

УДК 621.316.1.072

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

## **ОПТИМАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СТАНЦИЯМИ В УСЛОВИЯХ ЭНЕРГОРЫНКА**

*В работе исследуется проблема оптимального распределения нагрузки электроэнергетической системы между электрическими станциями. Предложены новые критерии оптимального распределения активной нагрузки между электрическими станциями в современных рыночных условиях. Рассматривается подход, который позволяет не только определять оптимальные решения для определенных субъектов оптового рынка электроэнергии Украины, а и формировать оптимальные технико-экономические условия их совместного функционирования с использованием преимущественно экономических рычагов и технических ограничений.*

**Ключевые слова:** электроэнергетическая система, электрическая станция, оптимизация распределения нагрузки, критерий оптимальности, оптовый тариф на электроэнергию, анализ чувствительности потерь мощности

### **Введение**

С появлением первых электростанций и объединенных электроэнергетических систем возникли и задачи оптимизации режимов их работы. Одной из основных задач оптимального управления электроэнергетической системой (ЭЭС) в нормальных условиях эксплуатации является наивыгоднейшее распределение нагрузки между электростанциями (ЭС) и их параллельно работающими агрегатами. С развитием ЭЭС, осложнением ее технической и административной структуры выросло число оптимизационных задач и, соответственно, методов оптимизации режимов работы электростанций и энергосистем [1]. Исходя из этого, особенно актуальной стала задача автоматизации основных функций диспетчерского управления ЭЭС.

С 1996 года в Украине создан оптовый рынок электрической энергии (ОРЭ). Национальная комиссия по регулированию электроэнергетики (НКРЭ) разработала и приняла нормативную базу, в соответствии с которой энергоснабжающие компании рассчитывают розничные тарифы на электроэнергию на основе рыночной формулы, которая содержит следующие составляющие:

- оптовая рыночная цена;
- тариф, который возмещает расходы на передачу электрической энергии;
- тариф, который возмещает расходы на снабжение электрической энергии.

Введение единственных розничных тарифов на электроэнергию привело к некоторым негативным факторам относительно энергоснабжающих компаний, а именно:

- у энергоснабжающих компаний отсутствует стимул к оптимизации графиков снабжения электрической энергии с целью снижения расходов на ее закупку;
- у энергоснабжающих компаний отсутствует стимул к снижению потерь электрической энергии в электрических сетях [2].

Вместе с новыми экономическими условиями, в которых работает электроэнергетика, с появлением оптового рынка электрической энергии изменились и постановка задачи, критерии, методы и средства оптимизации. Переход к рыночному формированию тарифов на электроэнергию привел к тому, что для отдельных субъектов ОРЭ критерии оптимальности функционирования являются разными, причем часто противоречивыми [1]. Если раньше, в период централизованного управления электроэнергетикой, основным критерием оптимальности была минимизация расходов топлива на производство электроэнергии и

себестоимости генерируемой энергии, то в рыночных условиях традиционная задача оптимизации разделяется на ряд подзадач. Для них определяющими являются критерии максимума прибыли от продажи энергии или минимума затрат на энергоресурсы, расходуемые на производство, преобразование, передачу и распределение электрической и тепловой энергии. Важным также остается критерий минимума цены [3-7, 10].

В [10] отмечается, что изменения в структуре и организации управления в отрасли, произошедшие за последние десять лет, требуют пересмотра подходов к оптимизации управления. Поэтому появляется задача поиска новых методов решения задачи, выбора новых критериев оптимальности. Исходя из этого, данная работа посвящена формированию новых условий и критериев оптимального распределения активной нагрузки между электрическими станциями в современных условиях.

Выбор оптимального состава агрегатов имеет большое влияние на этапе краткосрочной оптимизации режимов ЭЭС. В предположении о единстве интересов отдельных субъектов ЭЭС, задачу можно сформулировать следующим образом [5]: задана система из  $S$  параллельно работающих тепловых электрических станций и их суммарная нагрузка  $P_{\Sigma}$ . Необходимо распределить нагрузку между электростанциями так, чтобы суммарный расход топлива (или суммарный расход условного топлива) был минимальным при условии покрытия заданной для каждого момента времени нагрузки. С учетом этого задача оптимизации формулируется таким образом:

минимизировать

$$Z = \int_0^T \sum_{s=1}^S Z_s = \int_0^T \sum_{s=1}^S u_s B_s(P_s) \Rightarrow \min, \quad (1)$$

при условии

$$\sum_{s=1}^S P_s - P_{\Sigma} - \pi = 0, \quad (2)$$

где  $B_s(P_s)$  – расходная характеристика  $s$ -ой тепловой станции;  $u_s$  – стоимость одной тонны топлива на  $s$ -ой станции;  $P_{\Sigma}$  – суммарная нагрузка ЭЭС, которая приходится на совокупность станций  $S$  заданной энергогенерирующей компании;  $\pi$  – потери электроэнергии в электрических сетях ЭЭС, обусловленные влиянием совокупности из  $S$  станций.

