної потужності використовувати тільки складник $\delta P_{\text{доп.}}$.

Приклад розрахунку

Для фрагменту транзитної мережі (рис. 2) приведемо результати розрахунків за запропонованим методом. Нехай вузол № 7 суміжний з мережею, яка характеризується надлишковою генерацією, а вузол № 5 суміжний з дефіцитною мережею. Навантаження в досліджуваній мережі не змінюються, а значення відбору потужності дефіцитною мережею будемо збільшувати. Результати розрахунків зведено в табл. 1.

Сумарне споживання навантажень досліджуваної мережі (без врахування навантаження вузла № 5) складає $S=771+j408$ МВА.

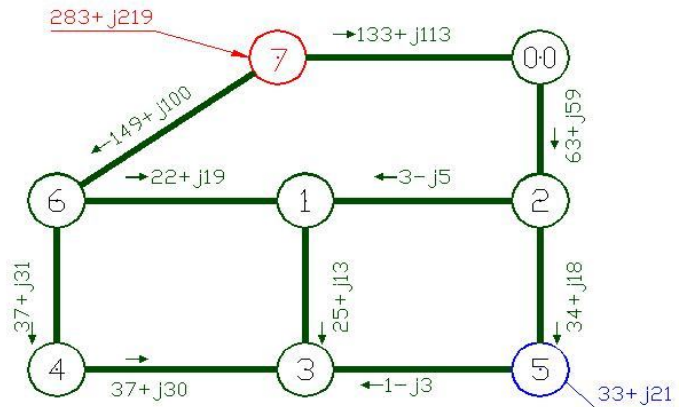


Рис. 2. Фрагмент схеми мережі 220 кВ

Таблиця 1

Результати розрахунків втрат для фрагмента мережі

Сумарні втрати в мережі, МВт		Втрати, зумовлені перетоком потужності до вузла № 5, МВт		Навантаження вузла №5, S, МВА	Втрати від власних навантажень, МВт	Втрати, зумовлені навантаженням вузла № 5, МВт
ΔP_{\min}	$\delta P_{\text{доп.}}$	ΔP_{\min}	$\delta P_{\text{доп.}}$			
2,893	0,080	0,0	0,0	0,0	2,973	0,0
3,977	0,094	0,613	0,150	33 + j 21	3,307	0,763
5,347	0,140	1,514	0,609	66 + j 42	3,363	2,123
8,949	0,323	4,177	0,245	132 + j 84	4,850	4,422
11,181	0,461	5,939	0,384	165 + j105	5,319	6,323
26,648	1,616	19,057	1,541	330 + j210	7,666	20,598

У розглянутому прикладі втрати, зумовлені власним навантаженням, співрозмірні з втратами, зумовленими транзитом потужності в суміжну мережу уже під час перетоку потужності $\dot{S}_5=132+j84$ МВА, що складає 18% власного споживання. Цей аспект обов'язково необхідно враховувати й під час проведення взаєморозрахунків, і на етапі техніко-економічного обґрунтування розвитку мережі, а також під час підключення нових споживачів або джерел електроенергії, особливо нетрадиційних і відновних. При цьому можливе зменшення частини втрат від транзиту електроенергії.

Під час використання *прямого методу розрахунків* сумарні втрати транзитної мережі залишаються на рівні 2,97 МВт (незалежно від значення транзиту). Фактично унаслідок такого підходу виникає дискримінація за принципом доступу до використання транзитної мережі. Застосовуючи *метод із використанням матриць вузлових опорів мережі* для визначення втрат на передачу потужності до вузла споживання, *враховують вплив навантажень всіх вузлів мережі*.

