

# РАБОТА КАСКАДОВ МАЛЫХ ГЭС В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ В УСЛОВИЯХ АДРЕСНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

П.Д. ЛЕЖНЮК, А.А. КОВАЛЬЧУК, В.В. КУЛИК

Винницкий технический университет, ООО «Энергоинвест», Винница

In article separate questions of architecture of effective operation of small hydro power stations (SHPS), and also their cascades in the conditions of address electrosupply of consumers taking into account electric and hydraulic links between stations are considered. The received results can be used for working out and improvement of automatized control systems SHPS, and also heightening, by means of such systems, controllability and power efficiency of distributive electrical networks.

**Введение.** Малые ГЭС (МГЭС) представляют определенный интерес как экологически чистый возобновляемый источник электроэнергии и как источник электроэнергии, максимально приближенный к потребителям. Последнее создает альтернативу централизованному электроснабжению и позволяет улучшить качество электроснабжения, повышая надежность, уменьшая потери электроэнергии и напряжения.

Препятствием для возобновления и строительства МГЭС является недостаточная исследованность технических аспектов эксплуатации таких электростанций в современных условиях и фактическое отсутствие нормативов и методик обеспечения оптимальных технико-экономических показателей МГЭС во время их проектирования и эксплуатации.

Так, на сегодня практически не исследованы вопросы использования малых ГЭС в электрических сетях (ЭС) с целью повышения надежности и качества эксплуатации последних, влияния распределенного генерирования таких станций на режимы работы сетей, анализа составляющей потерь электроэнергии от ее адресной поставки малыми ГЭС согласно двусторонним договорам. Последнее проявляется, например, в завышенных нормативах возмещения потерь электроэнергии в ЭС для владельцев МГЭС.

Малые ГЭС, как источники электроэнергии, имеют ряд особенностей. Это небольшая единичная мощность ГЭС (от 100 кВт до 10 МВт), низкий коэффициент использования установленной мощности на протяжении суток, зависимость выработки электроэнергии от реальных водных ресурсов, влияния окружающей среды и т.п. Эти особенности приходится учитывать, планируя режимы ЭС. В частности, при невозможности обеспечить выполнение условий договоров с потребителями собственными мощностями, организации, эксплуатирующие малые ГЭС, вынуждены пользоваться услугами других производителей электроэнергии. Возникает задача минимизации стоимости этих услуг. Поскольку технические и экономические условия работы МГЭС в электри-

ческих сетях постоянно изменяются, то критерий оптимальности должен исследоваться на чувствительность к возмущениям.

Целью данной работы является повышение эффективности функционирования каскадов малых ГЭС в электрических сетях. Для этого разрабатываются математические модели и методы оптимального управления МГЭС в условиях адресных поставок электроэнергии, а также рассматриваются возможности оптимизации работы группы малых ГЭС с учетом их влияния на режимы работы электрических сетей.

**Условия оптимальности работы группы малых ГЭС при адресном электроснабжении потребителей.** Для обеспечения экономической эффективности функционирования ГЭС в электрических сетях особенно актуальными оказываются вопросы организации планирования и оперативного управления режимами их работы с целью получения максимальной прибыли от реализации электроэнергии. Однако, для малых ГЭС и их групп, которые работают также в составе водохозяйственной системы (ВХС), требования последней могут во многом определять возможности регулирования электрической нагрузки, что ограничивает участие МГЭС в суточном графике нагрузки и определяет их влияние на режимы работы ЭС [1, 2].

