

УДК 622.22

В.В. Елистратов, И.Г. Кудряшева, Ю.А. Мирошникова

ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМОВ ГАЭС В СОВРЕМЕННЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

V.V. Elistratov, I.G. Kudryasheva, Yu.A. Miroshnikova

SUBSTANTIATION OF PUMPED STORAGE POWER PLANTS REGIMES IN MODERN ECONOMIC CONDITIONS

В статье представлена авторская методика выбора рациональных режимов работы гидроаккумулирующей станции в энергосистеме в условиях функционирования нового энергетического рынка. Разработан алгоритм начисления тарифных надбавок за системный эффект ГАЭС.

ЭНЕРГОСИСТЕМА. РЕГУЛИРОВАНИЕ. СИСТЕМНЫЕ УСЛУГИ. ТАРИФ. ГАЭС.

The article describes the technique of selection of rational work regimes of pumped storage plant in an energy system under conditions of new energy market. Variants of estimation of system effects from work of pumped storage power plant are offered. Possibilities of updating tariff policy for PSPP by adding tariff bonuses for system effects are examined.

ENERGY SYSTEM. OPERATION. SYSTEM SERVICES. TARIFF. PSPP.

В числе глобальных тенденций развития мировой энергетики отмечены: снижение доли использования органического топлива в процессах генерации электроэнергии, уменьшение выбросов CO₂ в атмосферу, повышение энергоэффективности и степени сбалансированности энергосистем, повышение качества энергообеспечения потребителей. Решение данных проблем в развитых странах, в том числе в США и ряде стран Евросоюза, обеспечивается рыночным регулированием электроэнергетического сектора и увеличением доли возобновляемых источников энергии, в частности ГЭС и ГАЭС, в структуре генерирующих мощностей.

В течение последнего десятилетия за рубежом происходит активное развитие рынков системных услуг, созданных для поддержания необходимого уровня надежности и качества функционирования энергосистемы посредством экономического стимулирования владельцев энергообъектов и потребителей к обеспечению свойств и параметров генерирующего и сетевого оборудования [1], требуемых для стабильного функционирования энергетической системы.

В России рынок услуг по обеспечению системной надежности начал работу в марте

2010 года после вступления в силу Постановления Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 г. № 117 «Правила отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг» [2].

Перечень услуг по обеспечению системной надежности, представленный в [2], ограничен небольшим количеством режимов работы энергетических установок по регулированию и резервированию. В перспективе планируется расширение данного списка и создание полноценного рынка системных услуг, что потребует разработки комплекса нормативных документов, регулирующих взаимоотношения участников данного рынка и основы ценообразования на нем [3].

Как определено в [2], оплата услуг формируется по результатам конкурсного отбора между производителями и потребителями согласно принципу маржинального тарифообразования. На разных энергетических установках предоставление услуг по поддержанию системной надежности является результатом многих технологических процессов и использования меха-

низмов с отличными друг от друга характеристиками, что обуславливает различие себестоимости данного товара. Стоимость данных услуг на ГАЭС по сравнению со станциями тепловой генерации очень мала, поскольку в нее не входит стоимость органического топлива. Высокая маневренность ГАЭС, широкий диапазон предоставляемых услуг по обеспечению системной надежности и их низкая себестоимость позволяют получить ощутимую прибыль в дополнение к прибыли на НОРЭМ («Независимый оператор рынка энергии и мощности»). Однако, анализ нормативной документации [2, 4] показал, что роль гидроэнергетических объектов на рынке системных услуг сильно недооценена: не учтены особенности функционирования объектов гидроэнергетики, показатели их маневренности, эффективность и многообразие услуг, которые они могут оказывать. Фактически данные нормативные акты «прописаны» под станции тепловой генерации, что подтверждают результаты первых конкурсных отборов: так услуги по нормируемому первичному регулированию частоты (НПРЧ) в 2013 году будут оказывать 9 субъектов электроэнергетики: ООО «Башкирская генерирующая компания», ОАО «ОГК-2», ОАО «Мосэнерго», ОАО «Генерирующая компания», ОАО «ИНТЕР РАО — Электрогенерация», ЗАО «Нижевартовская ГРЭС», ОАО «ЭОН Россия», ОАО «Фортум», ОАО «Энел ОГК-5». Для оказания