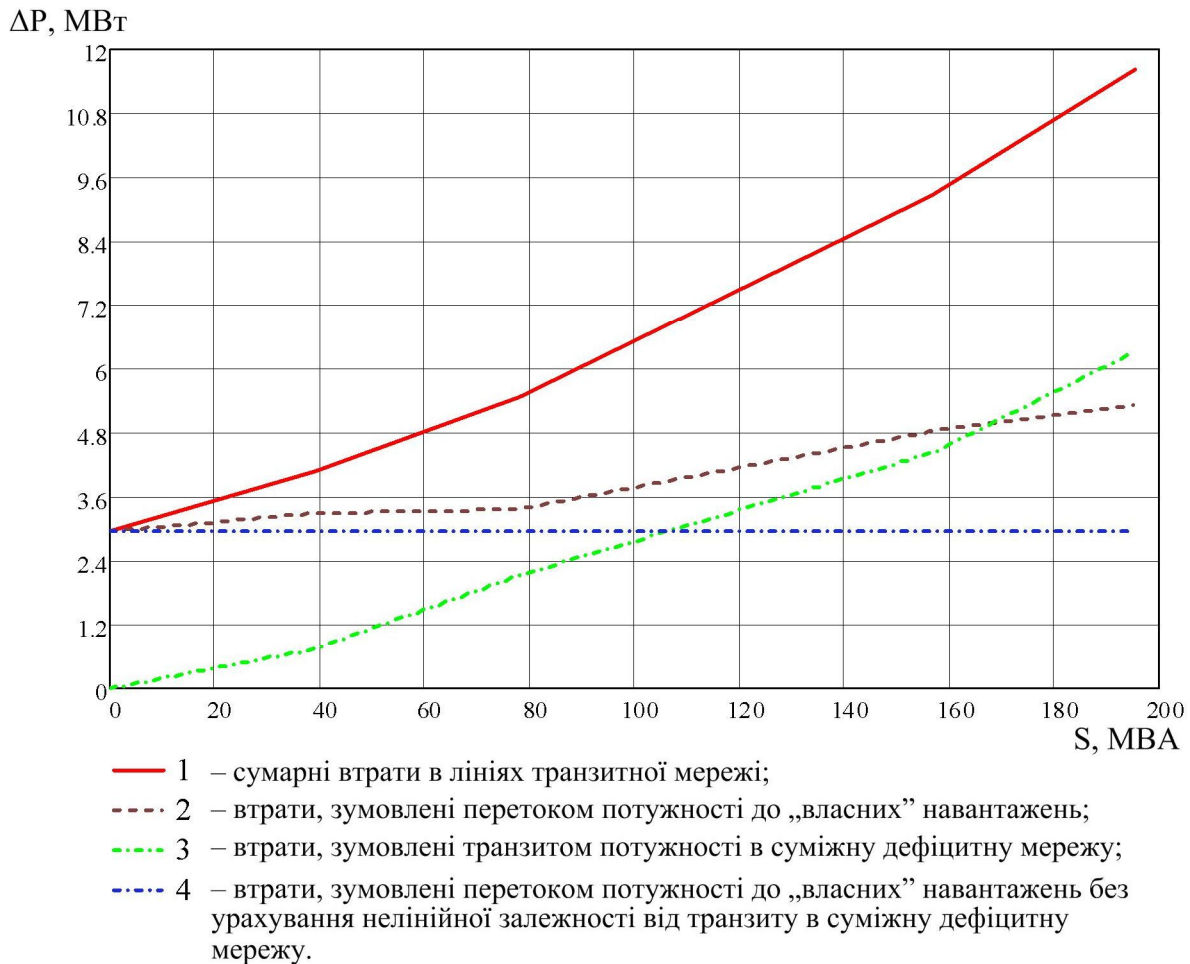


Рис.3. Залежність втрат від обсягів транзитного навантаження

На рис. 3 приведено залежності втрат в транзитній мережі, зумовлених власними і транзитними перетоками. Результати розрахунків показують, що втрати, зумовлені перетоком потужності до власних навантажень мережі (крива 2), нелінійно залежні від обсягів транзиту. Нелінійно збільшуються і втрати в мережі від транзитного перетоку (крива 3). Ці втрати виділено із сумарних втрат, відоме їхнє точне значення. Тобто, залежно від узгоджених між поставником і споживачем домовленостей, є можливість обґрунтовано відносити компенсацію транзитних втрат на суміжну дефіцитну мережу або мережу з надлишковою генерацією чи розподіляти їх відповідно до міри взаємовпливу по виразах (5).

Висновки. Метод розрахунку втрат потужності в електричній мережі від транзитних перетоків з використанням матриці вузлових опорів мережі й потужності у вузлах дозволяє визначати транзитні втрати потужності, виділяючи їх із сумарних втрат, і встановлювати їх залежність від навантажень (генерації) у вузлах. Це дає можливість, у свою чергу, встановити адресність і значення транзитних втрат у мережі від конкретних споживачів. При цьому запропонований метод дозволяє врахувати вплив транзитних перетоків на втрати потужності від власних навантажень у мережі, а також взаємовплив – вплив на значення транзитних втрат власних навантажень мережі транзитера.

