

# **ОПРЕДЕЛЕНИЕ И АНАЛИЗ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ ОТ ТРАНЗИТНЫХ ПЕРЕТОКОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ МЕТОДОМ ЛИНЕАРИЗАЦИИ**

**П.Д. Лежнюк**, докт. техн. наук, **В.В. Кулик**, канд. техн. наук, **А.Б. Бурыкин**  
Винницкий национальный технический университет

## **Введение**

Из-за организационных изменений в структуре электроэнергетики, а также введения рыночных отношений между субъектами производства, передачи и распределения электроэнергии, стало актуальным определение потерь мощности и электроэнергии от транзитных перетоков. С коммерческими отношениями возникла необходимость взаиморасчетов между владельцами электрических сетей за транзиты электроэнергии, а также за взаимные перетоки мощности по линиям электропередач. Если электрические сети являются взаимосвязанными и объединенными в электроэнергетическую систему (ЭЭС), то нужно исследовать и оценивать взаимовлияние транзитных перетоков на режимы электрических сетей. Следовательно, необходимо совершенствовать методы определения потерь мощности от транзитных перетоков.

Сложность этой задачи заключается в том, что потери мощности зависят от мощностей в узлах и ветвяхх схемы сети нелинейно и воспользоваться методом наложения невозможно. На данный момент в инженерной практике используется ряд методов, которые позволяют выполнять расчет потерь, как с однозначно заданной информацией, так и с вероятностно-статистическим оцениванием потерь (регрессионный анализ) [1-4]. Использование данных методов в распределительных радиальных сетях, как правило, приводит к возникновению погрешности, допустимой на этапе планирования потерь электроэнергии [5]. Однако, в замкнутых и сложно-замкнутых электрических сетях, увеличивается влияние режимных факторов, информация о которых практически отсутствует на этапе планирования. Это может вызывать существенные ошибки учета дополнительных технических потерь электроэнергии при отклонении режимов электрических сетей от плановых.

Погрешность регрессионного анализа, в отдельных случаях, с использованием в качестве факторов суммарной нагрузки системы при наличии значительных транзитных перетоков превышает 30%. Использование регрессионных зависимостей или нормативных характеристик предусматривает выделение факторов, которые влияют на потери электроэнергии. Количество факторов в свою очередь увеличивает нелинейность регрессионных зависимостей и увеличивает объем вычислений по определению коэффициентов аппроксимирующего полинома, что существенно увеличивает количество расчетов. Учитывая постановку задачи, количество факторов регрессионной зависимости растет с количеством транзитных перетоков мощности, что в конечном итоге предопределяет невозможность использования вероятностно-статистической оценки потерь с приемлемой погрешностью.

Данная работа посвящена анализу задач, связанных с потерями от транзитных перетоков, а также разработке метода их расчета, основанного на использовании алгоритмов и программ расчета установившихся режимов ЭЭС. Метод предназначен и может быть использован для определения потерь от транзитных перетоков мощности.

## **Задачи определения и управления потерями мощности от транзитных перетоков**

Характерным является случай, когда мощность из системы С (передающая система) передается в систему А (принимающая система) электрическими сетями системы В (транзитная система или транзитер) (рис. 1). Протекая сетями системы транзитера, эта мощность накладывается на внутренние потоки мощности и вызывает дополнительные

потери мощности в системе В. Из-за неоднородности электрических сетей системы транзитера, транзитная мощность искажает естественное потокораспределение не только в сетях высшего напряжения (ВН), но и в сетях низшего напряжения (НН). При чем изменение потокораспределения происходит таким образом, что растут суммарные потери в системе, а также отдельно потери в сетях высокого и низкого напряжений. В которой из сетей, ВН или НН, потери растут в большей мере, зависит от значений коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов связи.

