

Н. В. Семенюк

СТРУКТУРИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С УЧЕТОМ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ

Рассмотрены существующие подходы к расчету потерь при передаче транзитной мощности, преимущества и недостатки их практического применения. Показаны возможности применения метода расчета транзитных потерь, основанного на использовании матрицы узловых сопротивлений сети и мощности в узлах, для различных подходов к определению транзитных потерь.

Ключевые слова: транзит мощности, транзитные нагрузочные потери, матрицы узловых сопротивлений, неоднородность сети, составляющие потерь.

Введение. Существующая проблема довольно низких уровней рентабельности некоторых энергоснабжающих компаний (ЭК) стимулирует к поиску новых подходов реализации механизмов определения потерь электроэнергии в электрических сетях. Этот первостепенный показатель экономичности их работы отражает эффективность энергосбытовой деятельности ЭК, свидетельствуя о проблемах, которые требуют современных решений в развитии, реконструкции и техническом перевооружении электрических сетей, в совершенствовании методов и средств их эксплуатации и управления, в повышении точности учета электроэнергии, эффективности сбора денежных средств за поставленную потребителям электроэнергию и т. п.

В целом рост потерь энергии в электрических сетях определен действием вполне объективных закономерностей в развитии всей энергетики. Переход к рыночным отношениям, жесткое регламентирование оптовым рынком электроэнергии (ОРЭ) загрузки блоков электростанций сейчас больше базируется на критериях стоимости электроэнергии. Это также приводит к повышению неравномерности загрузки основной системообразующей сети, иногда вызывая увеличение транзитной мощности даже в распределительных сетях ЭК. На сегодняшний день технологические потери в сетях некоторых украинских ЭК превышают аналогичные показатели других европейских стран.

Постановка проблемы. Законодательная база, принятая в России [1], Австралии [2], свидетельствует о необходимости методически обоснованного распределения потерь в сетях между лицензиатами как одного из факторов конкурентоспособности энергопоставщиков и либерализации рынка электроэнергии. В электроэнергетической отрасли Украины планируют внедрение модели рынка двусторонних договоров и балансирующего рынка электроэнергии, что значительно расширяет возможности поставщиков, потребителей и производителей электроэнергии. Согласно принятому в октябре 2013 г. Верховной Радой Украины закону "Об основах функционирования рынка электроэнергии Украины" с 2017 г. предусмотрена возможность свободы выбора поставщика электроэнергии путем заключения двусторонних договоров, а также приобретения электроэнергии на спотовом рынке.

Для действительной либерализации рынка электроэнергии и обеспечения равных условий для всех его участников надо учитывать составляющую транзитных нагрузочных потерь. Делать это необходимо, учитывая как законы электротехники, так и экономические факторы.

Цель статьи – рассмотреть возможности структурирования потерь мощности от транзитных потоков на основе метода расчета потерь с использованием матрицы узловых сопротивлений сети и мощностей в узлах, учитывая взаимовлияние различных факторов.

Анализ публикаций. Задачу исследования и определения явления транзитных потерь Наукові праці ВНТУ, 2014, № 1

рассматривали еще в 70 – 80-х годах прошлого века. Однако в период функционирования единой энергосистемы, находящейся в государственной собственности, она носила сугубо теоретический, электротехнический характер и выполнялась в целях поиска дополнительных возможностей анализа режимов работы сети. К примеру, "Указания..."[3] разработаны в соответствии с утвержденным Минэнерго СССР «Координационным планом продолжения, дальнейшего развития и внедрения работ по снижению потерь энергии в электрических сетях на 1976 – 1978 гг.». В работах [4, 5] данный вопрос рассматривали также и в контексте уточнения и повышения прозрачности взаиморасчетов между энергообъединениями. Исходя из основных положений, указанных в [6, 7], стало возможным определить фактический расход мощности (либо электроэнергии как интегральной характеристики) на ее передачу к каждому потребителю, базируясь на электротехнических законах и реально отражая степень использования электрической сети. Далее рассмотрим различные возможности применения метода расчета потерь мощности от транзитных потоков с использованием матрицы узловых сопротивлений сети и мощности в узлах.