Решение задачи (1) можно получить путем определения условного экстремума с использованием метода Лагранжа. Но недостатки такого подхода, которые заключаются в невозможности прямого учета технических ограничений и сложности математического представления оптимального решения, делают нецелесообразным его применение для задач оперативного управления и комплексной оптимизации нормальных режимов энергосистем [6, 8, 9].

Для определения оптимального распределения нагрузки между электрическими станциями возможно и целесообразно использовать условия оптимальности, сформулированные в [8], то есть распределение по  $r$ -схеме замещения ЭЭС.

### Распределение нагрузок между ЭС по экономическим сопротивлениям

Если заменить топливную составляющую расходов на производство электроэнергии  $s$ -ой ЭС (при классической постановке задачи распределения нагрузок) активным сопротивлением, потери электрической энергии в котором приравнять к указанной составляющей расходов на производство электроэнергии за такой же промежуток времени  $T$ , то при работе станции с постоянной нагрузкой на промежутке времени  $T$  можно записать:

$$Z_{Ree} = Z_{Bs},$$

$$Z_{Ree} = cV_s T = u_s B_s (P_s) T, \quad (3)$$

где  $c$  – оптовый тариф на электроэнергию,  $V_s$  – эквивалентные потери активной мощности в сопротивлении  $R_{es}$  от перетоков мощности от  $s$ -ой станции  $P_s / \cos \varphi_s$ .

Значение эквивалентных потерь активной мощности (предполагая, что  $\cos \varphi_s = \cos \varphi_{ном}$ ) определяется по формуле:

$$V_s = \frac{P_s^2}{\cos^2 \varphi_{ном} \cdot U_s^2} \cdot R_{es}, \quad (4)$$

исходя из чего

$$Z_{Res} = c \frac{P_s^2}{\cos^2 \varphi_{ном} \cdot U_s^2} \cdot R_{es} T. \quad (5)$$

Из решения (3) и (5) выходит, что экономические сопротивления станций являются нелинейными функциями их расходных характеристик, генерирующей мощности и узлового напряжения  $U_s$  и для классической задачи распределения нагрузок между ЭС определяются по формуле:

$$R_{es} = \frac{B_s(P_s) \cdot U_s^2 \cdot \cos^2 \varphi_{ном} \cdot u_s}{c \cdot P_s^2}. \quad (6)$$

Если представить электрические станции в схеме замещения ЭЭС их экономическими сопротивлениями (6), то есть учесть их экономические характеристики, то задача обеспечения экономичности работы ЭЭС будет сведена к задаче оптимизации потокораспределения по критерию минимума потерь активной мощности для некоторого момента времени:

$$V_{\Sigma} = \sum_{s=1}^S 3R_{es} J_s^2 \Rightarrow \min; \quad (7)$$

$$\sum_{s=1}^S P_s - P_{\Sigma} - \pi = 0,$$

где  $J_s$  – модуль тока  $s$ -ой электростанции в заданный момент времени, который протекает по ветви  $R_{es}$ .

Последняя, согласно [8], для ЭЭС произвольной конфигурации решается путем определения токораспределения в  $\Gamma$ -схеме замещения любым известным методом. Оптимальная нагрузка  $s$ -ой электростанции определяется по выражению

$$\dot{S}_s = \sqrt{3} \dot{U}_s \hat{J}_s, \quad (8)$$

где  $\hat{J}_s$  – комплексно-сопряженный ток, протекающий по ветви  $R_{es}$   $\Gamma$ -схемы замещения ЭЭС.

### Распределение нагрузок между ЭС в современных условиях энергетического рынка

Как было отмечено раньше, в современных условиях изменяются постановка задачи оптимизации режимов работы ЭЭС и критерии оптимальности.

Укрупненная функциональная структура оптового рынка электроэнергии может быть представлена таким образом (рис. 1).

В структуре можно выделить энергогенерирующие компании (ЭГК), осуществляющие управление и эксплуатацию электрических станций разного типа. Они через операторов

поставляют электрическую энергию на ОРЭ по некоторому тарифу  $\psi_{ЭГ\_i}$ , фактически отпуская ее в электрические сети энергорынка (системообразующие сети). Потребители электроэнергии, среди которых выделяются как мощные потребители так и областные энергетические компании, через своих операторов покупают электроэнергию на ОРЭ по тарифу для потребителей  $\psi_{П\_i}$ , фактически получая ее из электрических сетей ОРЭ. Другие источники энергии (малые ГЭС, ветроэлектростанции и другие нетрадиционные источники энергии) через операторов, используя или арендуя электрические сети областных энергетических компаний и мощных потребителей, могут реализовывать выработанную электроэнергию на энергорынке или адресно продавать ее отдельным потребителям по оптовым или другим тарифам  $\psi_{ДИ\_i}$ .

