

УДК 621.311.161

**П. Д. Лежнюк, д. т. н., проф.; В. В. Кулик, к. т. н., доц.;**  
**В. В. Тептя, к. т. н.; В. А. Лесько, к. т. н.**

## **ФОРМИРОВАНИЕ ЦЕНОВЫХ ЗАЯВОК ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ С УЧЕТОМ АДРЕСНЫХ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В УСЛОВИЯХ ЭНЕРГОРЫНКА**

*В работе рассмотрены метод и алгоритм формирования ценовых заявок с учетом транзитных потерь мощности в электрических сетях энергетической системы, что позволяет усовершенствовать метод оптимального распределения нагрузок между станциями и повысить эффективность функционирования рынка электроэнергии.*

**Ключевые слова:** электрическая станция, транспортирование электроэнергии, потребитель, потери мощности, ценовая заявка.

### **Введение**

Последние десятилетия в Украине действует система оптовой торговли электрической энергией, организованная по принципу «единственного покупателя». Был основан оптовый рынок электроэнергии (ОРЭ), на котором проходят операции купли-продажи электрической энергии при участии энергогенерирующих компаний-конкурентов, системного оператора и независимых поставщиков электрической энергии [1, 2].

Учитывая недостатки такой модели рынка, некоторые страны Евросоюза перешли на аукционную продажу электроэнергии. На сегодняшний день это актуально и для Украины. В новой схеме продажи электроэнергии мощные потребители получают право заключать прямые двусторонние договора с электрическими станциями на снабжение электроэнергией. Областные энергоснабжающие компании смогут устанавливать цену на электроэнергию и заключать прямые договора с отдельными потребителями. Другим потребителям будут отпускать электроэнергию из балансирующего рынка.

Для формирования цен на электроэнергию для таких потребителей, как и в современных условиях функционирования энергорынка, необходимо учитывать, что их нагрузка покрывается совокупностью блоков электростанций. Вместе с тем, каждый производитель заявляет свою цену на отпущенную электроэнергию определенного блока. Поэтому переход к системе двусторонних договоров связан с необходимостью определения доли каждого источника в покрытии нагрузки отдельного потребителя (энергоснабжающей компании) и, на этом основании, минимальной цены, которую потребитель должен платить за полученную электроэнергию.

Другой проблемой перехода к новым рыночным условиям является современная практика распределения заявленной нагрузки между источниками электроэнергии, основанная на использовании ценовых заявок блоков электростанций. В расчете заявленной цены электроэнергии отдельного блока учитывают стоимостные показатели ее выработки, но не учитывают затраты, связанные с ее передачей электросетями. Это приводит к загрузке в первую очередь агрегатов с меньшей удельной стоимостью, независимо от их размещения относительно нагрузок. Следствиями такого подхода являются осложнения с обеспечением устойчивости и поддержанием экономичности режимов магистральных сетей энергосистем, что проявляется в дополнительных эксплуатационных затратах. Кроме того, у системного оператора появляется возможность лоббировать интересы отдельных энергогенерирующих компаний.

Таким образом, необходимо совершенствовать методику формирования ценовых заявок,

учитывая другие составляющие затрат, а именно: затраты на передачу электроэнергии сетями-транзитерами. Это приведет к изменению соотношения стоимости электроэнергии отдельных блоков для определенных энергоснабжающих компаний или конечных потребителей, что, в свою очередь, повлияет на оптимальное распределение нагрузки между электрическими станциями. Кроме того, учет в критерии оптимальности указанной задачи составляющей адресных потерь в электросетях обеспечит предпосылки для ее решения в комплексе с актуальной задачей оперативной оптимизации потоков мощности в электрических системах по минимуму потерь электроэнергии.