Запропонований метод дозволяє структурувати втрати потужності в електричній мережі за складниками з урахуванням взаємовпливу різних чинників. З'являється можливість створення автоматичної системи визначення втрат електроенергії на заданому проміжку часу, яка дозволяє враховувати нелінійну залежність усіх складників від перетоків, а також вплив на них змінних графіків навантажень мережі і транзитних перетоків. У якості вихідних даних використовують параметри мережі й параметри режиму, які формуються ОІК, що забезпечує визначення втрат, у тому числі від транзитних перетоків у темпі процесу.

Дані про значення окремих складників втрат потужності й електроенергії в мережі дозволяють учасникам енергоринку більш точно й об'єктивно визначатися з можливими варіантами електропостачання й вибирати з них оптимальний. Інформація про складники втрат в електричних мережах і залежності їх від чинників впливу дозволяють більш об'єктивно вирішувати задачу про їх компенсацію всіма учасниками. Це сприяє реалізації можливості виконання умови недискримінаційного доступу до мереж.

Як ми впевнились, існує декілька шляхів застосування цього методу, і баланс транзитних втрат можна буде складати залежно від домовленостей двосторонніх договорів, а також прийняття в майбутньому основоположних рішень по законодавчій базі в електроенергетичній сфері. Можливості практичного застосування методу, наведені в цій статті, є суто технічним засобом розрахунку, питання ж фінансово-економічної взаємокомпенсації доки залишаються відкритими.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Методика расчета транзитных потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях субъектов оптового рынка электроэнергии: постановление ФЭК РФ от 14.12.01 [Электронный ресурс] : Офиц. изд. – М.: 2001. (Российское акционерное общество энергетики и электрификации РАО «ЕЭС России». Методика). Режим доступа: <http://www.yug.so-ups.ru/Page.aspx?IdP=272>.
2. Distribution Loss Factor Calculation Methodology/ Powercor Australia Ltd. [Электронный ресурс] : Расчет коэффициентов распределения потерь. Методика ООО «Powercor Australia», 2013. – Режим доступа: <http://www.powercor.com.au/>.
3. Указания о расчете расхода электроэнергии на транзитные межсистемные перетоки: РД 34.09.252:1976. – Офиц. изд. – М. : Союзтехэнерго, МЭЭ СССР, Главтехуправление ЦДУ ЕЭС СССР, 1976. – 8 с. – (Министерство Энергетики и Электрификации СССР. Инструкция).
4. Визначення втрат потужності від транзитного перетікання в електричних мережах. / О. Б. Бурикін, В. А. Видмиш, П. П. Медяний // Наукові праці ВНТУ. – 2010. – № 1. Режим доступа до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/1024/40>.
5. Клипков С. И. Особенности определения адресности передачи электроэнергии в электроэнергетических системах переменного тока / С. И. Клипков, А. И. Ришкевич, А. В. Семенов // Новини енергетики. – 2008. – № 3. – С. 32 – 43.
6. Лежнюк П. Д. Інформаційне забезпечення розрахунків втрат потужності й електроенергії від транзитних перетоків / П. Д. Лежнюк, Н. В. Семенов // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2012. – № 1. – С. 66 – 69.
7. Лежнюк П. Д. Визначення втрат від адресних транзитних перетоків за даними ОІУК / П. Д. Лежнюк, Л. Р. Пауткіна, Н. В. Семенов // Наукові праці Донецького національного технічного університету. – 2013. – № 1. – С. 163 – 167.
8. Ольшванг В. М. Собственные и транзитные потоки и потери региональных энергосистем: (доклад на семинаре энергетиков по потерям в сетях 22.02.01) [Электронный ресурс] : В.М. Ольшванг / Режим доступа: <http://mvo.ipc.ru/sobstv23/sobstv23.htm>.

Семенов Надія Віталіївна – здобувач кафедри ЕСС ІнЕЕЕМ ВНТУ, інженер 1 кат. центральної диспетчерської служби ДП "НЕК "Укренерго", ВП "Донбаська ЕС".

N. V. Semeniuk

STRUCTURING OF POWER LOSSES IN ELECTRIC ENERGY GRID, TAKING INTO ACCOUNT THE INTERACTION OF DIFFERENT FACTORS

The paper considers the existing approaches to calculation of losses emerging while power transmission, the pros and cons of their practical application. The possibilities of application of the method of transit losses calculation, using the matrices of node resistances of electric grid and nodes power for various approaches to determination of transit losses are shown.

Key words: *power transit, transit power load losses, matrices of node resistances, network inhomogeneity, losses components.*

Introduction. The existing problem of rather low profitability of some energy-supplying companies (ESC) urges to look for the new approaches of power loss calculation in electric energy grids. This primary index of their economical functioning indicates both the efficiency of ESC energy distribution, and reveals the problems appealing to up-to-date solutions of development, reconstruction and technical re-equipment of electricity grids; improvement of methods and means of their operation and control; enhancement of energy metering accuracy, effectiveness of collection policy for already consumed electricity etc.

