



**POLITECHNIKA ŁÓDZKA**  
WYDZIAŁ ELEKTROTECHNIKI, ELEKTRONIKI  
INFORMATYKI I AUTOMATYKI



**INSTYTUT ELEKTROENERGETYKI**  
**INSTYTUT ELEKTRODYNAMIKI AKADEMII NAUK UKRAINY**  
**PRYZAZOWSKI UNIWERSYTET TECHNICZNY W MARIUPOLU**

**VI MIĘDZYNARODOWE SEMINARIUM POLSKO-UKRAIŃSKIE**  
**PROBLEMY ELEKTROENERGETYKI**

**Łódź, 16-17 września 2010 r.**

**ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ КАСКАДОВ МАЛЫХ ГЭС**  
**В УСЛОВИЯХ АДРЕСНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**  
**ПОТРЕБИТЕЛЕЙ**

**Лежнюк П.Д.,**

**Кулик В.В.**

**Ковальчук А.А.**

Винницкий национальный технический университет

ООО «Энергоинвест»

Аннотация: В работе рассматриваются отдельные вопросы организации эффективного функционирования малых гидроэлектростанций (МГЭС), а также их каскадов в условиях адресного электроснабжения потребителей с учетом электрических и гидравлических связей между станциями. Полученные результаты могут быть использованы для разработки и усовершенствования автоматизированных систем управления МГЭС, а также повышения, посредством таких систем, управляемости и энергетической эффективности распределительных электрических сетей.

## **1. ВВЕДЕНИЕ**

По результатам анализа экономически целесообразного гидропотенциала страны установлено, что годовое производство электроэнергии на малых ГЭС может быть доведено до 1.1-1.3 ТВт·ч, для чего необходимо соорудить или восстановить около 600 малых ГЭС (МГЭС) [1]. Препятствием для данного процесса 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 электрических сетях постоянно изменяются, то критерий оптимальности должен исследоваться на чувствительность к возмущениям.

Целью данной работы является формирование предпосылок для повышения 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.

## 2. 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 [2, 3]. Последнее приводит к необходимости решения новых задач, отличных от сугубо энергетических.

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 перетоков  $\Delta P_{АП}(t) = f(P_i(t))$ :

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

При этом должны учитываться технические ограничения и гидротехнические связи между МГЭС.

Учитывая приведенные выше особенности, а также пространственную распределенность объекта управления, согласование работы станций для решения задачи без применения средств автоматизации является невозможным [3]. 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  $P_{IIЭ}(t)$ . 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

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

при условии баланса активных мощностей

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

и заданного стока на каждой МГЭС на протяжении суток  $W_i - \int_{t_0}^{t_k} V_i(t)dt = 0$ .

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 краевым 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 экстремальных, что и экстремум следующего выражения [3]:

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

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 [3], если  $P_i(t)$  являются экстремальными, т.е. вдоль их будет выполняться необходимое условие экстремума функционала (3)

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

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

Раскрыв уравнение (4), имеем:

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

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:

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

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

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

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 такими, что отвечают ограничениям, то условие оптимальности (7) приобретет вид:

$$z_{ПЭ}(t) = \frac{\lambda_1 q_1(t)}{(1 - \sigma_1)} = \frac{\lambda_2 q_2(t)}{(1 - \sigma_2)} = \dots = \frac{\lambda_n q_n(t)}{(1 - \sigma_n)} = -\lambda(t), \quad (9)$$

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

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

где  $q_1$  – относительный прирост расходов воды на первой МГЭС, которая принята за опорную, или определяет сток воды в каскаде;  $\sigma_1$  – 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  $1 \text{ м}^3/\text{с}$  при условиях соблюдения баланса мощности в системе:

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

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.

### 3. 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 режимов работы малых ГЭС на потери мощности в ЭС заключается в том, что потери мощности зависят от перетоков в ветвях схемы сети нелинейно и воспользоваться методом наложения невозможно. 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 [4] 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 [4]:

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

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

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

В последнем выражении:  $\dot{U}_t$  – транспонированный вектор напряжений в узлах включая и базисный;  $\mathbf{M}_{\Sigma i}$  –  $i$ -ая строка матрицы соединений веток в узлах включая балансирующий;  $\hat{\mathbf{C}}_i$  –  $i$ -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:

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

Заметим, что коэффициенты распределения потерь зависят от параметров схемы замещения, которые при определенных допущениях можно считать постоянными, 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:

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

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:

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

откуда

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

Коэффициент  $\dot{t}_{ij}$  отвечает требованиям [5] 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  $\dot{t}_{ij}$ .

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 (что отвечает малым ГЭС с асинхронными генераторами и полностью компенсированным реактивным потреблением), то из (15) следует, что

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

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)

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

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  $\mathbf{T}_P$  и  $\mathbf{T}_Q$  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:

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

где  $\mathbf{T}_{Pi}$  и  $\mathbf{T}_{Qi}$  – векторы-строки матриц  $\mathbf{T}_P$  и  $\mathbf{T}_Q$ , которые отвечают  $i$ -ой ветви схемы замещения ЭС;  $\delta \mathbf{P}$  и  $\delta \mathbf{Q}$  – 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  $\dot{\mathbf{T}}_P^{(i)}$  (или  $\dot{\mathbf{T}}_Q^{(i)}$ ), полученный выделением из матрицы  $\mathbf{T}_P$  (или  $\mathbf{T}_Q$ ) столбца, отвечающего данному узлу, на единичный вектор-строку  $\mathbf{E}_1$  размерностью  $m$  (количество ветвей схемы замещения ЭС) слева:

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

Вектор  $\dot{\mathbf{T}}_B$ , полученный из коэффициентов чувствительности потерь мощности в ЭС  $\dot{i}_i$ , 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.

#### 4. 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 повышение качества напряжения.

## 5. ЛИТЕРАТУРА

1. Нікіторович О.В. Мала гідроенергетика в Україні: перспективи і проблеми її розвитку. Енергоефективність, екологія та безпека // Гідроенергетика України. – 2003. – №1. – 40–44.
2. Голованов И.Н., Николаевская Н.В. Задача координации работы каскада ГЭС для покрытия пиковых нагрузок энергосистемы // Відновлювана енергетика. – №3. – 2006. – С. 35–39.
3. Лежнюк П.Д., Нікіторович О.В., Кулик В.В. Оптимізація функціонування каскадів малих ГЕС з застосуванням засобів автоматичного керування // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія «Електротехніка і енергетика», випуск 8 (140). – 2008. – С. 171–174.
4. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурикін О.Б. Оцінка взаємовпливу електричних мереж енергосистем з трансформаторними зв'язками // Технічна електродинаміка. Тематичний випуск: проблеми сучасної електротехніки. ч. 7. – 2006. – С. 27–30.
5. Розенвассер Е.Н., Юсупов Р.М. Чувствительность систем управления. – М.: Наука, 1981. – 464 с.

### **Профессор, Петр Лежнюк**

Винницкий национальный технический университет  
Хмельницкое шоссе, 95,  
21021, г. Винница (Украина)  
Тел +38 (0432) 598-377,  
e-mail: lpd@mail.ru

### **Доцент, Владимир Кулик**

Винницкий национальный технический университет  
Хмельницкое шоссе, 95,  
21021, г. Винница (Украина)  
Тел +38 (0432) 598-377,  
e-mail: kulik\_vv@mail.ru

### **Директор, Алексей Ковальчук**

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