Транзитные потери электроэнергии в случае электроснабжения по двусторонним договорам целесообразно учитывать в цене на электроэнергию производителя. Таким образом, направлением исследований в данной работе является усовершенствование метода и алгоритма формирования ценовых заявок электростанций на основании определения транзитных потерь мощности при условии оптимального потокораспределения в электрических сетях (ЭС).

### Определение потерь мощности при передаче электроэнергии при экономическом и оптимальном потокораспределении в электроэнергетической системе

Распределение потоков мощности в электроэнергетической системе (ЭЭС) предлагаем определять по результатам расчета токораспределения на основании зафиксированных (или смоделированных) режимных параметров. Для определения экономического токораспределения в электрических сетях одного класса напряжения, который обеспечивает минимум потерь электроэнергии на ее передачу, при условии отсутствия ограничений на задающие (генерирующие) токи узлов задачу формулируем так [3]:

минимизировать

$$\Delta P = \hat{\mathbf{I}}_t \mathbf{R}_g \hat{\mathbf{I}} \quad (1)$$

при условии

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{M}' \mathbf{I}_a &= \mathbf{J}_a \\ \mathbf{M}' \mathbf{I}_p &= \mathbf{J}_p \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

где  $\hat{\mathbf{I}}_t, \hat{\mathbf{I}}$  – транспонированный и сопряженный векторы токов в ветвях (далее индекс  $t$  означает, что матрица или вектор транспонированные);  $\mathbf{R}_g$  – диагональная матрица активных сопротивлений ветвей схемы электрической сети;  $\mathbf{M}'$  – первая матрица инцидентности сети, в которой вычеркнуты строки, соответствующие генерирующим узлам (это эквивалентно объединению всех источников питания в один расчетный базисный узел);  $\mathbf{I}_a, \mathbf{I}_p$  – векторы активных и реактивных составляющих токов в ветвях;  $\mathbf{J}_a, \mathbf{J}_p$  – векторы активных и реактивных составляющих узловых токов.

Минимум потерь активной мощности и экономические токи в ветвях схемы замещения ЭС определяют при помощи метода неопределенных множителей Лагранжа. Решение этой задачи в [4] представлено в виде:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_{aэ} \\ \mathbf{I}_{pэ} \\ \mu_a \\ \mu_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{C}_R & | & 0 \\ 0 & | & \mathbf{C}_R \\ -2\mathbf{R} & | & 0 \\ 0 & | & -2\mathbf{R} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{J}_a \\ \mathbf{J}_p \end{bmatrix}, \quad (3)$$

где  $\mathbf{C}_R$  – матрица коэффициентов токораспределения расчетной схемы сети, в которой сопротивления ветвей представлены только их активными составляющими:

$C_R = R_e^{-1} M_t (M^t R_e^{-1} M_t)^{-1}$ ;  $R$  – матрица узловых сопротивлений  $R$ -схемы замещения;  $R = (M^t R_e^{-1} M_t)^{-1}$ ;  $\mu_a, \mu_p$  – активная и реактивная составляющие вектора неопределенных множителей Лагранжа.

Исходя из (3), минимальные потери электроэнергии, возможные в ЭЭС при заданных нагрузках в узлах, независимо от ее схемы и пассивных параметров, будут тогда, когда потокораспределение в ЭЭС будет соответствовать экономическому токораспределению. Последнее может быть рассчитано по  $R$ -схеме замещения, пример которой приведен на рис. 1, а. Все источники электроэнергии, мощности которых оптимизируются, представляются балансирующими узлами.