Основные материалы исследования. Приведем основные применяющиеся на практике методы расчета потерь мощности и энергии в сетях, вызванных транзитными перетоками (транзитные потери):

- прямых расчетов электрических режимов сети транзитера на каждом часовом интервале на основе расчетной схемы сети и данных о режимных параметрах узлов, получаемых от системы телеизмерений, с определением средних потерь мощности и электроэнергии за расчетный период;
- на основе нормативной характеристики потерь мощности (энергии) в сети транзитера, представляющей собой зависимость потерь мощности (энергии) от перетоков, полученную путем аппроксимации результатов предварительно проведенных вариантных расчетов электрических режимов сети транзитера;
- на основе нормативов транзитных потерь мощности (энергии), представляющих собой доли (проценты) от соответствующих значений транзитных перетоков.

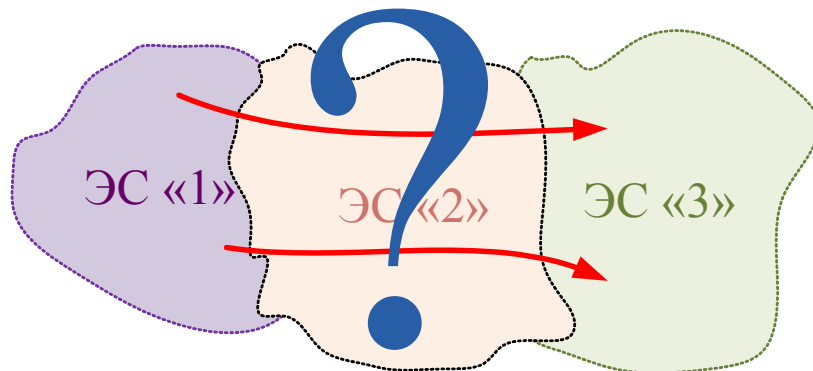


Рис. 1. Различные подходы к определению транзитных потерь

Из этих перечисленных методов наиболее обоснованным считают первый, поэтому остановимся на нем более подробно. Согласно методу прямых расчетов для каждого интервала времени производят расчет нагрузочных потерь в сетях транзитера в двух режимах:

- фактическом, в котором транзитная мощность соответствует $P_{тр.}$,
- расчетном, в котором транзитная мощность $P_{тр.} = 0$.

Потери мощности от транзитного перетока в некоторый момент времени в [1] предлагают определять по формуле:

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

где ΔP_1 и ΔP_2 – суммарные нагрузочные потери мощности в сетях транзитера в соответствующих режимах. При проведении расчетов в энергосистеме-транзитере во втором режиме должны быть сохранены значения:

- всех активных мощностей генераторов;
- напряжений во всех узлах, где оно регулируется;
- всех активных и реактивных нагрузок;
- по возможности, коэффициентов трансформации (кроме тех, которые изменяются по условиям поддержания напряжения в контрольных точках).

В обоих режимах должен быть один и тот же балансирующий узел. Изменение нагрузок в приемной системе выполняют за счет уменьшения активных и реактивных мощностей нагрузочных узлов пропорционально во всех узлах. Изменения нагрузок генерирующих узлов проводят на всех электростанциях, участвующих в регулировании режимов.

Условие сохранения узловых напряжений в регулируемых узлах не является залогом идентичности узловых напряжений в оставшихся узлах сети для рассматриваемых нагрузочных режимов. Да и дополнительно применяемое с этой целью регулирование также приводит к частичному нивелированию принципа наложения и снижению достоверности получаемых результатов. Обнуление нагрузочных узлов обуславливает повышение напряжений и, как следствие, снижение расчетного значения потерь в сравнении с фактическим.