Важной с учетом взаимоотношений между потребителями и поставщиками электроэнергии является задача оптимизации работы группы ГЭС  $P_i(t)$ ,  $i = 1, 2, \dots, n_{ГЭС}$  с целью минимизации затрат на закупку электроэнергии у третьих поставщиков  $P_{ПЭ}(t)$  в условиях многоступенчатого тарифа  $u(t)$ , для обеспечения ею заданной группы потребителей  $P_{П}(t)$  и компенсации потерь от адресных пере-  
токов  $\Delta P_{АП}(t) = f(P_i(t))$ :

$$\begin{cases} \int_{t_0}^{t_k} u(t) P_{ПЭ}(t) dt \rightarrow \min \\ P_{ПЭ}(t) + \sum_{i=1}^n P_i(t) - P_{П}(t) - \Delta P_{АП}(t) = 0 \end{cases} \quad (1)$$

При этом должны учитываться технические ограничения и гидротехнические связи между МГЭС, что приводит к необходимости решения новых задач, отличных от сугубо электрических.

Учитывая приведенные выше особенности, а также пространственную распределенность объекта управления, согласование работы станций для решения задачи без применения средств автоматизации является невозможным [2]. Поэтому необходимо выявить связи между элементами системы и определить условия оптимальности ее состояний.

Задача (1) может быть представлена так. Задана локальная электрическая система с  $n_{ГЭС}$  МГЭС, стабильным перечнем потребителей, совокупная мощность которых задается как  $P_{II}(t)$ , и дополнительным источником мощностью  $P_{III}(t)$ . Состав включенного оборудования МГЭС на протяжении суток и его энергетические характеристики являются постоянными. Необходимо определить такие режимы МГЭС  $P_i(t)$  на протяжении суток, которые обеспечили бы минимальные затраты на закупку электроэнергии дополнительного источника

$$\int_{t_0}^{t_k} u(t) P_{III}(t) dt \rightarrow \min, \quad (2)$$

при условии баланса активных мощностей

$$\varphi(t) = P_{II}(t) - P_{III}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) - \Delta P_{AII}(t) = 0$$

и заданного стока на каждой МГЭС на протяжении

$$\text{суток } W_i - \int_{t_0}^{t_k} V_i(t) dt = 0. \text{ Обязательным является}$$

также учет ограничений на мощности МГЭС  $P_i^{\min} \leq P_i(t) \leq P_i^{\max}$  и напоры  $H_i^{\min} \leq H_i(t) \leq H_i^{\max}$ , которые определяются условиями работы в ВХС. При этом известными считаются режимы МГЭС на начало ( $t_0$ ) и конец ( $t_k$ ) рассматриваемых суток.

Предположим, что все зависимости, которые используются в расчетах, включая  $P_{II}(t)$  и  $u(t)$ , непрерывные и дважды дифференцируемые. Тогда поставленная задача может быть отнесена к крайним вариационным с изопараметрическими условиями (реализация заданного стока) при наличии неголономных уравнений связи (баланс активных мощностей) и ограничений типа неравенств.

В этом случае экстремум (2) достигается на тех же экстремалах, что и экстремум следующего выражения [2]:

$$\Phi = \int_{t_0}^{t_k} [u(t) P_{III}(t) + \lambda(t) \varphi(t) + \sum_{i=1}^n \lambda_i V_i(t) + \sum_{i=1}^n \Pi_i^P(t) + \sum_{i=1}^n \Pi_i^H(t)] dt \Rightarrow \min, \quad (3)$$

где  $\lambda(t)$ ,  $\lambda_i$  – неопределенные множители Лагранжа;  $\Pi_i^P(t)$ ,  $\Pi_i^H(t)$  – штрафные функции, введенные

в целевую функцию  $F(t)$  для учета ограничений типа неровностей по мощности и напору отдельных МГЭС.