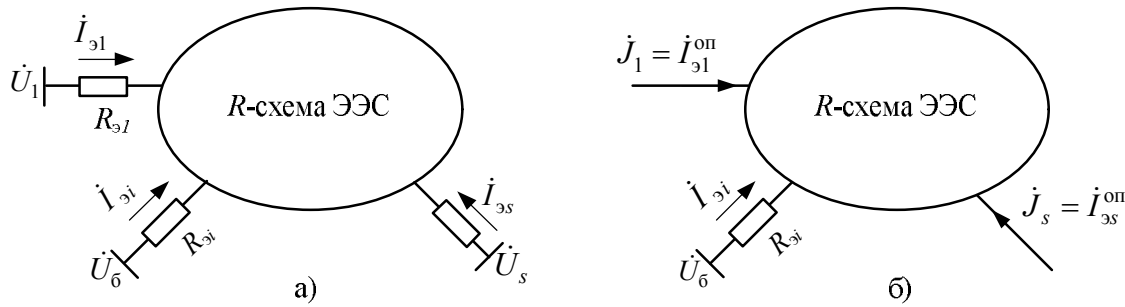


Рис. 1. Схема замещения для определения экономического (а) и оптимального (б) потокораспределения в ЭЭС с представлением источников электроэнергии их экономическими сопротивлениями

Для электрических сетей с трансформаторными связями, как показано в [5], оптимальное токораспределение можно рассчитать по формуле:

$$\mathbf{I}_j = \mathbf{C}_j \mathbf{J}, \tag{4}$$

где  $\mathbf{C}_j$  – матрица токораспределения со сбалансированными коэффициентами трансформации, в которой сопротивления ветвей представлены только их активными составляющими  $\mathbf{C}_j = R_e^{-1} \mathbf{M}_{kt}^{c\phi} (\mathbf{M}_k^{c\phi} R_e^{-1} \mathbf{M}_{kt}^{c\phi})^{-1}$ ;  $\mathbf{J}$  – вектор-столбец задающих токов, каждый элемент которого находится по известным мощностям нагрузки  $\hat{S}_i$  и напряжениям в узлах

$\hat{U}_i$ :  $\mathbf{J} = \frac{1}{\sqrt{3}} \hat{\mathbf{U}}_n^{-1} \hat{\mathbf{S}}$ ;  $\mathbf{M}_k^{c\phi}$  – первая матрица связей ветвей схемы замещения ЭЭС в ее узлах, определенная при условии сбалансированных коэффициентов трансформации.

Таким образом, если токораспределение в электрической сети совпадает с токораспределением, рассчитанным по  $R$ -схеме замещения со сбалансированными коэффициентами трансформации, то оно соответствует минимуму потерь активной мощности в ЭЭС, в том числе их составляющей, обусловленной взаимными и транзитными потоками мощности [5].

На мощности генерирующих узлов в практических задачах накладывают технические ограничения, учет которых обуславливает переход от экономического к условно оптимальному режиму. В случае нарушения определенного ограничения, активное генерирование в узле фиксируют на предельном значении, а заданный источник выводят из перечня оптимизированных. Получившийся небаланс мощности разносят между другими генерирующими узлами  $R$ -схемы замещения. В оптимальном режиме суммарные потери активной мощности увеличиваются по сравнению с экономическим, однако они минимально возможны с учетом ограничений по мощности генерации. Пересчитав оптимальные мощности источников, кроме базисного узла, в задающие токи, получим схему замещения (см. рис. 1, б), позволяющую создать оптимальное токораспределение в электрической сети, максимально приближенное к экономическому:

$$\dot{\mathbf{I}}^{on} = \dot{\mathbf{C}}^{on} \dot{\mathbf{J}}^{on}, \quad (5)$$

где  $\dot{\mathbf{C}}^{on}$  – матрица токораспределения, которая, в отличие от матрицы  $\mathbf{C}_s$ , содержит строки и столбцы, соответствующие генерирующим узлам, кроме базисного:  $\dot{\mathbf{C}}^{on} = \mathbf{R}_g^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{kt}^{on} (\dot{\mathbf{M}}_k^{on} \mathbf{R}_g^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{kt}^{on})^{-1}$ ;  $\dot{\mathbf{J}}^{on}$  – вектор-столбец, полученный из блоков  $\dot{\mathbf{J}}$  и  $\dot{\mathbf{J}}_u$ :  $\dot{\mathbf{J}}^{on} = \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{J}} \\ \dot{\mathbf{J}}_u \end{bmatrix}$ ;  $\dot{\mathbf{J}}_u$  – вектор оптимальных задающих токов источников электроэнергии;  $\dot{\mathbf{M}}_k^{on}$  – первая матрица связей, аналогичная  $\dot{\mathbf{M}}_k^{cb}$ , в которой не вычеркнуты строки, соответствующие узлам присоединения источников электроэнергии с оптимизированными параметрами.