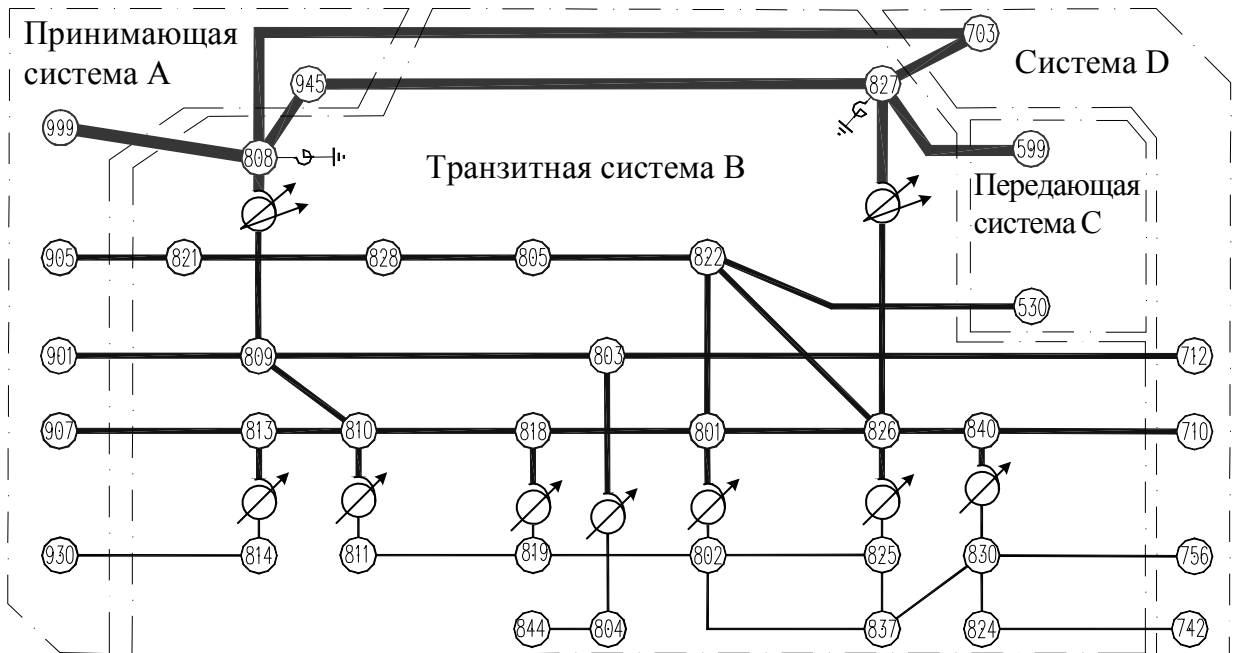


Рис. 1. Фрагмент ЭЭС, по которой осуществляется транзит мощности

В связи с транзитом мощности через систему в ней возникают и могут решаться такие задачи:

1. Определение потерь в системе, вызванных передачей мощности от системы С к А, для того, чтобы покрыть их стоимость за счет указанных систем;
2. Анализ и оценка влияния транзитных перетоков на режимы, в частности на потери в сетях ВН и НН;
3. Разработка мероприятий по оптимизации потерь в сетях ВН и НН. Здесь в зависимости от условий эксплуатации и взаимоотношений между субъектами хозяйствования возможно несколько постановок задачи:

– минимизация суммарных потерь в сетях ВН и НН и определение оптимальных значений коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов связи

$$\min \{ \Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\text{ВН}} + \Delta P_{\text{НН}} \},$$

где  $\Delta P_{\text{ВН}}$ ,  $\Delta P_{\text{НН}}$  - потери мощности в сетях ВН и НН соответственно;

– “вытеснение” транзитных перетоков из сети НН в сеть ВН

$$\min \{ \Delta P_{\text{НН}} \}.$$

Такая задача может быть актуальной при наличии внешних транзитных перетоков мощности. Экономически целесообразно осуществлять их транспорт по электрическим сетям высших напряжений, но за счет неоднородности ЭЭС и других факторов они частично загружают и сети НН. “Вытеснение” транзитных перетоков из электрических

сетей низших напряжений повышает их пропускную способность, что особенно критично в режимах максимальных нагрузок;

– “разгрузка” сети ВН на сеть НН. Эта задача при нормальных отношениях между субъектами, эксплуатирующими электрические сети энергообъединений, возникать не должна, но для контроля над ситуацией, также должны определяться дополнительные потери от транзитных потоков.

4. Определение потерь от сквозных потоков мощности в радиальной части сети НН. Здесь возможны два случая:

– все потери относятся и покрываются энергоснабжающей компанией и не распределяются между отдельными районными сетями;

– потери рассчитываются и распределяются между отдельными районными сетями для пропорционального их возмещения.

Решение всех перечисленных задач требует расчета значений потерь мощности от протекания транзитной мощности.