Минимум (2) будет иметь место [2], если  $P_i(t)$  являются экстремалами, т.е. вдоль их будет выполняться необходимое условие экстремума функционала (3)

$$\begin{cases} F_{P_{III}} - \frac{d}{dt} F_{\dot{P}_{III}} = 0 \\ F_{P_i} - \frac{d}{dt} F_{\dot{P}_i} = 0, i = 1, 2, \dots, n_{ГЭС} \end{cases}, \quad (4)$$

$$\text{где } \begin{cases} F_{P_{III}} = \frac{\partial F}{\partial P_{III}}; F_{\dot{P}_{III}} = \frac{\partial F}{\partial \dot{P}_{III}}; \dot{P}_{III} = \frac{dP_{III}}{dt}, \\ F_{P_i} = \frac{\partial F}{\partial P_i}; F_{\dot{P}_i} = \frac{\partial F}{\partial \dot{P}_i}; \dot{P}_i = \frac{dP_i}{dt}. \end{cases} \quad (5)$$

Раскрыв уравнение (4), имеем:

$$\begin{cases} F_{P_{III}} - \frac{d}{dt} F_{\dot{P}_{III}} = u(t) + \lambda(t) - \frac{du(t)}{dt} = 0; \\ F_{P_i} - \frac{d}{dt} F_{\dot{P}_i} = \lambda_i \left( \frac{\partial V_i}{\partial P_i} - \frac{d}{dt} \frac{\partial V_i}{\partial \dot{P}_i} \right) + \\ + \lambda(t) \left( 1 - \frac{\partial \Delta P_{AII}}{\partial P_i} + \frac{d}{dt} \frac{\partial \Delta P_{AII}}{\partial \dot{P}_i} \right) + \\ \frac{\partial \Pi_i^P}{\partial P_i} + \frac{\partial \Pi_i^H}{\partial P_i}, i = 1, 2, \dots, n_{ГЭС}. \end{cases} \quad (6)$$

Если рассмотренные уравнения несовместны, а ограничения не являются противоречивыми, то решение задачи может быть найдено. Итак, необходимые условия оптимального распределения активной нагрузки между малыми ГЭС с учетом потерь от адресных перетоков в ЭС могут быть представлены в аналитическом виде таким образом:

$$z_{III}^* = \frac{\lambda_1 q_1^*(t) - q_1^{uu}(t)}{(1 - \sigma_1^*)} = \frac{\lambda_2 q_2^*(t) - q_2^{uu}(t)}{(1 - \sigma_2^*)} = \dots \\ = \frac{\lambda_n q_n^*(t) - q_n^{uu}}{(1 - \sigma_n^*)} = -\lambda(t) \quad (7)$$

где  $z_{III}^* = z_{III} + z'_{III}$ ,  $q_i^* = q_i + q'_i$ ,  $\sigma_i^* = \sigma_i + \sigma'_i$  при условии, что

$$\begin{cases} z_{III} = u; z'_{III} = -\frac{du}{dt}, \\ q_i = \frac{\partial V_i}{\partial P_i}; q'_i = -\frac{d}{dt} \frac{\partial V_i}{\partial \dot{P}_i}; q_i^{uu} = \frac{\partial \Pi_i^P}{\partial P_i} + \frac{\partial \Pi_i^H}{\partial P_i}, \\ \sigma_i = \frac{\partial \Delta P_{AII}}{\partial P_i}; \sigma'_i = -\frac{d}{dt} \frac{\partial \Delta P_{AII}}{\partial \dot{P}_i}. \end{cases} \quad (8)$$

Если принять все процессы в ЭС условно постоянными в пределах некоторого периода времени, (например  $t = 0,5$  ч.), а значения мощностей и напоров на отдельных ГЭС отвечающими ограничениям, то условие оптимальности (7) примет вид:

$$z_{ПЭ}(t) = \frac{\lambda_1 q_1(t)}{(1-\sigma_1)} = \dots = \frac{\lambda_n q_n(t)}{(1-\sigma_n)} = -\lambda(t), \quad (9)$$

который соответствует классическому решению задачи распределения нагрузок между группой ГЭС, или

$$\left. \begin{aligned} z_{ПЭ}(t) - \frac{\lambda_1 q_1(t)}{(1-\sigma_1)} &= 0; \\ \frac{\lambda_1 q_1(t)}{(1-\sigma_1)} - \frac{\lambda_i q_i(t)}{(1-\sigma_i)} &= 0, \quad i=1, 2, \dots, n_{ГЭС} \end{aligned} \right\}, \quad (10)$$

где  $q_i$  – относительный прирост расходов воды на первой МГЭС, которая принята за опорную, или определяет сток воды в каскаде;  $\sigma_i$  – относительный прирост потерь мощности от адресного перетока, обусловленный работой опорной ГЭС.