Для получения выражения для определения потерь мощности в электрических сетях, соответствующие оптимальному токораспределению, потери в  $i$ -ой ветви схемы замещения электрической сети можно представить так:

$$\Delta \dot{S}_{ei} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}_i \dot{\mathbf{M}}_{\Sigma k}^{(i)}) \hat{I}_i, \quad (6)$$

где  $\dot{\mathbf{U}}_i \dot{\mathbf{M}}_{\Sigma k}^{(i)}$  – падение напряжения в  $i$ -ой ветви;  $\dot{\mathbf{M}}_{\Sigma k}^{(i)}$  –  $i$ -ый столбец матрицы связей ветвей схемы замещения в ее узлах (включая базисный)  $\dot{\mathbf{M}}_{\Sigma k}$  с учетом комплексных коэффициентов трансформации;  $\hat{I}_i$  – комплексно-сопряженное значение тока в  $i$ -ой ветви схемы замещения.

Подставив (5) в (6), получим выражение для определения потерь мощности в  $i$ -ой ветви при условии оптимального токораспределения, соответствующее минимуму потерь от взаимных и транзитных перетоков в сетях:

$$\Delta \dot{S}_{ei}^{on} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}_i \dot{\mathbf{M}}_{\Sigma k}^{(i)}) \hat{\mathbf{C}}_i^{on} \dot{\mathbf{J}}^{on}. \quad (7)$$

Введем обозначение

$$\delta \dot{\mathbf{U}}_{ei} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}_i \dot{\mathbf{M}}_{\Sigma k}^{(i)}) \hat{\mathbf{C}}_i^{on}, \quad (8)$$

тогда выражение (7) запишем в виде

$$\Delta \dot{S}_{ei}^{on} = \delta \dot{\mathbf{U}}_{ei} \dot{\mathbf{J}}^{on}. \quad (9)$$

Учитывая (9), вектор потерь мощности в ветвях схемы замещения ЭС при условии оптимального токораспределения

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_e^{on} = \delta \dot{\mathbf{U}}_e \dot{\mathbf{J}}^{on}. \quad (10)$$

Матрица  $\delta \dot{\mathbf{U}}_e$  состоит из  $n$  векторов-строк  $\delta \dot{\mathbf{U}}_{ei}$ , в которых  $j$ -ый элемент имеет физический смысл комплексного падения напряжения в  $i$ -ой ветви, обусловленного протеканием оптимальной доли единичного тока от  $j$ -го узла нагрузки или генерации.

Используя (10), можно определять суммарные потери мощности в электрических сетях от протекания токов нагрузки при оптимальном режиме, а также выделять оптимальную долю транзитных потерь в ЭС от отдельной транзакции электроэнергии в условиях электроснабжения по двусторонним договорам. Возможность определения оптимальных транзитных потерь позволяет учитывать их в ценовой заявке блока, соответственно корректируя тариф на электроэнергию определенного источника для каждого потребителя отдельно. Такое уточнение цены позволяет создать конкурентную среду для генерирующих компаний, поскольку потребители смогут выбирать производителей с учетом минимальных затрат на передачу и, соответственно, с меньшей стоимостью электроэнергии.

Алгоритм выделения из общих потерь в сети составляющей, обусловленной протеканием токов нагрузки  $k$ -го потребителя от  $s$ -го источника электроэнергии, проиллюстрирован на

рис. 2.