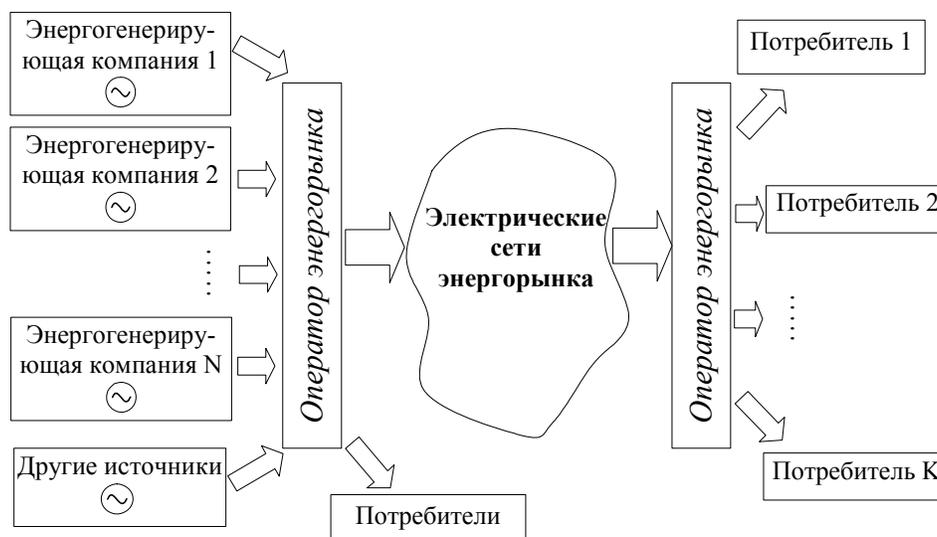


Рис. 1. Укрупненная функциональная структура оптового рынка электроэнергии Украины

В настоящее время фактически все указанные выше тарифы на электроэнергию  $\psi_{ЭГ\_i}$ ,  $\psi_{П\_i}$ ,  $\psi_{ДИ\_i}$  определяются единственным оптовым тарифом ОРЭ  $\psi_{ОР}$ . Следовательно, в предположении, что  $\psi_{ЭГ\_i} = \psi_{ОР}$  и пренебрегая влиянием нетрадиционных источников энергии (вследствие их незначительной частицы в суммарной генерации электроэнергии) задача оптимизации распределения нагрузки между электрическими станциями может решаться таким образом.

Если станции, оставаясь элементами ЭЭС в электротехническом смысле, являются предметом самостоятельного ведения хозяйства, то оптимизация режимов ЭЭС может проводиться по критерию минимума затрат на отпущенную станциями энергию  $Z_E$  с учетом потерь в сетях энергорынка. Тогда, в отличие от (1), задача наиболее выгодного распределения нагрузки между станциями формулируется:

$$Z_E = \int_0^T \sum_{s=1}^s P_s \beta_s dt \rightarrow \min, \quad (9)$$

где  $\beta_s$  – стоимость 1 кВт·часа электроэнергии, отпущенной с шин  $s$ -ой станции.

Выполнив преобразование аналогично приведенному выше, при тех же допущениях приходим к аналогичным выводам. Разница заключается лишь в том, что экономические сопротивления, за которыми размещаются станции, определяются по формуле:

$$R_{es} = \frac{U_s^2 \cos^2 \varphi_{ном} \beta_s}{c P_s}. \quad (10)$$

Исходя из приведенного, оптимизация распределения нагрузки между ЭС может выполняться по сугубо техническим и режимным параметрам лишь для случая, когда стоимость отпущенной электроэнергии с шин всех  $S$  станций, а также стоимость потерь электроэнергии в электрических сетях ОРЭ отвечают оптовому тарифу на электроэнергию  $\beta_s = c = c_{OP}$ , поскольку тогда

$$R_{es} = \frac{U_s^2 \cos^2 \varphi_{ном}}{P_s}. \quad (11)$$

Для реальной текущей ситуации необходимо учитывать также экономические аспекты функционирования отдельных субъектов ОРЭ. В данном случае расходы топлива и другие эксплуатационные расходы на каждой станции отходят на второй план, а главными становятся тарифы на электроэнергию отдельных энергогенерирующих компаний, а также тарифы для отдельных потребителей.

Предположим, что продажа электроэнергии происходит через операторов ОРЭ на основе ценовых заявок поставщиков (ЭГК) и потребителей. Заявки на следующие сутки содержат почасовые графики необходимой потребляемой электроэнергии и целесообразной для ЕС генерации. Для каждого потребителя указывается максимальная цена, которую он согласен платить за электроэнергию, а для каждой энергогенерирующей компании – минимальная отпускная цена на электроэнергию.