#### **Анализ задач, связанных с транзитными перетоками и взаимовлиянием параллельно работающих электрических сетей**

Проиллюстрировать влияние и следствия транзитных перетоков целесообразно на характерном примере. В качестве такового взят фрагмент объединенной ЭЭС Украины с параллельно работающими замкнутыми сетями 750, 330 и 110 кВ (см. рис. 1). Сети 750 и 330 кВ связаны двумя автотрансформаторами (АТ) с продольно-поперечным регулированием коэффициентов трансформации, сети 330 и 110 кВ связаны несколькими АТ с продольным регулированием.

Рассматриваемая ЭЭС является транзитной системой В. Через неё из системы С в систему А или наоборот может осуществляться транзит мощности. Проанализируем случай, когда из системы С в систему А передается, например, 1000 МВт. Эта мощность со стороны системы С в систему В передается линией 750 кВ, распределяется в ней по сетям 750-330-110 кВ и отбирается из нее в систему А, также на напряжении 750 кВ.

Результаты расчетов сведены в табл. 1. В первой строке приведены значения потерь  $\Delta P$  в сетях 110 и 330 кВ в режиме, предшествовавшем транзиту. Во второй строке таблицы приведены значения потерь мощности  $\Delta P_T$  в режиме, когда на существующее потокораспределение накладываются транзитные перетоки. В третьей строке таблицы показан рост потерь  $\delta P$  в сетях 110 и 330 кВ в результате взаимовлияния сетей и перераспределения транзитной мощности. Сравнительно с базовым режимом потери в сети 330 кВ в зависимости от текущих значений коэффициентов трансформации АТ 750 кВ могут увеличиться на 20-25% (в нашем примере это 19,24 %). Если не откорректировать значение коэффициентов трансформации АТ 330 кВ, то еще существеннее растут относительные потери в сети 110 кВ (в рассматриваемом случае на 46,21 %).

Таблица 1

№ п/п		Сеть		Система В
		110 кВ	330 кВ	
1	$\Delta P$ , МВт	2,64	22,08	32,65
2	$\Delta P_T$ , МВт	3,86	26,33	50,11
3	$\delta P$ , %	46,21	19,24	53,48
4	$\Delta P_{T0}$ , МВт	2,75	24,00	46,64
5	$\delta P_0$ , %	4,17	8,70	6,92

Таблица 2

№ п/п		АТ1	АТ2
1	S	204,4+j179,1	26,8-j23,0
2	$S_T$	326,6+j71,8	98,5+j124,9
3	$S_{T0}$	300,1-j208,2	69,2-j55,9
4	$S_{T0-S}$	95,8-j387,4	42,4-j32,9

Уменьшить потери в системе возможно перераспределив потоки мощности в сетях изменением коэффициентов трансформации автотрансформаторов. На рис. 2 приведена зависимость потерь мощности от коэффициентов трансформации АТ1 и АТ2, когда

критерием оптимальности являются суммарные потери в системе-транзитере (задача 3). Для сравнения построены зависимости потерь от продольной (рис. 2а) и поперечной (рис. 2б) составляющих коэффициента трансформации. Из них видно, что путем продольно-поперечного регулирования суммарные потери можно уменьшить до 45,20 МВт. Однако, поскольку это уменьшение достигается с нарушением ограничений по напряжению, то реальным является оптимальный режим с потерями 46,64 МВт. Заметим, что, как и должно быть, эффективность поперечного регулирования значительно выше, чем продольного.

Результаты оптимизации режима ЭЭС приведены в табл. 1 (четвертая и пятая строки). Изменением коэффициентов трансформации, достигается уменьшение суммарных потерь по системе на 3,47 МВт или почти на 7%, потерь в сети 110 кВ до 2,75 МВт, что на 4,17% больше чем в базовом режиме, и в сети 330 кВ до 24 МВт, что на 8,7% больше чем в базовом режиме. То есть, несмотря на оптимизационные мероприятия, в сетях НН как следствие взаимовлияния сетей и транзитных перетоков имеют место дополнительные потери.