Матрица  $\delta\dot{U}_e$  имеет размерность  $n \times (m-1)$ . Ее строки соответствуют ветвям, а столбцы – узлам схемы замещения электрической сети без учета базисного узла (БУ). Вектор  $\hat{J}^{on}$  – вектор-столбец задающих токов в узлах без учета базисного. Для определения транзитных потерь необходимо выделить из матриц  $\delta\dot{U}_e$  и  $\hat{J}^{on}$  элементы, соответствующие заданному перечню ветвей сети-транзитера  $\eta_e$ , а также узлов  $\eta_s$  (генерация  $s$ -го источника) и  $\eta_k$  (нагрузка  $k$ -го потребителя), между которыми происходит трансакция электроэнергии.

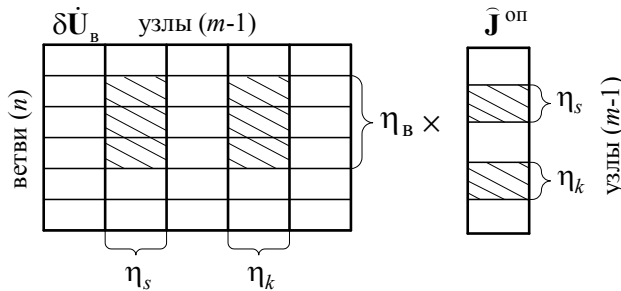


Рис. 2. Пример выделения параметров для определения потерь мощности в ветвях сети-транзитера  $\eta_e$ , обусловленных протеканием токов нагрузки от  $s$ -го источника к  $k$ -му потребителю

В задаче определения транзитной составляющей потерь мощности в сети  $\ell$  от передачи электроэнергии источника  $s$  к потребителю  $k$  возможны три случая:

1) Если генерация  $s$ -го источника полностью обеспечивает нагрузку  $k$ -го потребителя, тогда выражение (10) приобретает вид:

$$\Delta \dot{S}_{\ell(s,k)}^{on} = \sum_{i \in \eta_e} \delta \dot{U}_{e(i,s)} \hat{J}_{(s,k)}^{on} + \sum_{i \in \eta_e} \delta \dot{U}_{e(i,k)} \hat{J}_k^{on}, \quad (11)$$

где  $\delta \dot{U}_{e(i,s)}$ ,  $\delta \dot{U}_{e(i,k)}$  – фрагменты матрицы падения напряжения  $\delta \dot{U}_e$ , соответствующие  $i$ -ой ветви сети-транзитера и столбцам из перечней, соответственно,  $\eta_s$  (узлы генерации) и  $\eta_k$  (узлы нагрузки);  $\hat{J}_k^{on}$  – фрагмент вектора комплексно-сопряженных токов в узлах из перечня  $\eta_k$  при условии оптимального токораспределения в ЭС;  $\hat{J}_{(s,k)}^{on}$  – фрагмент вектора комплексно-сопряженных токов в узлах из перечня  $\eta_s$ , пронормированных к комплексно-сопряженному суммарному току нагрузки  $k$ -го потребителя.

2) Если генерация  $s$ -го источника частично обеспечивает нагрузку  $k$ -го потребителя, тогда выражение (10) приобретает вид:

$$\Delta \dot{S}_{\ell(s,k)}^{on} = \sum_{i \in \eta_e} \delta \dot{U}_{e(i,s)} \hat{J}_s^{on} + \sum_{i \in \eta_e} \delta \dot{U}_{e(i,k)} \hat{J}_{(k,s)}^{on}, \quad (12)$$

где  $\hat{J}_s^{on}$  – фрагмент вектора комплексно-сопряженных токов в узлах из перечня  $\eta_s$  при условии оптимального токораспределения в сети;  $\hat{J}_{(k,s)}^{on}$  – фрагмент вектора комплексно-сопряженных токов в узлах из перечня  $\eta_k$ , пронормированных к комплексно-сопряженному суммарному току генерации  $s$ -го источника электроэнергии.