Значения  $\lambda_i$  определяются условиями реализации заданного стока  $W_i$ . Чем больше  $W_i$  за сутки, тем меньше  $\lambda_i$  и, соответственно, большее количество электроэнергии целесообразно вырабатывать на  $i$ -й ГЭС. Из (10) физический смысл  $\lambda_i$  можно определить как «ценовую» эффективность каждой единицы расхода воды на отдельной МГЭС, т.е. она показывает, насколько уменьшится стоимость электроэнергии, которая поступает от третьего поставщика, для ЭС при увеличении расхода воды на  $i$ -й МГЭС на 1 м<sup>3</sup>/с при условиях соблюдения баланса мощности в системе:

$$\lambda_i = \frac{z_{ПЭ}(1-\sigma_1)}{q_i} = u \left( \frac{dP_i}{dV_i} - \frac{\partial \Delta P_{АП}}{\partial V_i} \right). \quad (11)$$

Из (11) также видно, что если  $i$ -тая МГЭС уменьшает потери в ЭС, то, тем самым, дополнительно уменьшает цену электроэнергии для локальных потребителей от сторонних поставщиков.

Влияние изменения режима МГЭС на показатели ценовой эффективности электроснабжения заданных потребителей будет уменьшаться с учетом ограничений со стороны водохозяйственной системы, а также при условиях уменьшения объемов воды, которая проходит через турбины МГЭС. Указанные ограничения необходимо учитывать во время формирования рекомендаций по ведению режима отдельных МГЭС, а также при формировании законов управления для локальных систем автоматического управления.

**Анализ чувствительности потерь мощности, обусловленных адресными перетоками.** Формирование управляющих воздействий по ведению режимов отдельных МГЭС для максимально эффективного электроснабжения заданных потребителей согласно (9), (10) требует периодического определения и уточнения относительных приростов потерь мощности, обусловленных ее адресными перетоками.

Сложность задачи оценивания влияния режи-

мов работы малых ГЭС на потери мощности в ЭС заключается в том, что потери мощности зависят от перетоков в ветвях схемы сети нелинейно. На данный момент в инженерной практике используется ряд методов, которые позволяют выполнять расчет указанной составной потерь, однако не обеспечивают оценивания ее относительных приростов, связанных с изменением нагрузок узлов.

Для разрешения указанной проблемы в [3] обоснована возможность решения задачи анализа влияния отдельных узлов генерирования на потери в ЭС, опираясь на результаты расчетов установившихся режимов ЭС. Показано, что потери мощности в ветвях схемы ЭС с учетом коэффициентов трансформации могут быть определены следующим образом [3]:

$$\Delta \dot{S}_g = \dot{T} \dot{S}, \quad (12)$$

где  $\dot{T}$  – матрица коэффициентов распределения потерь мощности в ветвях схемы замещения ЭС в зависимости от мощности в ее узлах, каждая строка которой определяется как

$$\dot{T}_i = (\dot{U}_i \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{C}_i \dot{U}_d^{-1}.$$

В последнем выражении:  $\dot{U}_i$  – транспонированный вектор напряжений в узлах включая и базисный;  $\mathbf{M}_{\Sigma i}$  –  $i$ -ая строка матрицы соединений веток в узлах включая балансирующий;  $\hat{C}_i$  –  $i$ -ая вектор-строка матрицы распределения токов в узлах по ветвям схемы;  $\dot{U}_d$  – диагональная матрица напряжений в узлах включая базисный;  $\dot{S}$  – вектор мощностей в узлах схемы.