В [8] рассматривают подход к расчету транзитных потерь, когда последние предлагают определять как значение потерь в исследуемой сети при отключенных *собственных* нагрузках и генерации. Принимая во внимание квадратичную зависимость потерь, наблюдаем, что в этом случае значение транзитных потерь будет существенно меньшим. Отметим также, что это выполнимо без расчетных затруднений для региональной исследуемой системы, составляющей в общей расчетной схеме электрической сети *меньшую* часть. Для лучшего приближения значений напряжений в электрической сети к исходным считается целесообразным вводить в один из внешних (относительно исследуемой системы) узлов генератор, равный по мощности балансу её мощностей. Обращаем внимание на проблему фиксации узловых напряжений как необходимое условие достоверности расчета.

Проиллюстрируем вышеупомянутые подходы на примере определения транзитных потерь некоей электроэнергетической системы ЭЭС2, исходя из условий избытка генерации в ЭЭС1 и дефицита ее в ЭЭС3 (рис. 1):

$$\Delta P_{тр.}^{ЭС2} = \Delta P_{\Sigma}^{ЭС2} - \Delta P_{S_{нагр.}=0}^{ЭС2}, \quad (2)$$

где $\Delta P_{тр.}^{ЭС2}$ – транзитные потери энергосистемы ЭЭС2, МВт; $\Delta P_{\Sigma}^{ЭС2}$ – суммарные потери в ЭЭС2, обусловленные собственными нагрузками и транзитом в смежную ЭЭС3, МВт; $\Delta P_{S_{нагр.}=0}^{ЭС2}$ – потери энергосистемы ЭЭС2 при отсутствии транзита в смежную ЭЭС3, МВт; либо

$$\Delta P_{тр.}^{ЭС2} = \Delta P_{S_{нагр.}=0}^{ЭС2}, \quad (3)$$

где $\Delta P_{тр.}^{ЭС2}$ – транзитные потери энергосистемы ЭЭС2, МВт, определяющиеся при

отсутствии собственных нагрузок ЭЭС2 при наличии транзита в смежную ЭЭС3, МВт.

Наличие этих двух подходов заставляет задуматься о правильности решения поставленной задачи, невзирая на то, что обычно прямой метод расчета считают наиболее обоснованным. Одно из требований внедряемого законодательства, а также один из главных факторов справедливого и прозрачного функционирования ОРЭ согласно ст. 14 "Плата за доступ к сетям" директивы № 2009/72/ЕС – это *недискриминационный доступ* к электрическим сетям:

«1. Плата, применяемая операторами сети за доступ к сетям, должна быть прозрачной, должна учитывать необходимость сетевой безопасности и отражать фактически понесенные расходы..., должна применяться на недискриминационной основе, ...должна устанавливаться без учета отдаленности.

2. В случае необходимости уровень тарифов, применяемых для производителей и/или потребителей, должен ... учитывать величину потерь в сети и вызванные перегрузки, а также инвестиционные затраты на инфраструктуру...».

Для иллюстрации возникающей дискриминации рассмотрим условия, на которых производится отпуск электроэнергии для "собственных" потребителей отдельного энергообъединения. Не должно существовать приоритетности потребителей по принципу расчета потерь при перетоке мощности (с учетом квадратической зависимости потерь). Например, потери для некоторого потребителя № 1 определяют при отсутствии нагрузок в сети (минимальные), для потребителя № 2 – при наличии перетока к нагрузке № 1 (уже зависят от значения этой нагрузки), для потребителя № 3 – при наличии нагрузки № 2 и № 3 и т. д. Очевидно, что такой расчет будет несправедливым относительно финансовой оплаты за технические потери электроэнергии, возникающие при её поставке. Те же выводы можно сделать и при рассмотрении подходов к определению транзитных потерь, проиллюстрированных на рис. 1, по выражениям (2), (3). В результате получаем либо завышение величины транзитных потерь в пользу ЭЭС2, либо ее занижение в пользу ЭЭС3. Кажется верным то, что набрасываемый на собственные перетоки транзит мощности в соседнюю ЭЭС и связанные с этим дополнительные потери должны быть компенсированы. Но согласно вышеприведённой логике нарушаются основополагающие принципы доступа к электрической сети на равных условиях.