3) Если частичная генерация  $s$ -го источника частично обеспечивает нагрузку  $k$ -го потребителя, тогда выражение (10) приобретает вид:

$$\Delta \dot{S}_{\ell(s,k)}^{on} = \sum_{i \in \eta_e} \delta \dot{U}_{e(i,s)} \hat{J}_{(s,u)}^{on} + \sum_{i \in \eta_e} \delta \dot{U}_{e(i,k)} \hat{J}_{(k,u)}^{on}, \quad (13)$$

где  $\hat{J}_{(s,u)}^{on}$ ,  $\hat{J}_{(k,u)}^{on}$  – фрагменты вектора комплексно-сопряженных токов в узлах из перечней,

соответственно,  $\eta_s$  и  $\eta_k$ , пронормированные к комплексно-сопряженному суммарному частичному току генерации при условии оптимального токораспределения в ЭС.

Таким образом, непосредственное определение транзитной составляющей потерь в сети  $\ell$  при передаче электроэнергии от  $s$ -го источника электроэнергии к  $k$ -му потребителю определяют по выражениям (11) – (13) в зависимости от условий электроснабжения.

Полученные значения транзитных потерь можно учитывать в ценовых заявках производителей для каждого потребителя.

### Корректирование ценовых заявок с учетом двусторонних договоров на снабжение электроэнергии

При заключении контрактов на электроснабжение между производителем и потребителем (энергоснабжающей компанией) в цене производителя для обеспечения прозрачности и конкуренции необходимо учитывать затраты на передачу электрической энергии. Однако для согласования интересов энергогенерирующих, транспортных и энергоснабжающих компаний затраты на транспортирование, заложенные в цену производителя, должны соответствовать оптимальному режиму электросети.

При электроснабжении  $k$ -го потребителя от  $s$ -го источника на протяжении периода  $T$ , который характеризуется условно постоянным режимом ЭЭС, суммарные затраты составляют

$$B_{\Sigma s, k} = \left( P_k \cdot \beta_s + \sum_{\ell \in \mathbf{N}} [\Delta P_{\ell(s, k)}^{on} \cdot c_{\ell}^{on}] \right) \cdot T, \quad (14)$$

где  $P_k$  – мощность нагрузки, которую покрывает источник по условиям контракта;  $\beta_s$  – средняя отпускная цена 1 кВт·ч электроэнергии источника  $s$ ;  $\Delta P_{\ell(s, k)}^{on}$  – действительная часть транзитной составляющей потерь мощности в электрической сети  $\ell$ , обусловленной протеканием токовой нагрузки  $k$ -го потребителя от источника  $s$ , которую определяют по (11) – (13);  $c_{\ell}^{on}$  – средняя стоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии сетью  $\ell$  с учетом внедрения мероприятий по оптимизации ее режимов;  $\mathbf{N}$  – множество электрических сетей, которыми осуществляется транзит мощности.

Для уточнения цены электроэнергии блоков станций с учетом составляющей затрат на ее транспортировку можно применить выражение

$$u_{\text{ЭС}_s} = \frac{B_{\Sigma s, k}}{P_k \cdot T},$$

или, учитывая (14):

$$u_{\text{ЭС}_s} = \beta_s + \frac{\sum_{\ell \in \mathbf{N}} [\Delta P_{\ell(s, k)}^{on} \cdot c_{\ell}^{on}]}{P_k}. \quad (15)$$

Предполагая, что для всех субъектов стоимость передачи электроэнергии сетями определяется единым оптовым тарифом энергорынка  $u_{OP}$ , выражение (15) приобретет вид:

$$u_{\text{ЭС}_s} = \beta_s + \frac{\sum_{\ell \in \mathbf{N}} \Delta P_{\ell(s, k)}^{on}}{P_k} \cdot u_{OP}. \quad (16)$$

Производитель может заключать договора на электроснабжение с несколькими потребителями, для которых затраты на передачу электроэнергии будут разными. Исходя из этого, цена для отдельного источника необходимо корректировать с учетом транзитных потерь передачи электроэнергии к возможным потребителям.