Согласно (12), потери мощности в  $i$ -ой ветви ЭС рассчитываются с использованием выражения:

$$\Delta \dot{S}_{gi} = \dot{T}_i \dot{S}.$$

Заметим, что коэффициенты распределения потерь зависят от параметров схемы замещения, а также от значений напряжений в узлах ЭС, которые определяются нагрузками (генерированием) в узлах схемы. Таким образом нелинейность зависимости потерь мощности в ЭС от параметров ее режима учитывается.

Для случая, когда изменение мощностей в узлах ЭС является незначительным и не вызывает существенных (больше 1%) отклонений напряжения в узлах, элементы матрицы  $\dot{T}$  можно считать постоянными. То есть, для анализа чувствительности потерь мощности в распределительных сетях к влиянию малых ГЭС с приемлемой точностью можно использовать метод наложения, согласно (12). При больших отклонениях напряжения матрицу  $\dot{T}$  нужно пересчитывать.

Предположим, что коэффициенты распределения потерь мощности  $\dot{T}$  в ветвях не зависят от мощности адресных перетоков и являются неизменными. Тогда, при изменении нагрузки в узлах, изменятся потери мощности в  $i$ -ой ветви, значения которых рассчитываются согласно выражению:

$$\delta\Delta\dot{S}_{gi} = \dot{T}_i \cdot \delta\dot{S}, \quad (13)$$

где  $\delta\dot{S} = \dot{S}^k - \dot{S}^{k+1}$  – изменение мощности нагрузки узлов ЭС во время перехода от  $k$ -го к  $k+1$ -му режиму.

Если изменение мощности нагрузки происходит только в  $j$ -м узле, то прирост потерь мощности в  $i$ -ой ветви от изменения мощности нагрузки  $j$ -го узла можно определить следующим образом:

$$\delta\Delta\dot{S}_{ij} = i_{ij} \delta\dot{S}_j, \quad (14)$$

откуда

$$i_{ij} = \frac{\delta\Delta\dot{S}_{ij}}{\delta\dot{S}_j}. \quad (15)$$

Коэффициент  $i_{ij}$  отвечает требованиям [4] и является коэффициентом чувствительности потерь мощности в  $i$ -й ветви к изменению мощности нагрузки  $j$ -го узла. Таким образом, матрица  $\dot{T}$  устанавливает связь между приростами потерь мощности в ветвях ЭС и изменениями мощности нагрузки (генерирования) в узлах, и является матрицей чувствительности, каждый коэффициент которой состоит из элементов вида  $i_{ij}$ .

В зависимости от типа генераторного оборудования на малых ГЭС, оснащения их средствами компенсации реактивной мощности и условий договоров на электроснабжение, изменение режима работы ГЭС может сопровождаться изменением только активной ( $\delta Q_j = 0$ ,  $\delta P_j \neq 0$ ), только реактивной ( $\delta Q_j \neq 0$ ,  $\delta P_j = 0$ ) или активной и реактивной мощностей ( $\delta Q_j \neq 0$ ,  $\delta P_j \neq 0$ ). Если в адресном перетоке изменяется только активная мощность, то из (15) следует, что

$$i_{ij} = \frac{\delta\Delta P_{ij}}{\delta P_j} + j \frac{\delta\Delta Q_{ij}}{\delta P_j}. \quad (16)$$

В противном случае, для компенсации реактивной составляющей совокупного адресного перетока от группы МГЭС в узле изменяется только реактивная мощность (включается или выключается источник реактивной мощности). Тогда согласно выражению (15)

$$i_{ij} = -j \frac{\delta\Delta P_{ij}}{\delta Q_j} + \frac{\delta\Delta Q_{ij}}{\delta Q_j}. \quad (17)$$