При таких условиях для каждого периода времени  $T$  функция цели для решения задачи обеспечения максимальной эффективности ОРЭ запишется в следующем виде [11]:

$$Z = \left\{ \sum_{i=1}^N \left[ \sum_{s \in M_i} P_s \right] c_{ЭГК\_i} - \sum_{j=1}^K P_{П\_i} c_{П\_i} \right\} T \Rightarrow \min, \quad (12)$$

при условии

$$\sum_{i=1}^N \left[ \sum_{s \in M_i} P_s \right] - \sum_{j=1}^K P_{П\_i} - \pi = 0, \quad (13)$$

где  $N$  – количество энергогенерирующих компаний, которые представлены на энергорынке и осуществляют управление ЭС из множества  $M_i$ , генерация которых подлежит оптимизации согласно техническим ограничениям;  $K$  – количество потребителей, которые получают электрическую энергию на ОРЭ по ценовым заявкам;  $c_{ЭГК\_i}$  – цена 1 кВт·часа отпущенной электроэнергии  $i$ -ой энергогенерирующей компании,  $P_{П\_i}$  – заказанная электрическая мощность  $i$ -го потребителя в течение периода  $T$ ;  $c_{П\_i}$  – цена 1 кВт·часа электроэнергии для  $i$ -го потребителя.

Передача электроэнергии по сетям ЭЭС связана с определенными потерями электроэнергии. Величина потерь является незначительной (3-7%) по сравнению с величиной суммарных генерации или потребления, но, вместе с тем, ее стоимость соизмерима с разницей в (12). Поэтому указанная целевая функция должна быть уточнена таким образом:

$$Z = \left\{ \sum_{i=1}^N \left[ \sum_{s \in M_i} P_s \right] c_{ЭГК\_i} - \sum_{j=1}^K P_{П\_i} c_{П\_i} + \pi c_{OP} \right\} T \Rightarrow \min, \quad (14)$$

В качестве независимых переменных для решения задачи (12), (13) можно принимать лишь мощности ЭС  $P_s$  из множества  $M_i$ , или дополнительно цены на электроэнергию  $c_{ЭГК\_i}$  и (или)  $c_{П\_i}$ . В первом случае задача (12), (13) сводится к задаче (9) и решение ее выполняется аналогично.

При наличии в перечне независимых переменных цен на электроэнергию задача существенно усложняется. Значения цены на электроэнергию могут быть постоянными в

течение определенного периода времени или переменными в соответствии с режимами работы ЭЭС. Нетрадиционные источники энергии могут реализовывать электроэнергию по отдельным тарифам (принцип «зеленого» тарифа). Цены на электроэнергию для потребителей также могут изменяться от минимальной цены, которую им предлагает ОРЭ, до максимальной, которую они согласны платить за электроэнергию. Исходя из приведенного, для решения задачи (12), (13) с учетом экономических рычагов целесообразно использовать методы анализа чувствительности [12].

### Требования к эффективному формированию тарифов ОРЭ

Как отмечалось выше, весомым рычагом обеспечения эффективности работы энергорынка является установление объективно обоснованных тарифов на электроэнергию для отдельных энергогенерирующих компаний и потребителей. Величина тарифа должна учитывать нормативные расходы на выработку (распределение) электроэнергии, а также влияние отдельных субъектов на режимы работы и потери электроэнергии в системообразующих сетях. Такой подход обеспечит основную цель создания ОРЭ – организацию равных условий конкуренции для отдельных энергогенерирующих компаний, а также поощрение потребителей к оптимизации их функционирования.

Для отдельных энергогенерирующих компаний цена на отпуск электроэнергии может корректироваться в диапазоне от  $C_{ЭГК\_min}$  до  $C_{ЭГК\_max}$ , причем значение  $C_{ЭГК\_min}$  должно обеспечивать нормативную эффективность работы компании с учетом интересов инвесторов. Значение диапазона должно определяться исходя из меры влияния электрических станций отдельной ЭГК на эффективность функционирования энергорынка, то есть, исходя из (14), их влияния на прибыльную составляющую баланса, а также на потери, связанные с транспортом электроэнергии.

По действующим методикам только последний фактор приводит к коррекции цены в пределах 15-20%, что достаточно существенно, особенно для ЭГК, обеспечивающих функционирование тепловых ЭС, а также отдельных источников энергии малой мощности. Очевидно, что в данном случае цена на электроэнергию должна корректироваться, исходя из реальных (или приближенных к ним) значений транзитных потерь, вызванных транспортом электроэнергии от отдельной ЭС.