Пример корректирования ценовой заявки для отдельного блока с учетом затрат на передачу электроэнергии к трем разным потребителям представлен на рис. 3. Из приведенного видно, что учет затрат на передачу электроэнергии к потребителям 1 и 2 увеличивает заявленную цену электроэнергии блока (рис. 3, а, рис. 3, б).

Однако в случае снабжения электроэнергией к потребителю 3 (рис. 3, в) увеличение мощности генерации блока приводит к локальной разгрузке транзитной электросети, уменьшая затраты на передачу (по сравнению с альтернативными вариантами электроснабжения потребителя 3). Исходя из этого, после уточнения цена в третьей и четвертой точках (рис. 3, в) снижается, поскольку генерация данного источника уменьшает суммарные транзитные потери и вторая составляющая выражения (16) становится отрицательной. Таким образом, в ценовой заявке блока для данного потребителя цена на электроэнергию снизится, что повысит его шансы на получение квоты на снабжение электроэнергией.

Таким образом, реализация предложенного метода корректирования ценовых заявок электрических станций будет содействовать комплексному повышению эффективности покрытия суммарной нагрузки энергосистемы за счет оптимизации перечня работающих блоков, а также стимулирования транспортных компаний к внедрению мероприятий по оптимизации режимов электросетей.

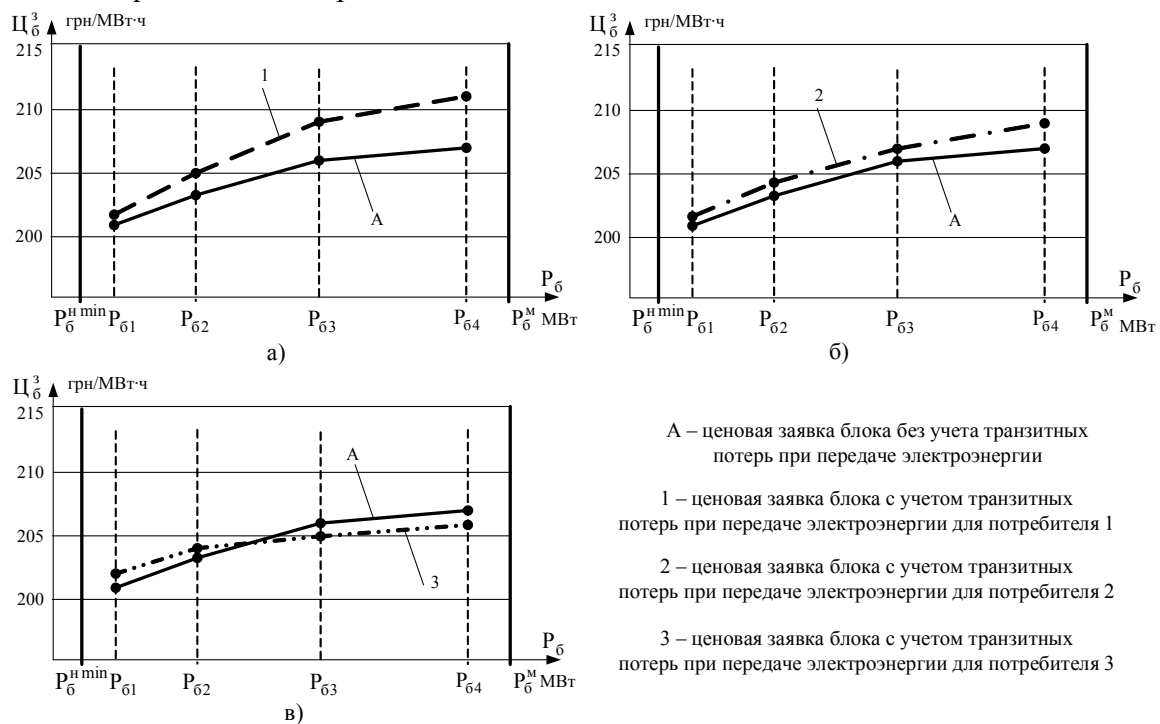


Рис. 3. Пример корректирования ценовых заявок блока электрической станции с учетом затрат на передачу электроэнергии

### Выводы

В процессе формирования оптимальных решений необходимо учитывать влияние отдельных субъектов на режимы работы электроэнергетической системы, а также взаимные и транзитные потери электроэнергии в ее электрических сетях. Разработана математическая модель и предложен алгоритм для определения потерь мощности в электрической сети при условии оптимального потокораспределения в электроэнергетической системе, что позволяет выделить минимальные транзитные потери в сети и учесть их в цене на электроэнергию в условиях электроснабжения по двусторонним договорам.

Метод определения транзитных потерь мощности в электросети в новых экономических условиях позволяет выделить долю транзитных потерь мощности в условиях адресности