услуг по НПРЧ были отобраны 54 энергоблока тепловых станций, обеспечивавшие плановую величину резервов первичного регулирования до $\pm 959,16$ МВт. По результатам отборов на девяти электростанциях 65 гидрогенераторов (суммарная установленная мощность более 9,4 ГВт) работали только в режиме синхронного компенсатора (СК) [5].

Для обоснования эффективности участия ГАЭС на рынке услуг по обеспечению системной надежности с точки зрения материально-технических затрат на их реализацию, а также получения наибольшей прибыли и максимального системного эффекта авторы статьи провели работу по адаптации рекомендаций и методик, действующих на отечественном и зарубежных электроэнергетических рынках [6–12], и разработали методику выбора рациональных режимов работы ГАЭС в энергосистеме в сложившихся рыночных условиях.

В настоящее время решение об участии станции в режимах, обеспечивающих системную надежность, принадлежит генерирующей компании, в состав которой входит ГАЭС. Главная цель компании в действующей системе рыночных взаимоотношений — получение максимальной прибыли.

В нашей работе рассмотрены следующие режимы работы ГАЭС по обеспечению системной надежности (рис. 1):

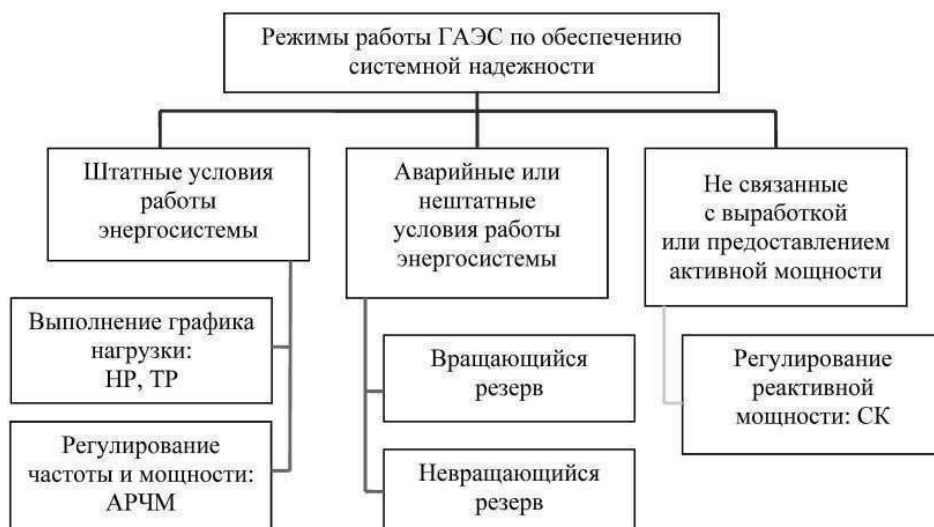


Рис. 1. Режимы работы ГАЭС по обеспечению системной надежности, учтенные в расчетной модели

регулирование и изменение нагрузки по заданному графику — режимы турбинный (ТР) и насосный (НР), автоматическое регулирование частоты и мощности (АРЧМ);

резервирование мощности (вращающийся (ВР) и невращающийся (НВР) резервы);

поддержание напряжения за счет регулирование реактивной мощности в режиме синхронного компенсатора.