То, что повышение уровня потребления в любой точке сети вызывает соответствующее повышение потерь на передачу мощности к остальным потребителям, не требует доказательств. Предлагают использовать такой метод расчета потерь, с помощью которого можно было бы обеспечить справедливое и прозрачное их распределение как для потребителей отдельной ЭЭС, так и за ее пределами.

Метод с использованием матрицы узловых сопротивлений сети, кроме решения основной поставленной задачи, дает еще и дополнительную возможность выделения из суммарных потерь активной мощности составляющей, обусловленной неоднородностью сложнзамкнутой электрической сети.

Потери активной мощности, обусловленные транзитом мощности к некоему потребителю k электрической сети из $n+1$ узлов (потребителей) представляют в виде суммы двух составляющих [6, 7]:

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

где $\Delta P_{\min}$ – минимальное значение потерь активной мощности; $\delta P_{\text{дон.}}$ – дополнительные потери в замкнутой сети, которые определяют согласно выражениям (5) через задающие токи в узлах:

$$\Delta P\langle k \rangle_{\min} = J_{ak} \sum_{j=0}^n J_{aj} \Re_{k,j} + J_{pk} \sum_{j=0}^n J_{pj} \Re_{k,j},$$

$$\delta P\langle k \rangle_{\text{доп.}} = J_{ak} \sum_{j=0}^n J_{aj} A_{k,j} + J_{pk} \sum_{j=0}^n J_{pj} A_{k,j},$$
(5)

где J_a , J_p – активная и реактивная составляющие токов в узлах, $\Re$ – матрица экономических узловых сопротивлений сети, A – матрица узловых сопротивлений сети, которые характеризуют дополнительные потери активной мощности.

При достаточной достоверности исходных данных по нагрузкам в узлах, нагрузочные транзитные потери можно определять даже без расчета установившегося режима и определения токов в ветвях сети. Выделение минимально возможной составляющей потерь $\Delta P_{\min}$ и дополнительной составляющей потерь $\delta P_{\text{доп.}}$, обусловленной неоднородностью сети, дает возможность для оптимизации транзитных потерь активной мощности использовать только составляющую $\delta P_{\text{доп.}}$.

Пример расчета

Для фрагмента транзитной сети (рис. 2) приведем результаты расчетов по предложенной методике. Пускай узел № 7 смежный с сетью, которая характеризуется избыточной генерацией, а узел № 5 смежный с дефицитной сетью. Нагрузки исследуемой сети не изменяются, а значение отбора мощности дефицитной сети будем увеличивать. Результаты расчетов сведены в табл. 1.

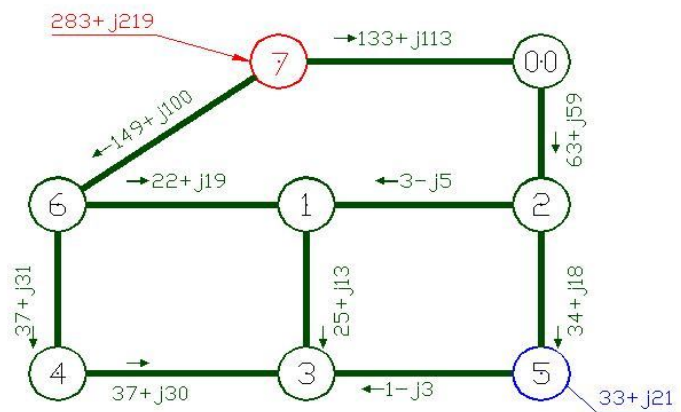


Рис. 2. Фрагмент схемы сети 220 кВ

Суммарное потребление нагрузок исследуемой сети (за вычетом нагрузки узла № 5) составляет $S=771+j408$ МВА.