В закупочные и отпускные цены на электроэнергию не должны закладываться избыточные потери в системообразующих сетях, поскольку это приводит к отсутствию заинтересованности соответствующих руководящих структур в повышении эффективности функционирования ОРЭ с помощью технических мероприятий (реновация основного оборудования, усовершенствование средств автоматизации систем контроля и управления и т.п.). Таким образом, для формирования показателя эффективности (14) необходимо использовать минимально возможное с технической точки зрения значение потерь мощности  $\pi$  (учитывает потери от собственных и взаимных перетоков), которое может быть определено на основе г-схемы замещения ЭЭС.

### Анализ чувствительности взаимных и транзитных потерь мощности в ЭЭС

В [12] отмечено, что на суммарные потери активной мощности в электрических сетях ЭЭС влияют распределение нагрузки между источниками энергии, параметры потребления, коэффициенты трансформации трансформаторов, а также взаимные и транзитные перетоки мощности.

Суммарные потери мощности в ветвях для заданного режима работы ЭЭС могут быть определены по формуле [12]:

$$\Delta \dot{S} = \dot{T}_k \dot{S} + \Delta \dot{S}_{нб}, \quad (15)$$

где  $\dot{T}_k$  – матрица коэффициентов распределения потерь мощности в ветвях схемы

замещения ЭЭС, которая зависит от значений комплексных напряжений в ее узлах и коэффициентов трансформации трансформаторов связи;  $\dot{\mathbf{S}}$  – вектор-столбец мощностей в узлах ЭЭС;  $\Delta\dot{\mathbf{S}}_{\text{нб}}$  – вектор-столбец потерь мощности в ветвях схемы замещения от протекания токов, вызванных несбалансированными коэффициентами трансформации трансформаторов связи.

Каждая строка матрицы  $\dot{\mathbf{T}}_k$  определяется по формуле:

$$\dot{\mathbf{T}}_{ki} = (\dot{\mathbf{U}}_t \dot{\mathbf{M}}_{\Sigma ki}) \widehat{\mathbf{C}}_{ki} \dot{\mathbf{U}}_d^{-1},$$

а каждый элемент вектора  $\Delta\dot{\mathbf{S}}_{\text{нб}}$ :

$$\Delta\dot{\mathbf{S}}_{\text{нб}i} = (\dot{\mathbf{U}}_t \dot{\mathbf{M}}_{\Sigma ki}) \widehat{\mathbf{D}}_{\text{б}i} \widehat{\mathbf{U}}_6,$$

где  $\dot{\mathbf{U}}_t$  – транспонированный вектор-столбец напряжений в узлах ЭЭС;  $\dot{\mathbf{M}}_{\Sigma ki}$  –  $i$ -й вектор-строка транспонированной матрицы связи ветвей в узлах  $\dot{\mathbf{M}}_{\Sigma kt}$ , по структуре подобный первой матрице соединений  $\mathbf{M}_{\Sigma}$ , но вместо значений “-1” для узлов конца ветвей с трансформаторами задаются их коэффициенты трансформации;  $\widehat{\mathbf{C}}_{ki}$  –  $i$ -й вектор-строка матрицы распределения токов в узлах  $\widehat{\mathbf{J}}$  по ветвям схемы с учетом коэффициентов трансформации;  $\dot{\mathbf{U}}_d$  – диагональная матрица напряжений в узлах без базисного;  $\widehat{\mathbf{D}}_{\text{б}i}$  –  $i$ -й вектор-строка матрицы относительных проводимостей  $\mathbf{D}_6$ , связывающий заданный узел с базисным;  $\widehat{\mathbf{U}}_6$  – вектор-столбец, каждый элемент которого равен напряжению базисного узла [12].

Последняя составляющая выражения (15)  $\Delta\dot{\mathbf{S}}_{\text{нб}}$  неявно зависит от мощностей генерации и потребления (вследствие значений напряжений в узлах) и представляет собой «собственные потери» в электрических сетях ЭЭС, вызванные регулировочными влияниями на силовые трансформаторы, необходимыми для обеспечения технических ограничений и обеспечения оптимального распределения потоков активных и реактивных мощностей. Для получения числового значения отмеченной составляющей потерь мощности необходимо умножить ее на единичную строку  $\mathbf{E}$  размерности  $(n-1)$ , где  $n$  – количество узлов ЭЭС:

$$\Delta\dot{\mathbf{S}}_c = \mathbf{E} \cdot \Delta\dot{\mathbf{S}}_{\text{нб}}.$$

Другая составляющая  $\dot{\mathbf{T}}_k \dot{\mathbf{S}}$  для электрических сетей энергорынка, которые фактически не имеют собственных нагрузок, определяет величину потерь (по ветвям) от взаимных и транзитных перетоков мощности.

$$\Delta\dot{\mathbf{S}}_{\text{вз}} = \dot{\mathbf{T}}_k \cdot \dot{\mathbf{S}}. \quad (16)$$

В соответствии с физическим смыслом матрицы распределения потерь  $\dot{\mathbf{T}}_k$ , каждый ее столбец является набором коэффициентов, которые характеризуют влияние мощности отдельного узла  $\dot{S}_i$  на потери в ветвях схемы замещения ЭЭС, а, следовательно, и на взаимные потери мощности в целом.