On the whole, the increase of power losses in electric energy grids is specified by a number of rather objective laws of energy sector development. Transition to the market relations stipulates for tough policy of the wholesale market of electric energy (WME) concerning the load mode of generating assets which nowadays is more dependent on electric energy cost price criteria. This also results in more irregular load of the backbone network, sometimes causing overlap of transit power fluxes even in distribution networks of ESC. At present, power load losses in the networks of some Ukrainian ESC exceed the similar indexes of other European countries.

Problem statement. Official laws in Russia [1], Australia [2] indicate the necessity of methodically reasonable sharing of grid losses among all the market players, as a factor of competitiveness of energy-supplying companies and energy market liberalization. It is planned to change over the energy market model to the system of bilateral contracts and balancing market in Ukrainian electric power industry. That will really give much more possibilities to suppliers, consumers, and producers of electric energy. According to the law passed in October, 2013 by Supreme Rada of Ukraine, "About the fundamentals of electric energy market operation in Ukraine", as from the year 2017 it will be possible to choose independently the electric energy supplier by contracting the bilateral agreements, and also by purchasing the electric energy at spot energy market.

Obviously it is required to take into account the component of transit load losses in order to provide the real liberalization of WME and equal conditions for each market player. And the problem solution is to be based both on the theory of electric technology and economic factors.

The aim of the article is to consider the possibilities of structuring the network power losses caused by transit fluxes using the method of losses calculation, applying the matrix of node resistances of electric grid and node loads, taking into account the interaction of different factors.

Analysis of the published articles. The problem of research and definition of transit loss phenomenon has been considered as far back as in the 1970s and '80s. However when the single energy system belonged to government property, the transit loss problem had a purely theoretical or electrotechnical character and its solution was just an additional way to analyze the electric network operation. As for the example, the "Instructions..."[3] were developed according to the «Coordination plan of continuation, further development, and application of the works for the

decrease of electric energy losses in the electric energy networks during 1976 – 1978 years» approved by the Ministry of Electric Energy of the USSR. In [4, 5] this problem was also considered as a mean for specification and clarification of mutual accounts of the energy companies. Proceeding from the concepts, specified in [6, 7], it became possible to determine the factual power losses (or electric energy losses as an integral value) caused while transmission to every consumer on the basis of laws of electric engineering and representing the actual degree of electric network usage. Further we consider the different possibilities of the method of losses calculation application, based on the matrix of node resistances of electric grid and node loads.

Basic statements. Let us list main practically applied methods of calculation the power and energy losses in the network caused by transit power fluxes (transit losses):

– of direct computations of energy operation modes of transit ESC network at each time slice on the basis of equivalent network model and the data of operation node parameters, obtained through the telemetry system; determination of average power and electric energy losses for the estimated period;

– on the basis of characteristic of rate power (energy) loss in transit network. The characteristic is a dependence of power (energy) losses on power fluxes obtained by means of approximation of the results of previously performed variation calculations of the transit ESC network operation modes;

– on the basis of rate quotas of power (energy) losses, representing as a percentage of corresponding values of transit power fluxes.

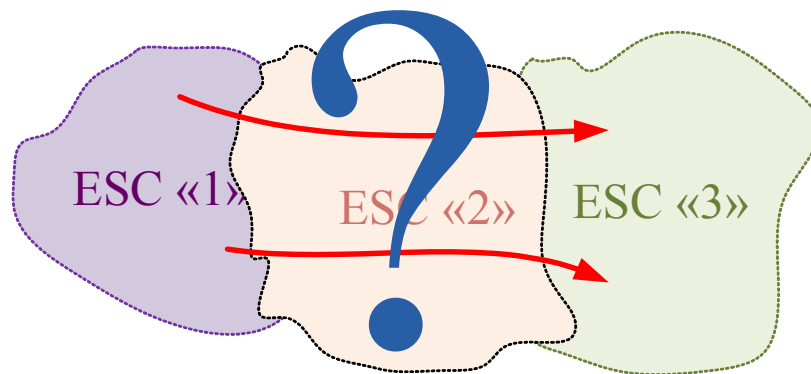


Fig. 1. Different approaches to transit losses determination

The first one of the mentioned above methods is considered to be the most grounded so let us scrutinize it more thoroughly. According to the direct computation method, power load losses in transit energy grids are calculated for each time slice in two operation modes:

- real operation mode when transit power equals $P_{tr.}$,
- calculated operation mode when transit power equals $P_{tr.} = 0$.