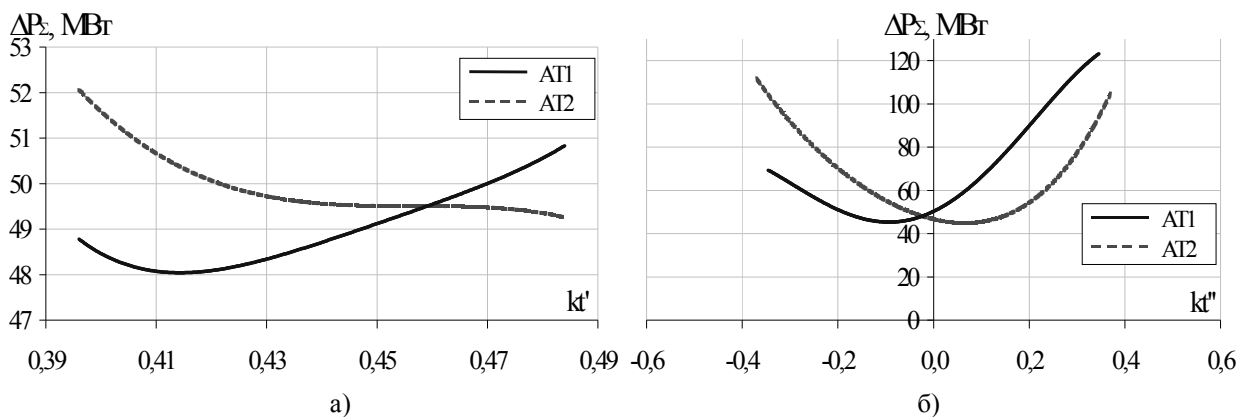


Рис. 2. Зависимости суммарных потерь мощности в системе от коэффициентов трансформации

Уменьшение суммарных потерь в системе от транзитных перетоков достигается за счет уменьшения потерь в сетях низшего напряжения. При этом изменяются потоки мощности через трансформаторы связи. В табл. 2 приведены значения потоков мощности через АТ в исходном режиме  $S$ , с наложением транзита  $S_T$  и в оптимальном режиме  $S_{T\text{opt}}$ . Очевидно, что с целью уменьшения влияния транзита на сети НН необходимо минимизировать разницу  $S_{T\text{opt}} - S$ .

Поскольку негативное влияние транзитных перетоков на сети НН определяется неоднородностью электрических сетей, которая, в свою очередь, определяется их конструкцией и топологией и закладывается во время проектирования, то рассмотренный случай реальной ЭЭС является типичным и для других систем.

С точки зрения пропускной способности сети НН, которые могут быть не загружены, представляется возможным использовать для передачи транзитной мощности. При этом лишь необходимо принимать во внимание наличие дополнительных потерь от транзитных перетоков, которые необходимо определять и оценивать для формирования выводов относительно целесообразности транзита мощности и руководить значением последней. Для этого необходимая методика оперативного определения транзитных потерь. Телеизмерений в сетях, о которых идет речь, для этого достаточно.

#### Определение потерь мощности от транзитных перетоков

В сущности, задача определения потерь мощности от транзитных перетоков, является задачей определения соответствующих составляющих потерь в ветвях системы

передающих транзитную мощность. В [6] показано, что потери в ветвях схемы системы в зависимости от мощности в узлах системы определяются:

$$\Delta \dot{S}_b = \dot{T} \cdot \dot{S}, \quad (1)$$

где  $\Delta \dot{S}_b$  - вектор суммарных потерь в ветвях схемы;  $\dot{S}$  - вектор мощностей в узлах;  $\dot{T}$  - матрица коэффициентов распределения потерь мощности по ветвям схемы в зависимости от мощностей узлов схемы, каждая  $i$ -я строка которой состоит из:

$$\dot{T}_i = (\dot{U}_t \cdot M_{\Sigma i}) \hat{C}_i \dot{U}_d^{-1}, \quad (2)$$

где  $\dot{U}_t$  - транспонированный вектор напряжений в узлах, включая и базисный;  $\dot{U}_d$  - диагональная матрица напряжений в узлах, включая и базисный;  $M_{\Sigma i}$  -  $i$ -й вектор-столбец матрицы соединений ветвей в узлах, включая и базисный;  $\hat{C}_i$  -  $i$ -я вектор-строка матрицы распределения токов в узлах по ветвям схемы.

Заметим, что вектор-строка  $\dot{T}_i$  состоит из коэффициентов, показывающих, какую долю в суммарных потерях в  $i$ -й ветви составляет протекание мощности по ней к каждому узлу. Коэффициенты распределения потерь зависят от параметров схемы, которые при определенных допущениях можно считать постоянными, а также от значений напряжений в узлах, которые определяются нагрузкой и генерацией в узлах схемы. Таким образом, нелинейность зависимости потерь от параметров режима сохраняется. Определение коэффициентов матрицы  $\dot{T}$  через текущие значения узловых напряжений, в сущности, означает линеаризацию режима электрической сети при зафиксированных мощностях в узлах.