Поскольку для формирования условий оптимальности (10) и управляющих воздействий необходимо оценивать относительные приросты потерь активной мощности  $\sigma_i$ , то используя первые составляющие выражений (16), (17) формируются матрицы чувствительности  $T_P$  и  $T_Q$  потерь активной мощности в ветвях к изменению активной и реактивной мощностей нагрузки (генерации) в узлах, соответственно. Тогда потери активной мощности в  $i$ -й ветви при изменении мощности нагрузки в узлах определяются по выражению:

$$\delta\Delta P_{Pi} = T_{Pi} \cdot \delta P, \quad \delta\Delta P_{Qi} = T_{Qi} \cdot \delta Q, \quad (18)$$

где  $T_{Pi}$  и  $T_{Qi}$  – векторы-строки матриц  $T_P$  и  $T_Q$ , которые отвечают  $i$ -ой ветви схемы замещения ЭС;  $\delta P$  и  $\delta Q$  – векторы изменений активной и реактивной мощностей нагрузки в узлах ЭС, соответственно.

Принимая во внимание (12), коэффициенты чувствительности потерь в ЭС к изменению нагрузки (генерирования) в  $i$ -м узле можно определить, домножив вектор-столбец  $\dot{T}_P^{(i)}$  (или  $\dot{T}_Q^{(i)}$ ), полученный выделением из матрицы  $T_P$  (или  $T_Q$ ) столбца, отвечающего данному узлу, на единичный вектор-строку  $E_1$  размерностью  $m$  (число ветвей схемы замещения ЭС) слева:

$$i_i = \dot{T}_k^{(i)} \cdot E_1.$$

Вектор  $\dot{T}_B$ , полученный из коэффициентов чувствительности потерь мощности в ЭС  $i_i$ , является вектором чувствительности, который устанавливает связь между приростами потерь мощности в ЭС и изменениями мощностей в ее узлах.

Таким образом, предложенный метод оценивания чувствительности потерь в ЭС к изменению мощностей в узлах схемы, позволяет определять относительные приросты потерь мощности, как в отдельных ее элементах, так и для ЭС в целом и может быть использован при формировании условий оптимальности режимов малых ГЭС, выполняющих адресные поставки электроэнергии через электрические сети.

**Компенсация реактивной мощности асинхронных генераторов.** На современных малых ГЭС чаще всего используются асинхронные генераторы (АГ), которые работают в режиме параллельной работы с энергосистемой. Исходя из этого, отпадает необходимость в обеспечении их самовозбуждения. Вместе с тем, остается проблема компенсации реактивной мощности АГ, поскольку получение реактивной мощности из ЭС приводит к повышению эксплуатационных расходов. Для решения указанной проблемы чаще всего используют БСК или синхронные генераторы, установленные на станции. Установленная мощность БСК должна подбираться таким образом, чтобы компенсировать потребление АГ реактивной мощности, если не планируется использование избыточной реактивной мощности для обеспечения потребителей на коммерческой основе.

Чаще всего малые ГЭС работают в режиме выдачи постоянной мощности на протяжении длительного периода времени, или в режиме периодических включений на постоянную мощность в периоды времени, соответствующие максимальной нагрузке энергосистемы. Исходя из этого, АГ, входящие в состав энергосистемы, имеют относительно стабильное потребление реактивной мощности. Следовательно, установка нерегулируемой БСК нужной мощности обеспе-

чивает их работу на протяжении всего времени эксплуатации. Экономическая мощность БСК для случая эксплуатации АГ в режимах, близких к номинальному, может быть определена достаточно просто

$$Q_{KV} = Q_{Г.ном} = P_{Г.ном} \operatorname{tg} \varphi_{Г.ном} \quad (19)$$

В случае использования в качестве генераторов серийных асинхронных двигателей она составляет 30–90% от номинальной мощности генератора в зависимости от его конструктивных параметров.

Вместе с тем, часто во время проектирования электрической части малой ГЭС для создания запаса по активной мощности генераторов с целью недопущения их перегрева и удлинения срока эксплуатации выбирают генераторы с завышенной (до 30-50%) номинальной мощностью. Экспериментально установлено, что при нагрузке генератора в пределах 50% от номинальной мощности его реактивное потребление составляет 95% от номинального. Следовательно, установка вместо данного генератора АГ меньшей номинальной мощности позволило бы уменьшить установленную мощность БСК на 10-25%.