Power losses at a time moment caused by transit flux [1] are to be determined by the formula:

$$\Delta P_{tr.} = \Delta P_1 - \Delta P_2, \quad (1)$$

where ΔP_1 and ΔP_2 – total power load losses in the transit networks for corresponding operation modes. Besides, while carrying out calculations in transit energy system in the second operation mode the following values must be kept:

- all the active powers of generators;
- voltages in all the nodes where it is regulated;
- all the active and reactive loads;
- if possible, transformation ratios (except for those, being changed according to the condition of

voltage maintaining in control points).

One and the same balance node is to be chosen for both operation modes. Change of the loads in the receiving energy system is performed by decreasing of active and reactive powers in load nodes proportionally for each node. Variation of loads in generating nodes is to be carried out at all the power plants engaged in mode regulation.

We would like to draw your attention to the fact that the condition of node voltages maintaining in regulated nodes doesn't guarantee the identity of the node voltages in the rest of nodes of the network for the considered load modes. And what is more, additional voltage regulation results also in partial neglecting of the superposition principle thus lowering the reliability of obtained results. Zeroing of load nodes stipulates voltage rise, and as a result, decrease of calculated value of power losses as compared with factual one.

In [8] the approach to calculation of transit power losses is considered. They are supposed to be determined as the value of power losses in the investigated grid when *its own loads and generation are disconnected*. As the losses have a square law variation, it is obvious that in this case the value of transit losses will be considerably less. It should be noted that it can be performed without any computation difficulties for regional investigated energy system, constituting *smaller* part in common calculated circuit of electric grid. For better approximation of voltage values in electric grid to initial values it seems to be expedient to introduce in one of external (relatively investigated system) nodes the generator its power being equal to the power balance of the tested energy system.

We would like to draw your attention to the problem of node voltages fixation as a necessary condition of computation reliability.

Let us illustrate the above-mentioned approaches on the example of power losses determination in a certain electric energy system EES "2", proceeding from the assumption of generation excess in the EES "1" and power shortage in EES "3" (Fig. 1):

$$\Delta P_{tr.}^{ES2} = \Delta P_{\Sigma}^{ES2} - \Delta P_{S(ES3_{load})=0}^{ES2} \quad (2)$$

where $\Delta P_{tr.}^{ES2}$ – is transit losses in the EES "2" energy system, MW; ΔP_{Σ}^{ES2} are total power losses in the EES "2", caused by its own loads and transit of power into EES "3", MW.

or

$$\Delta P_{tr.}^{ES2} = \Delta P_{S(ES2)_{load}=0}^{ES2} \quad (3)$$

where $\Delta P_{tr.}^{ES2}$ – are transit losses in EES "2", MW, defined in case of zero loads and generation of EES "2" and transit power fluxes into contiguous EES "3", MW.

Existence of these two approaches arises doubts regarding the correct solution of the suggested problem in spite of the fact that direct computation method is believed to be the most substantiated. One of the requirements of the introduced legislation and one of the main factors of fair and transparent operation of WME according to the Article 14 "Charges for access to grids" stated in the Directive 2009/72/EU – is non-discriminatory grids access:

«1. Charges applied by grids operators for access to grids shall be transparent, take into account the need for grid security and reflect actual costs incurred in ... and must be applied in a non-discriminatory manner. Those charges shall not be distance-related.

2. Where appropriate, the level of the tariffs applied to producers and/or consumers shall ... take into account the amount of network losses and congestion caused, and investment costs for infrastructure».

To illustrate the revealed discrimination let us consider the conditions of electricity supply to "inner" consumers of separately taken utility. There should be no privileged consumers by the

principle of losses calculation caused by power transfer (taking into account square law dependence of losses). For example, losses for certain consumer № 1 are defined if loads in the grid are missing (minimal losses), for consumer № 2 – with power transfer to consumer № 1 (depend on the value of this load), for consumer № 3 – if loads № 2 and № 3 etc. are available. Obviously that such approach will not be fair, regarding payment for technical losses of electric power while its transfer. The same conclusions can be drawn while considering the approaches to transit losses determination, illustrated in Fig.1, by the expressions (2), (3). As a result, we obtain either overstatement of transient losses value in favor of ESEC "2", or understatement in favor of EES "3". It seems to be true that power transit, overlap on own transfers into neighboring EEC and additional losses must be compensated. Although by applying the above-mentioned approaches we violate the main principles of non-discriminatory access to grids.