Если предположить, что коэффициенты матрицы  $\dot{\mathbf{T}}_k$  не изменяются, то при изменении значения мощности  $i$ -го узла на  $\delta\dot{S}_i$  изменятся и потери мощности в ветвях схемы замещения ЭЭС, которые будут равными

$$\delta\dot{S}_{\text{вз}i} = \dot{\mathbf{T}}_k^{(i)} \cdot \delta\dot{S}_i. \quad (17)$$

Для случая коррекции мощности в  $i$ -м узле, изменение потерь мощности в ЭЭС будет определяться по формуле

$$\delta \dot{S}_{\text{вз}i} = t_i \cdot \delta \dot{S}_i, \quad (18)$$

где  $t_i$  – коэффициент чувствительности потерь от взаимных и транзитных перетоков в ЭЭС к изменению мощности в  $i$ -м узле

$$t_i = \frac{\delta \dot{S}_{\text{вз}}}{\delta \dot{S}_i} = \frac{\delta P_{\text{вз}}}{\delta P_i} + j \frac{\delta Q_{\text{вз}}}{\delta P_i} + \frac{\delta Q_{\text{вз}}}{\delta Q_i} - j \frac{\delta P_{\text{вз}}}{\delta Q_i}, \quad (19)$$

или, принимая во внимание (17), коэффициент чувствительности  $t_i$  можно определить, умножив вектор-столбец  $\dot{\mathbf{T}}_k^{(i)}$  на соответствующий единичный вектор-строку  $\mathbf{E}_1$  размерностью  $m$  (количество ветвей схемы замещения ЭЭС):

$$t_i = \mathbf{E}_1 \cdot \dot{\mathbf{T}}_k^{(i)}.$$

Вектор, полученный из коэффициентов чувствительности потерь мощности  $t_i$  к изменениям в  $i$ -м узле, является вектором чувствительности, который устанавливает связь между приростами потерь мощности в ЭЭС и изменениями мощности в ее узлах. Поскольку критерием оптимальности являются потери активной мощности, то в первую очередь нас интересуют коэффициенты чувствительности потерь активной мощности к изменениям составляющих мощностей в узлах:

$$\delta P_{\text{вз}P} = \mathbf{T}_P \cdot \delta \mathbf{P}, \quad \delta P_{\text{вз}Q} = -\mathbf{T}_Q \cdot \delta \mathbf{Q}, \quad (20)$$

где  $\delta \mathbf{P}$  и  $\delta \mathbf{Q}$  – изменение соответственно активной и реактивной мощностей в узлах системы;  $\mathbf{T}_P$ ,  $\mathbf{T}_Q$  – соответственно активная и реактивная составляющие вектора  $\mathbf{T}$ .

Учитывая, что  $\delta Q_i = \delta P_i \cdot \text{tg}\varphi_i$ , можно записать (20) в виде

$$\delta P_{\text{вз}} = \mathbf{T}_{\delta P} \cdot \delta \mathbf{P}, \quad (21)$$

где  $\mathbf{T}_{\delta P} = (\mathbf{T}_{P_i} - \mathbf{K} \cdot \mathbf{T}_{Q_i})_i$  – вектор чувствительности взаимных потерь активной мощности к изменению активных мощностей узлов ЭЭС ( $\mathbf{T}$  – оператор транспонирования);  $\mathbf{K}$  – диагональная матрица, элементами которой является значение  $\text{tg}\varphi_i$  для отдельных узлов ЭЭС.

Основным преимуществом (21) и вектора чувствительности  $\mathbf{T}_{\delta P}$  есть тот факт, что влияние мощности отдельного узла на взаимные потери мощности в ЭЭС определяются лишь одним действительным коэффициентом. Вместе с тем, последний определяется в предположении, что при изменении  $P_i$  на величину  $\delta P_i$  значение  $\text{tg}\varphi_i$  остается неизменным, что вносит определенную погрешность в расчеты и требует сокращения срока пересчета вектора чувствительности  $\mathbf{T}_{\delta P}$ .

### Коррекция тарифов на электроэнергию с учетом чувствительности потерь

Определенные выше коэффициенты чувствительности взаимных и транзитных потерь в ЭЭС, как составляющие показателя эффективности ОРЭ (14), можно использовать в задаче технически-обоснованной коррекции тарифов на электроэнергию для достижения максимального эффекта.