Согласно (1) потери мощности в  $i$ -й ветви от перетока по ней мощности  $j$ -го узла определяются:

$$\Delta \dot{S}_{ij} = t_{ij} \dot{S}_j,$$

где  $t_{ij}$  - элемент матрицы коэффициентов распределения потерь в ветвях  $T$ , который находится на пересечении  $i$ -й строки и  $j$ -го столбца.

Потери в  $i$ -й ветви от перетоков по ней мощностей группы узлов, принадлежащих, например, передающей системе, определяются:

$$\Delta \dot{S}_{it} = \sum_{j \in \Pi} t_{ij} \dot{S}_j, \quad (3)$$

где  $\Pi$  - множество узлов, от протекания мощности которых определяются потери в  $i$ -й ветви.

Таким образом, расчет транзитных потерь может выполняться методом прямых расчетов, что предусматривает анализ электрических режимов ЭЭС-транзитера. Анализ выполняется на основе расчетной схемы электрических сетей и данных о режимных параметрах узлов генерации и потребления. Данный метод является наиболее точным. Он предусматривает проведение расчетов электрических режимов, равных по количеству субъектов энергорынка и выполняемых по запросу или автоматически. Последнее условие на данное время является вполне достижимым, имея ввиду современное состояние оперативно-информационного комплекса (ОИК) ЭЭС и аппаратное обеспечение АСДУ.

Использование данного метода предусматривает применение метода наложения при расчете потерь мощности для каждой ЭЭС. Переход к линеаризованной модели нормального режима ЭЭС позволяет избежать погрешностей, возникающих в методах, в которых используется допущение об отсутствии потерь напряжения в линиях электропередачи [3, 4]. Однако достигается это усложнением расчетов, а именно, необходимостью пересчета матрицы коэффициентов распределения потерь в ветвях  $T$  при изменении режима ЭЭС, так как значения ее элементов зависят от напряжений в узлах. При мощностях современных ЭВМ это не создает особенных трудностей. Если такие

проблемы возникают, то идею с линеаризацией модели ЭЭС для определения потерь от транзитных перетоков можно применить другим способом.

### Определение потерь мощности от транзитных перетоков через задающие токи

При известных мощностях нагрузки  $\hat{S}_i$  и напряжениях в узлах  $\hat{U}_i$ , которые известны как результат телеизмерений или результат расчета нормального режима ЭЭС в определенный момент времени, можно определить задающие токи узлов ЭЭС:

$$J_j = \frac{\hat{S}_{pj}}{\sqrt{3}\hat{U}_j},$$

где  $\hat{S}_{pj}$  – расчетная мощность нагрузки (генерации), учитывающая собственную мощность нагрузок (генераций)  $\hat{S}_j$ , а также зарядную мощность и потери на корону в смежных линиях.

Линеаризованная модель нормального режима, полученная за счет представления нагрузки и генерации узлов ЭЭС в виде рассчитанных задающих токов, будет эквивалентна начальной нелинейной модели для данного момента времени и состава нагрузки [7]. При этом токи в ветвях определяются как

$$I_i = \sum_{j=1}^m I_{ij},$$

где  $I_i$  - ток  $i$ -й ветви;  $I_{ij} = c_{ij}J_j$  - ток в  $i$ -й ветви от тока  $j$ -го узла;  $c_{ij}$  – коэффициенты токораспределения задающих токов в узлах по ветвям;  $m$  – количество узлов.

Если токи  $I_{ij}$  записать через активные и реактивные составляющие  $I_{ij} = I'_{ij} + jI''_{ij}$ , то потери мощности в  $i$ -й ветви определяются

$$\Delta \dot{S}_i = 3[(\sum_{j=1}^m I'_{ij})^2 + (\sum_{j=1}^m I''_{ij})^2]z_i, \quad (4)$$

где  $z_i$  – сопротивление  $i$ -ой ветви.

Выражение (4) может быть переписано [8]

$$\Delta \dot{S}_i = 3(\sum_{j=1}^m I_{ij}'^2 \mu_j' + \sum_{j=1}^m I_{ij}''^2 \mu_j'')z_i, \quad (5)$$

где  $\mu_j' = 1 + \frac{\sum_{k=1, k \neq j}^m I_{ik}'^2}{I_{ij}'^2}$ ,  $\mu_j'' = 1 + \frac{\sum_{k=1, k \neq j}^m I_{ik}''^2}{I_{ij}''^2}$  - коэффициенты взаимовлияния.