It goes without saying that consumption growth in any part of the grid causes the corresponding increase of losses for power transfer to the rest of consumers. In is suggested to use such method of power loss calculation by means of which their fair and transparent distribution both for the consumers of separately taken EES and outside it could be provided.

Method of node resistances of grid matrix, besides the solution of the main problem solves the problem, provides additional opportunity to allocate from total losses of active power the component, caused by inhomogeneity of complex loop electric grid.

Active power losses caused by power transmission to certain consumer k of electric grid, consisting of $n+1$ nodes (consumers) are represented as a sum of two components [6, 7]:

$$\Delta P\langle k \rangle = \Delta P_{\min}\langle k \rangle + \delta P_{add}\langle k \rangle, \quad (4)$$

where ΔP_{\min} – minimal value of active power losses; δP_{add} – additional active power losses in complex loop network which are computed by the expressions (5) through node currents:

$$\begin{aligned} \Delta P\langle k \rangle_{\min} &= J_{ak} \sum_{j=0}^n J_{aj} \Re_{k,j} + J_{pk} \sum_{j=0}^n J_{pj} \Re_{k,j}, \\ \delta P\langle k \rangle_{don.} &= J_{ak} \sum_{j=0}^n J_{aj} A_{k,j} + J_{pk} \sum_{j=0}^n J_{pj} A_{k,j}, \end{aligned} \quad (5)$$

where J_a , J_p – active and reactive components of node currents, \Re – matrix of economic node resistances of electric grid, A – matrix of node resistances that characterize additional active power losses.

That is, in case of sufficient reliability of initial data, regarding node consumption input data we can define network losses even without computation of steady state mode and line currents. Separation of components of minimal power losses ΔP_{\min} and additional inhomogeneity losses δP_{add} provides the possibility to optimize active power transit network losses just only by the component δP_{add} .

Sample calculations.

This method is applied to compute power loss in the transit electricity circuit shown in Fig.2. Let the node №7 be contiguous with the grid, characterized by excessive generation, and the node №5 is adjacent to certain deficit grid. Наукові праці ВНТУ, 2014, № 1

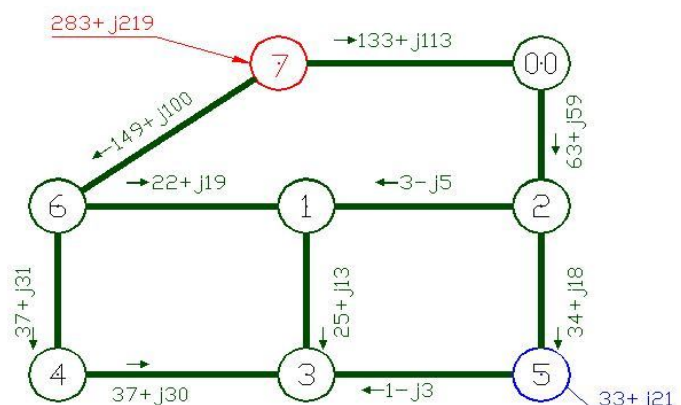


Fig. 2. Part of 220 kV electric grid

Loads of the investigated transit network do not change, and power cotake-off value of a deficit network is gradually increased. Results of the computations are shown in Table 1.

Total consumption of investigated grid load (except for load of the node №5) equals $S=771+j408$ MW. In the considered example losses, caused by own consumption are almost equal to losses caused by power transit in contiguous grid, when power transfer is $\dot{S}_5=132+j84$ MW, representing 18% of inner consumption. This aspect should be taken into account as an important factor while account reconciliation, technical and economic assessment of network development, and connection of new consumers or generation, especially renewable sources of energy. So transit network losses can be partially decreased.

Table 1

Results of power losses computation for the fragment of electric grid

Total power losses in the grid, MW		Losses caused by power transfer to the node № 5, MW		Consumption in the node № 5, S, MVA	Grid losses caused by loads of "inside" consumers, MW	Grid losses caused by load of the node № 5, MW
ΔP_{\min}	$\delta P_{\text{add.}}$	ΔP_{\min}	$\delta P_{\text{add.}}$			
2,893	0,080	0,0	0,0	0,0	2,973	0,0
3,977	0,094	0,613	0,150	33 + j 21	3,307	0,763
5,347	0,140	1,514	0,609	66 + j 42	3,363	2,123
8,949	0,323	4,177	0,245	132 + j 84	4,850	4,422
11,181	0,461	5,939	0,384	165 + j105	5,319	6,323
26,648	1,616	19,057	1,541	330 + j210	7,666	20,598

In case we use the direct computation method, total power losses of transit electric grid remain at the level of 2.973 MW independently on the overlap transit power flux. In this way, consumers of a deficit network are discriminated in their right to network access. The method using the matrices of node resistances allows determination of active power losses caused by power transmission to every consumption node allowing for loads of all network nodes.