Значение тарифа для отдельной ЭС с учетом меры ее влияния на взаимные и транзитные потери мощности в ЭЭС можно определить по формуле

$$u_{\text{ЭС}i} = u_{\text{ЭГК}cp} - k_g \cdot T_{\delta P_i},$$

где  $u_{\text{ЭГК}cp}$  – средневзвешенный тариф для данной энергогенерирующей компании;  $k_g$  – стоимостный коэффициент, который определяет заданную меру влияния фактора потерь

мощности в электрических сетях ОРЭ на величину тарифа;  $T_{\delta P\_i}$  – элемент вектора чувствительности потерь мощности в ЭЭС, отвечающий  $i$ -ой ЭС.

Для коррекции тарифа на отпуск электроэнергии заданной энергогенерирующей компанией в целом можно воспользоваться методом усреднения

$$c_{\text{ЭГК\_}i} = c_{\text{ЭГК\_}cp} - k_{\epsilon} \cdot \frac{\sum_{j \in M_i} T_{\delta P\_j} \cdot P_j}{\Delta P_{\text{эз}}}, \quad (22)$$

где  $\Delta P_{\text{эз}}$  – суммарные взаимные потери в ЭЭС для данной ступени прогнозируемого графика ее нагрузки, определенные в соответствии с (16).

Преимуществом такого подхода является то, что во время коррекции тарифов на электроэнергию используются приближенные к реальным значения взаимных и транзитных потерь мощности, которые изменяются соответственно с изменением структуры схемы ЭЭС и ее параметров. Учитывая, что отмеченная составляющая в тарифообразовании достаточно весома, уточнение ее влияния позволит принимать более технически обоснованные решения во время формирования закупочной цены на электроэнергию для отдельных ЭГК.

Используя (21), (22) можно технически обосновать повышение тарифов на отпущенную электроэнергию для отдельных станций, функционирование которых обеспечивает уменьшение собственных и транзитных потерь в ЭЭС. К ним принадлежат ЭС небольшой мощности, которые расположены непосредственно около потребителей электроэнергии и генерацией мощности уменьшают нагрузку на шинах системных подстанций, уменьшая таким образом потери мощности и электроэнергии в электрических сетях ОРЭ. Примерами таких станций могут быть малые ГЭС, ветровые станции, когенерационные установки и тому подобное.

Аналогичный подход можно применить для решения задачи эффективного и обоснованного формирования тарифов на электроэнергию для потребителей энергорынка. Следует учитывать, что тарифы для заданного потребителя должны колебаться в пределах от  $c_{\Pi\_min}$  до  $c_{\Pi\_max}$ . При этом необходимо учитывать два условия:

- максимальный тариф для потребителей  $c_{\Pi\_max}$  должен выбираться так, чтобы обеспечивать минимальную нормативную эффективность деятельности потребителя;
- в средневзвешенный тариф  $c_{\Pi\_cp}$  не должны закладываться избыточные потери в электрических сетях энергорынка, обусловленные неэффективностью эксплуатации системообразующих (распределительных – для областных энергокомпаний) электрических сетей.

Учитывая приведенное выше, тариф на электроэнергию для заданного потребителя, с учетом его влияния на потери мощности в ЭЭС может быть определен таким образом:

$$c_{\Pi\_i} = c_{\Pi\_cp} + k_{\epsilon} \cdot T_{\delta P\_i}. \quad (23)$$

Используя (23), для некоторых потребителей может быть технически обосновано уменьшение закупочного тарифа, вследствие особенности их функционирования. Так, если потребитель уделяет достаточно внимания вопросам оптимизации графика потребления, его выравниванию и тому подобное, то его функционирование в системе может приводить к уменьшению суммарных потерь в ЭЭС ( $T_{\delta P\_i} < 0$ ) на определенных ступенях графика нагрузки ЭЭС, и, соответственно, к уменьшению тарифа на электроэнергию.

### Выводы

1. Оптимизация распределения нагрузки ЭЭС между электрическими станциями и их агрегатами является весомой составляющей оптимизации нормальных режимов работы электроэнергетической системы. С переходом на новые рыночные отношения изменилась

постановка задачи оптимизации и возникла необходимость в новых критериях оптимальности. Во время формирования критерия оптимальности функционирования ЭЭС должны учитываться как экономические так и технические аспекты ее эксплуатации, одним из которых есть величина взаимных и транзитных потерь электроэнергии в ее электрических сетях.

2. Задача повышения эффективности работы ОРЭ содержит две подзадачи: формирование обоснованных тарифов на электроэнергию и обеспечение оптимальных режимов работы ЭЭС, которые являются взаимосвязанными и должны решаться комплексно. Лишь при таких условиях, используя экономические рычаги, которые формируются с учетом технических ограничений, есть возможность обеспечить равные конкурентные условия для работы отдельных субъектов энергорынка и стимулировать их к внедрению мероприятий, направленных на оптимизацию функционирования ОРЭ.