Таблица 1

Результаты расчетов потерь для фрагмента сети

Суммарные потери в сети, МВт		Потери, вызванные перетоком мощности к узлу № 5, МВт		Нагрузка узла № 5, S, МВА	Потери от собственных нагрузок, МВт	Потери, вызванные нагрузкой узла № 5, МВт
$\Delta P_{\min}$	$\delta P_{\text{доп.}}$	$\Delta P_{\min}$	$\delta P_{\text{доп.}}$			
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

В рассматриваемом примере потери, обусловленные собственным потреблением, соразмерны с потерями, вызванными транзитом мощности в смежную сеть уже при перетоке мощности $\dot{S}_5 = 132 + j84$ МВА, составляющем 18% собственного потребления. Этот аспект обязательно надо учитывать и при проведении взаиморасчетов, и на этапе технико-

экономического обоснования развития сети, а также при подключении новых потребителей или источников электроэнергии, особенно нетрадиционных и возобновляемых. При этом возможно уменьшение части потерь от транзита электроэнергии.

При использовании *прямого метода расчетов* суммарные потери транзитной сети остаются на уровне 2,97 МВт (независимо от значения транзита). Фактически вследствие такого подхода возникает дискриминация по принципу доступа к использованию транзитной сети. При применении *метода с использованием матриц узловых сопротивлений сети* для определения потерь на передачу мощности к узлу потребления учитывают влияние нагрузок всех узлов сети.