електроснабження. Учет минимально возможного значения транзитных потерь в ценовых заявках источников электроэнергии позволяет создать конкурентную среду для генерирующих компаний. Использование модифицированных таким образом ценовых заявок упрощает решение задачи оптимизации распределения нагрузок и обеспечивает обоснованность и прозрачность принятия решений, а значит согласованность работы отдельных субъектов энергорынка.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила оптового ринку електричної енергії України [Електронний ресурс] / Національна комісія регулювання електроенергетики України. – (Нормативний документ НКРЕ. Постанова НКРЕ № 921. Протокол Ради Оптового ринку електричної енергії України № 14 від 04.09.2003 р.). – Режим доступу: <http://forca.com.ua/knigi/pravila/pravila-optovogo-rinku-elektrichnoi-energii-ukraini.html>.
2. Концепція функціонування та розвитку оптового ринку електричної енергії України [Електронний ресурс] / Кабінет Міністрів України. – (Постанова від 16.11.2002 № 1789). – Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/1789-2002-%D0%BF>.
3. Астахов Ю. Н. О моделировании оптимальных режимов электроэнергетических систем / Ю. Н. Астахов, П. Д. Лежнюк, В. И. Нагул // Электронное моделирование. – 1990. – № 2. – С. 84 – 89.
4. Лежнюк П. Д. Расчет токораспределения в электрической сети / П. Д. Лежнюк, Л. В. Ярных // Электричество. – 1982. – № 8. – С. 10 – 14.
5. Лежнюк П. Д. Взаємовплив електричних мереж і систем в процесі оптимального керування їх режимами / Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Бурикін О. Б. Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008. – 123 с.

**Лежнюк Петр Демьянович** – д. т. н., профессор, заведующий кафедрой электрических станций и систем, тел.: (0432)-598-377, 598-245, e-mail: [lpd@inbox.ru](mailto:lpd@inbox.ru).

**Кулик Владимир Владимирович** – к. т. н., доцент, доцент кафедры электрических станций и систем, (0432)-598-377, 598-245; e-mail: [kulik\\_vv@mail.ru](mailto:kulik_vv@mail.ru).

**Тепля Вера Владимировна** – к. т. н., инженер кафедры электрических станций и систем, тел.: (0432)-598-377, 598-245, e-mail: [TVV75@list.ru](mailto:TVV75@list.ru).

**Лесько Владислав Александрович** – к. т. н., доцент кафедры электрических станций и систем, тел.: (0432)-598-377, 598-245; e-mail: [leskovlad@mail.ru](mailto:leskovlad@mail.ru).  
Винницкий национальный технический университет.