Кроме уровня загрузки, существенное влияние на потребление реактивной мощности АГ, выдающего мощность в ЭС, имеет уровень напряжения на зажимах статорной обмотки. Учитывая, что значение основного магнитного потока  $\Phi$  пропорционально напряжению, то повышение последнего больше номинального значения приводит к увеличению  $\Phi$  и, соответственно увеличению  $Q_G$ . Вместе с тем, уменьшение напряжения ниже номинального в случае загрузки АГ близко к номинальной мощности, уменьшает основной поток  $\Phi$  и вместе с ним  $Q_G$  машины. Для систематически недогруженных АГ снижение напряжения до уровня  $0,95U_{ном}$  может рассматриваться как способ снижения потребления реактивной мощности, но при этом трансформатор связи ГЭС с ЭС должен иметь средства регулирования напряжения – устройства РПН или ПБВ.

**Выводы.** 1. Для оптимального управления режимами группы малых ГЭС в условиях адресного электроснабжения предложены критерии и сформированы условия оптимальности с учетом электрических и гидравлических взаимосвязей. Показано, что практическая реализация условий оптимальности в виде диспетчерских графиков по ведению режима отдельных МГЭС требует значительного количества прогнозных и имитационных расчетов с учетом связей между ГЭС, которое делает необходимым внедрение системы автоматического управления.

2. Для определения относительных приростов потерь от адресных перетоков и их оптимизации целесообразно использовать коэффициенты чувствительности потерь мощности к возмущениям в системе, в частности к изменению генерирования в узлах присоединения МГЭС. Матрица коэффициентов чувствительности формируется по результатам расчета характерного режима ЭС и, при необходимости, уточняется с учетом изменения напряжений в ее узлах.

3. Результаты исследования влияния малых ГЭС на потери электроэнергии от адресных перетоков в электрических сетях показывают, что в большинстве случаев для МГЭС установленной мощностью 100-400 кВт их работа приводит к уменьшению суммарных потерь в ЭС, а также повышению качества напряжения.

**Литература**

1. Голованов И.Н., Николаевская Н.В. Задача координации работы каскада ГЭС для покрытия пиковых нагрузок энергосистемы // Відновлювана енергетика. – №3. – 2006. – С. 35–39.

2. Лежнюк П.Д., Никиторович А.В., Кулик В.В. Оптимизация функционирования каскадов малых ГЭС с использованием средств автоматического управления // Научные труды Донецкого национального технического университета. Серия «Электротехника и энергетика», вып. 8 (140). – 2008. – С. 171–174.

3. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурикин А.Б. Оценка взаимовлияния электрических сетей энергосистем с трансформаторными связями // Техническая электродинамика. Тематический выпуск: Проблемы современной электротехники. ч. 7. – 2006. – С. 27–30.

4. Розенвассер Е.Н., Юсупов Р.М. Чувствительность систем управления. – М.: Наука, 1981. – 464 с.

**Д.т.н., профессор Петр Лежнюк,**  
Винницкий национальный технический ун-т  
Хмельницкое шоссе, 95,  
21021, г. Винница (Украина)  
Тел +38 (0432) 598-377,  
e-mail: lpd@mail.ru

**Алексей Ковальчук**  
ООО «Енергоінвест»  
пер. Станиславского, 16,  
21000, г. Винница (Украина)  
Тел +38 (0432) 634-842,  
e-mail: gedzenko@mail.ru

**К.т.н., доцент Владимир Кулик**  
Винницкий национальный технический ун-т  
Хмельницкое шоссе, 95,  
21021, г. Винница (Украина)  
Тел +38 (0432) 598-377,  
e-mail: kulik\_vv@mail.ru