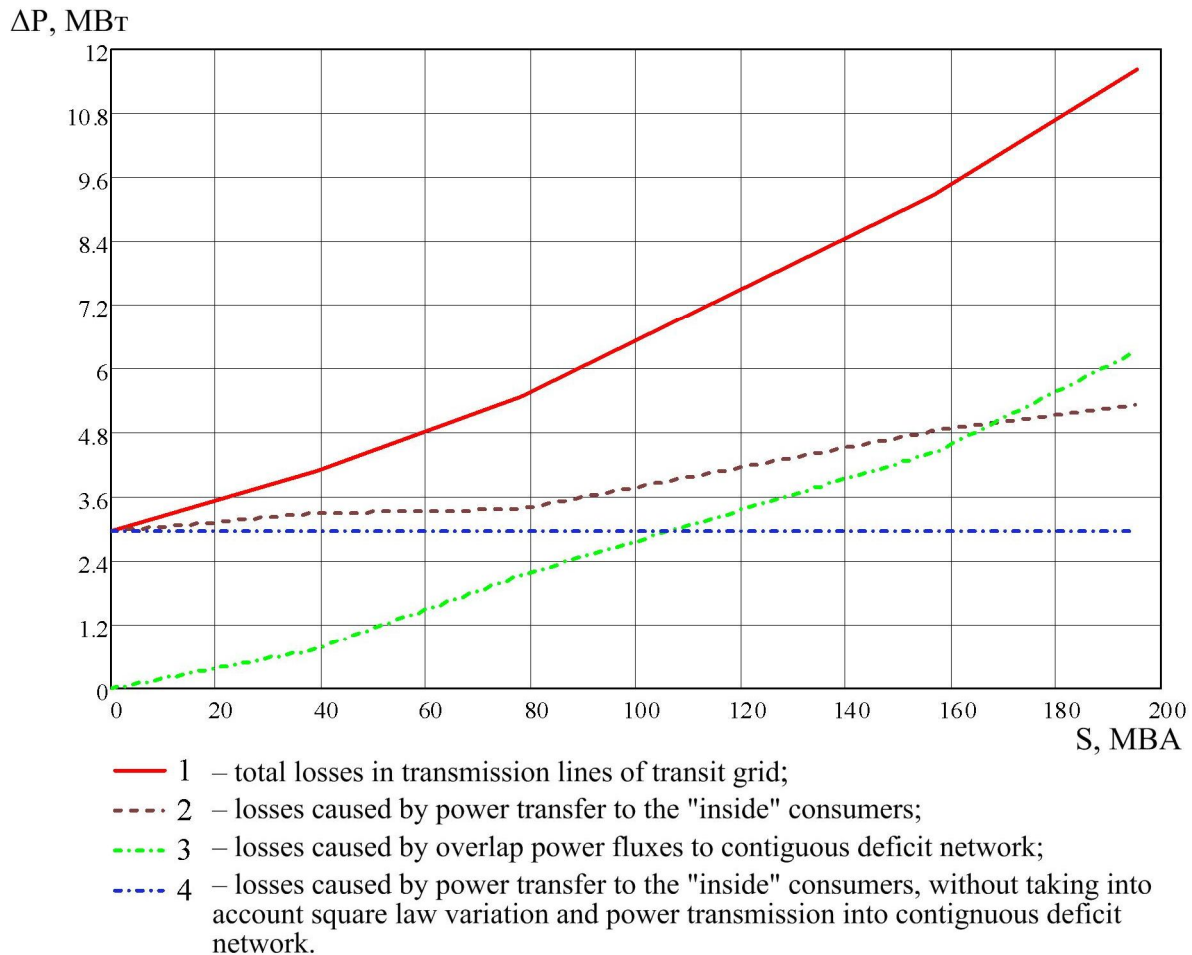


Fig. 3. Dependency of grid losses on the volume of transit power fluxes

Fig. 3 shows the dependencies of transit network losses on transit and overlap power fluxes. So we can see that network losses caused by power transmission to the "own" consumers (curve 2) are in nonlinear relationship with overlap transit power fluxes. Network losses caused by overlap power flux to neighboring deficit network are also increased according the nonlinear law (curve 3). These losses are separated out of total network losses as an exact value. Thus if there is corresponding legislation signed by ESC and electricity consumer, they have the possibility of grounded allocation of network losses costs to contiguous deficit ESC or the ESC with excessive generation, or allocate them due to the degree of mutual influence by the expressions (5).