Из (5) видно, что потери мощности в ветвях ЭЭС от  $j$ -го частичного тока  $I_{ij}$  зависят не только от значений его активной и реактивной составляющих, но и от значений других частичных токов, которые протекают по данной ветви. Величина этого влияния характеризуется коэффициентами взаимовлияния  $\mu_j'$  и  $\mu_j''$ .

Значения частичных токов в ветвях от задающих узловых токов могут определяться с помощью матрицы токораспределения  $c$  или методом поочередных расчетов устоявшегося режима ЭЭС, когда каждый раз задается нагрузка только в одном узле. Это требует всего  $m$  таких расчетов. По трудоемкости последний метод эквивалентен определению матрицы токораспределения  $c$  методом единичных токов. Потому, если схема и параметры электрических сетей ЭЭС является относительно неизменными, то метод определения частичных токов в ветвях с помощью матрицы токораспределения  $c$  является более предпочтительным.

Подобно, как с помощью (3) определяются потери в  $i$ -й ветви от протекания по ней мощностей группы узлов, в данном методе эти потери определяются:

$$\Delta \dot{S}_{it} = 3 \left( \sum_{j \in \Pi} I_{ij}^{\prime 2} \mu_j' + \sum_{j \in \Pi} I_{ij}^{\prime \prime 2} \mu_j'' \right) z_i. \quad (6)$$

Выражение (6) используется для определения части потерь мощности ЭЭС от собственной нагрузки, нагрузки других сетей, а также потерь от транзитных перетоков мощности. Распределение потерь мощности согласно с последним выражением может применяться для расчета транзитных потерь, как во фрагментированных электрических сетях областных энергоснабжающих компаний, так для региональных субъектов рынка электроэнергии.

### Выводы

1. В параллельно работающих электрических сетях взаимовлияние их режимов является существенным и может сопровождаться значительными дополнительными потерями мощности. Особенно это проявляется при транзитных потоках мощности. Потери мощности от транзитных потоков могут превышать оптимальные значения на 20-25%.

2. Компенсировать негативное влияние транзитных перетоков на сети низшего напряжения можно соответствующим изменением коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов связи. Для этого необходимо провести комплекс технико-экономических мероприятий по приведению устройств регулирования коэффициентов трансформации в надлежащее функциональное состояние.

3. Разработан метод, алгоритм и программа определения потерь мощностей от транзитов электроэнергии на основе метода наложения. Методика базируется на известных методах расчета установившихся режимов ЭЭС. Предложенный метод может быть использован для обеспечения взаиморасчетов между владельцами электрических сетей за транзиты электроэнергии и взаимные перетоки мощности между разными ЭЭС. На базе данной методики может даваться количественная оценка того, в какой мере снабжение конкретного потребителя осуществляется за счет перетоков от смежных ЭЭС, трансформацией из других классов напряжения, собственной генерацией в сетях данного класса напряжения и др.

### Литература

1. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М: ЭНАС, 2003. - 280 с.
2. Таласов А.Г. Потери на транзит электроэнергии и их распределение между участниками энергообмена // Электрические станции. – 2002. - №1. - С. 20-25.
3. Стогний Б., Павловский В. Определение транзитных потерь мощности в фрагментированных электрических сетях областных энергоснабжающих компаний // Энергетическая политика Украины. – 2004. – №5. – С. 26–31.
4. Потребич А.А., Катренко Г.Н. Расчёт потерь электроэнергии, возникающих вследствие её транзита между энергокомпаниями // Энергетика и Электрификация. – 2004. – №4. – С. 29–34.
5. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М: ЭНАС, 2003. - 280 с.
6. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурикин О.В. Функціональна залежність складових втрат потужності у вітках електричної мережі від потужності у вузлах // Вісник Вінницьк. політехн. ін-ту. – 2005. – №4. – С. 58-62.
7. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. - М.: Высшая школа, 1967. – 775 с.
8. P. Lezhnyuk, V. Kulyk, O. Burykin. Electroenergy Systems Interference Analysis // Proceedings of the XIII International Symposium on Theoretical Electrical Engineering ISTET'05. – Lviv, Ukraine. – 2005. – pp. 365-367.