3. При определении оптимального распределения активной нагрузки между электрическими станциями в ЭЭС возможно и целесообразно использовать подход, построенный на применении условий оптимальности, приведенных в [8]. При этом отдельные ЭС представляются в схеме замещения ЭЭС активными сопротивлениями, методика определения которых зависит от постановки решаемой задачи оптимизации. Оптимальные нагрузки ЭС определяются, опираясь на результаты расчета установившегося режима ЭЭС по г-схеме замещения.

4. В процессе формирования тарифов на электроэнергию в ОРЭ необходимо учитывать меру влияния отдельных субъектов на режимы работы ЭЭС, а также взаимные и транзитные потери электроэнергии в ее электрических сетях. Используя приведенную методику коррекции тарифов на электроэнергию, которая базируется на результатах анализа чувствительности взаимных потерь мощности в ЭЭС, можно обеспечить переход к многозонным (почасовым) тарифам, которые будут учитывать особенности функционирования отдельных энергогенерирующих компаний, электрических станций и потребителей электроэнергии.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Оптимізація навантажень ТЕС за ціновим пріоритетом [Електронний ресурс] / Дубовський С.В. // Проблеми загальної енергетики. – 2007. – № 15. Режим доступа: [http://www.ienergy.kiev.ua/index.php?option=com\\_docman&task=doc\\_view&gid=42&Itemid=63](http://www.ienergy.kiev.ua/index.php?option=com_docman&task=doc_view&gid=42&Itemid=63).
2. Принцип формування на роздрібних тарифів електричну енергію [Електронний ресурс] / Антонюк Ю.В. // Проблеми загальної енергетики. – 2007. – № 15. Режим доступа: [http://www.ienergy.kiev.ua/index.php?option=com\\_docman&task=doc\\_view&gid=39&Itemid=63](http://www.ienergy.kiev.ua/index.php?option=com_docman&task=doc_view&gid=39&Itemid=63).
3. Оптимизация загрузки оборудования когенерационных электростанций / Герхард Я.Х., Гусева С.А., Долгицер А.Б и др. // Технічна електродинаміка: Тематичний випуск “Проблеми сучасної електротехніки”. ч. 1. – 2008. – С. 42-46.
4. Летун В.М., Глуз И.С. Оптимальное управление режимом работы электростанций в условиях оптового рынка // Электрические станции. – 2003. – №3. – С. 8-12.
5. Гвоздев Д.Б., Шурупов В.В. Предложения по изменению процесса формирования тарифов для управления оптовым рынком электроэнергии // Электрические станции. – 2002. – № 11. – С. 2-6.
6. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.
7. Абакшин П.С., Алябышева Т.М., Яганов Р.М. Комплекс программ планирования суточных режимов энергообъединений ПРЭС-СУТКИ // Электрические станции. – 2004. – №8. – С. 42-46.
8. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Нетребський В.В. Принцип найменшої дії в задачах оптимізації електроенергетичних систем // Технічна електродинаміка: Тематичний випуск “Проблеми сучасної електротехніки”. ч. 3. – 2006. – С. 35-41.
9. Оптимизация режимов энергетических систем / Синьков В.М., Богословский А.В., Калиновский Я.А. и др. – К.: Вища школа, 1973. – 280 с.
10. К вопросу создания методологии оптимального технологического управления электрическими системами в условиях динамического рынка электроэнергии [Електронний ресурс] / Павловский В.В. // Збірник наукових праць інституту електродинаміки НАН України. – 2006. – № 2 (14) – С. 63-64. Режим доступа: <http://rql.kiev.ua/ted/sb206.s20.html>.

11. Оптимизация режимов энергосистем с целью повышения эффективности рынка электроэнергии [Электронный ресурс] / Прихно В. Л. // Збірник наукових праць інституту електродинаміки НАН України. – 2005. – № 2 (11), частина 1 – С. 34-35. Режим доступа: <http://rql.kiev.ua/ted/sb2051.s12.html>.

12. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурикін О.Б. Взаємовплив електричних мереж і систем в процесі оптимального керування їх режимами: Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008. – 123 с.

**Лежнюк Петр Демьянович** – д. т. н., профессор, заведующий кафедрой электрических станций и систем.

**Кулик Владимир Владимирович** – к. т. н., доцент кафедры электрических станций и систем.

**Бурыкин Александр Борисович** – к. т. н., старший преподаватель кафедры электрических станций и систем.

**Тептя Вера Владимировна** – аспирант кафедры электрических станций и систем.  
Винницкий национальный технический университет