Conclusions. Method of calculation of active power network losses caused by transit fluxes applying the matrices of node resistances of electric network and node loads allows determination of overlap transit flux losses by separating out of total network losses, and establish their dependency on loads (generation) in network nodes. Moreover, here is a way to address transit network losses to every electricity consumer; to determine how overlap transit fluxes influence network losses caused by power transmission to the "own" consumers; and conversely, to determine how overlap power fluxes to neighboring deficit network effect upon network losses caused by power transmission to the "inner" consumers of the network.

This method allows structuring of power losses in electric energy network into components subject to interaction of different factors. So there is a possibility to create automated system of power loss allocation at every time slice, which takes into account non-linear dependency of all active loss components on transit fluxes, with interaction of changing load patterns and transit power fluxes. Input data are network model parameters and mode parameters from operating information complex that provides loss allocation, and transit loss allocation in a real time mode.

Resulting values of components of network active power (energy) losses give market players the

ability to exactly and objectively clarify the possible electricity supply opportunities and choose the optimal one. Information on network loss components and their dependency on interaction factors allows for objective problem solution of loss compensation by every system operator. It facilitates the realization of non-discriminatory access to networks.

We arrive at a conclusion that there are different ways to apply the suggested method, and transit power losses are to be balanced and mutually accounted depending on the bilateral agreements, and future legislation of electric power industry. Listed in the article possibilities of practical applying of the method are exceptionally engineering means of computation, although questions of financial compensation between transmission system operators are still undecided.

REFERENCES

1. Методика расчета транзитных потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях субъектов оптового рынка электроэнергии: постановление ФЭК РФ от 14.12.01 [Электронный ресурс] : Офиц. изд. – М.: 2001. (Российское акционерное общество энергетики и электрификации РАО «ЕЭС России». Методика). Режим доступа: <http://www.yug.so-ups.ru/Page.aspx?IdP=272>.
2. Distribution Loss Factor Calculation Methodology/ Powercor Australia Ltd. [Электронный ресурс] : Расчет коэффициентов распределения потерь. Методика ООО «Powercor Australia», 2013. – Режим доступа: <http://www.powercor.com.au/>.
3. Указания о расчете расхода электроэнергии на транзитные межсистемные перетоки: РД 34.09.252:1976. – Офиц. изд. – М. : Союзтехэнерго, МЭЭ СССР, Главтехуправление ЦДУ ЕЭС СССР, 1976. – 8 с. – (Министерство Энергетики и Электрификации СССР. Инструкция).
4. Determination of power losses from transit flow in electric networks [Электронный ресурс] / А. В. Burykin, V. A. Vydmysh, P. P. Medaniy // Scientific works of Vinnytsia National Technical University. – 2010. – № 1. Режим доступа до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/1024/42>.
5. Клипков С. И. Особенности определения адресности передачи электроэнергии в электроэнергетических системах переменного тока / С. И. Клипков, А. И. Ришкевич, А. В. Семенюк // Новини енергетики. – 2008. – № 3. – С. 32 – 43.
6. Лежнюк П. Д. Інформаційне забезпечення розрахунків втрат потужності й електроенергії від транзитних перетоків / П. Д. Лежнюк, Н. В. Семенюк // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2012. – № 1. – С. 66 – 69.
7. Лежнюк П. Д. Визначення втрат від адресних транзитних перетоків за даними ОІУК / П. Д. Лежнюк, Л. Р. Пауткіна, Н. В. Семенюк // Наукові праці Донецького національного технічного університету. – 2013. – № 1. – С. 163 – 167.
8. Ольшванг В. М. Собственные и транзитные потоки и потери региональных энергосистем: (доклад на семинаре энергетиков по потерям в сетях 22.02.01) [Электронный ресурс] : В.М. Ольшванг / Режим доступа: <http://mvo.ipc.ru/sobstv23/sobstv23.htm>.

Semeniuk Nadia – Applicant for a Cand. Sc.(Eng.) Degree with the Chair of Electric Stations and Systems, Engineer of the 1-st category at Central Dispatching Department of economically autonomous structural subdivision "Donbass Energy System" of National Energy Company "UkrEnergo".

"Donbass Energy System" of National Energy Company "UkrEnergo".