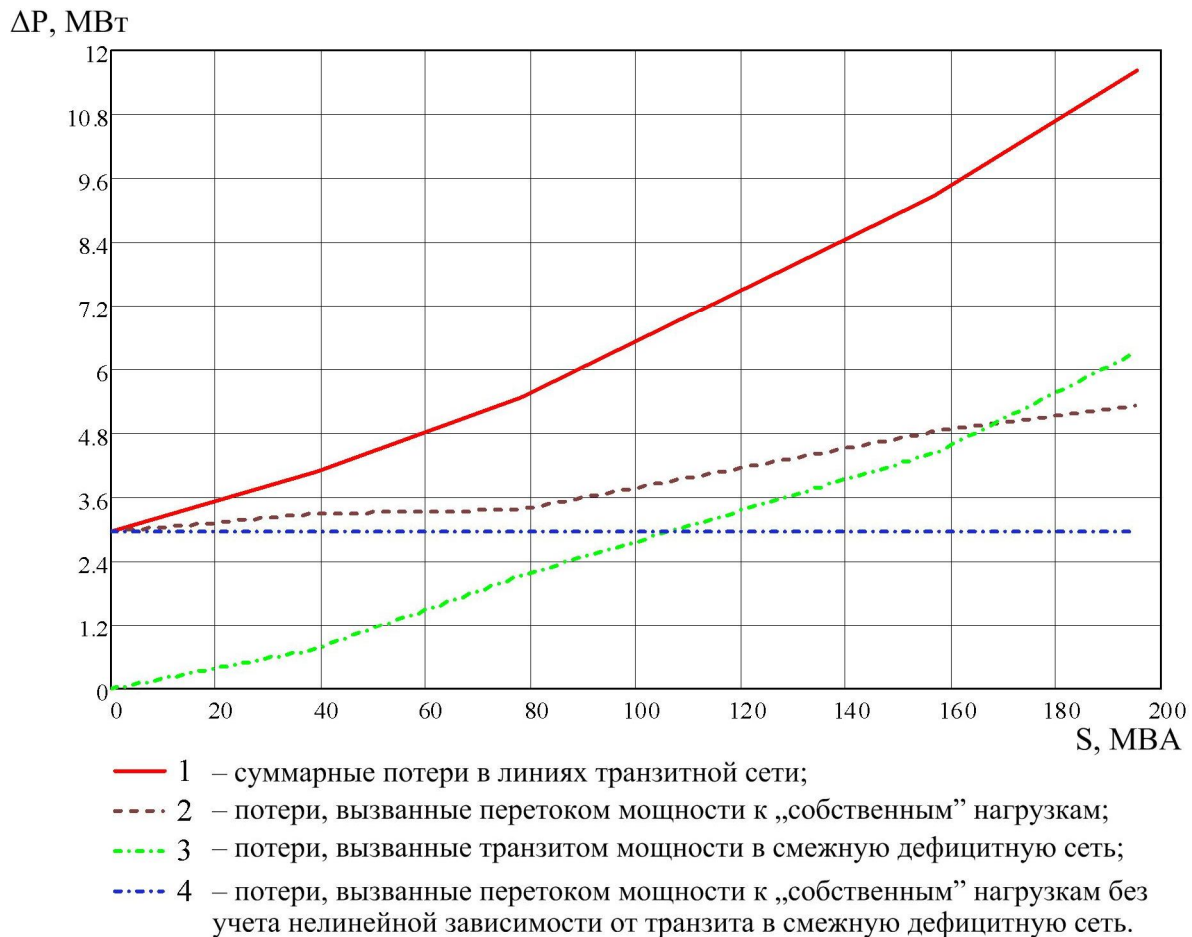


Рис. 3. Зависимость потерь от объемов транзитной нагрузки

На рис. 3 приведены зависимости потерь в транзитной сети, вызванных собственными и транзитными перетоками. Результаты расчетов показывают, что потери, вызванные перетоком мощности к собственным нагрузкам сети (кривая 2), нелинейно зависят от объемов транзита. Нелинейно увеличиваются и потери в сети от транзитного перетока (кривая 3). Эти потери выделены из суммарных потерь, известно их точное значение. То есть, в зависимости от согласованных между поставщиком и потребителем договоренностей, есть возможность обоснованно относить компенсацию этих потерь на смежную дефицитную сеть или сеть с избыточной генерацией либо распределять их согласно степени взаимовлияния по выражениям (5).

Выводы. Метод расчета потерь мощности в электрической сети от транзитных перетоков с использованием матрицы узловых сопротивлений сети и мощности в узлах позволяет определить транзитные потери мощности, выделив их из суммарных потерь, и установить зависимость их от нагрузок (генерирования) в узлах. Это дает возможность, в свою очередь, установить адресность и значение транзитных потерь в сети от конкретных потребителей.

При этом предложенный метод позволяет учесть влияние транзитных перетоков на потери мощности от собственных нагрузок в сети, а также взаимное влияние – влияние на значение транзитных потерь собственных нагрузок сети транзитера.

Предложенный метод позволяет структурировать потери мощности в электрической сети по составляющим с учетом взаимовлияния разных факторов. Открывается возможность создать автоматическую систему определения потерь электроэнергии на заданном интервале времени, позволяющую учитывать нелинейную зависимость всех составляющих потерь от перетоков, а также влияние на них изменяющихся графиков нагрузок сети и транзитных перетоков. В качестве исходных данных используют параметры сети и параметры режима, формируемые ОИК, что обеспечивает определение потерь, в том числе от транзитных перетоков в темпе процесса.

Данные о значениях отдельных составляющих потерь мощности и электроэнергии в сети позволяют участникам энергорынка более точно и объективно определяться с возможными вариантами электроснабжения и выбирать из них оптимальный. Информация о составляющих потерь в электрических сетях и зависимости их от влияющих факторов позволяет более объективно решать задачу об их компенсации всеми участниками. Это способствует реализации возможности выполнения условия недискриминационного доступа к сетям.

Как мы убедились, существует несколько путей применения данного метода, и баланс транзитных потерь можно будет составлять в зависимости от соглашений двусторонних договоров, а также принятия в будущем основополагающих решений по законодательной базе в электроэнергетической сфере. Возможности практического применения метода, приведенные в данной статье, являются сугубо техническим средством расчета, вопросы же финансово-экономической взаимокompенсации пока остаются открытыми.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

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. Определение потерь мощности от транзитного перетока в электрических сетях [Электронный ресурс] / А. Б. Бурыкин, В. А. Выдмыш, П. П. Медяный // Научные труды ВНТУ. – 2010. – № 1. Режим доступа до журн.: <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/1024/41>.
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. Олышванг 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. Олышванг / Режим доступа: <http://mvo.ipc.ru/sobstv23/sobstv23.htm>.

Семенюк Надежда Виталиевна – соискатель кафедры ЭСС ИнЭЭЭМ ВНТУ, инженер 1 кат. центральной диспетчерской службы.

ГП "НЭК "Укрэнерго", ОП "Донбасская ЭС".

Наукові праці ВНТУ, 2014, № 1