Анализ отечественных и зарубежных источников, посвященных вопросам управления и оптимизации режимов работы ГАЭС, а также особенностям их функционирования в условиях плановой и рыночной экономик, показал, что данными вопросами занимались Т.М. Алябышева, Н.В. Арефьев, Ю.С. Васильев, В.М. Горнштейн, М.П. Федоров, Т.А. Филиппова, В.С. Шарыгин, Д.С. Щавелев и др. В их работах отражены фундаментальные методики оптимизации режимов работы энергетических объектов с точки зрения системного подхода. В работах В.В. Елистратова, В.А. Зубакина, А. Вуоринена, М. Дж. Каради, Дж. Раймонда, Дж. Уарнока и др. рассматривалось и учитывалось влияние на выбор режимов современных рыночных механизмов и рисков. Наш анализ позволил выделить критерии выбора рациональных режимов работы ГАЭС и составить их классификацию, представленную на рис. 2.

Основой разработанной методики выбора рациональных режимов служит экономико-математическая модель работы ГАЭС в энергосистеме. Данная модель характеризует работу ГАЭС в рамках суточного графика нагрузки энергосистемы и основывается на определении мощности станции, работающей в различных технологических режимах, с учетом ряда ограничений: режимных, системных и смежных водопользователей.

Выбор рациональных режимов работы ГАЭС в энергосистеме осуществляется по критерию получения максимальной годовой прибыли станции, рассчитываемой как разность годового дохода ГАЭС и ее годовых эксплуатационных издержек.

В модели учтены затраты, имеющие место при работе станции в режимах по обеспечению системной надежности, а также системный эффект ГАЭС [13]. Наряду с тарифом, определяемым согласно действующим рекомендациям, предложено начислять надбавку, пропорциональную системной эффективности ГАЭС, денежный эквивалент которой определяют следующие показатели:

- снижение затрат на топливо ТЭС;
- дополнительная прибыль от снижения эмиссии парниковых газов в атмосфере;

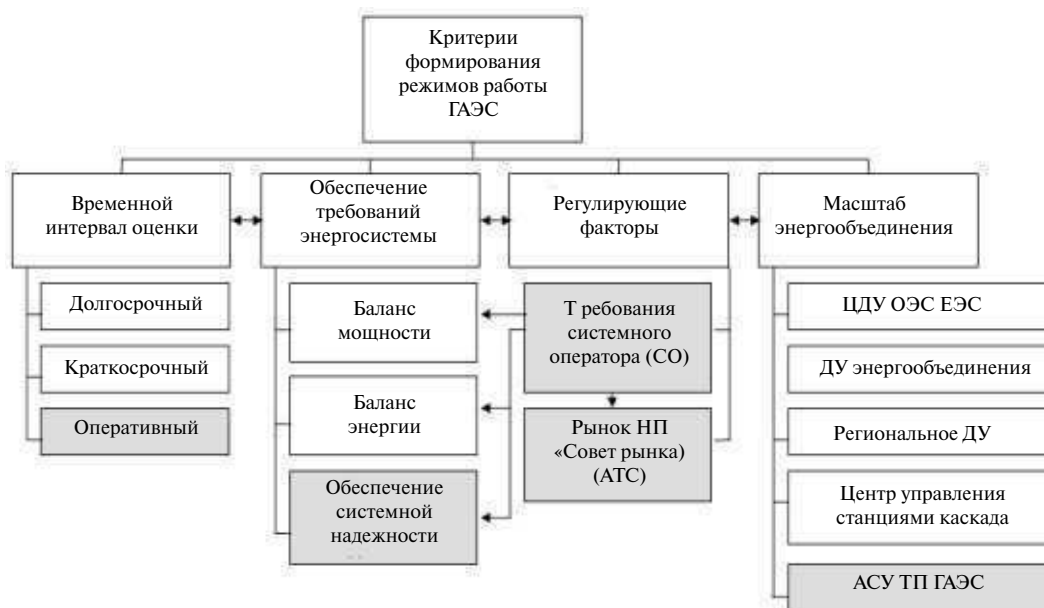


Рис. 2. Классификация критериев формирования режимов работы ГАЭС по обеспечению системной надежности

уменьшение расходов на ремонты оборудования ТЭС;

дополнительная прибыль в случае превышения количества переходов в процессе регулирования нормативных значений за счет увеличения амортизационных отчислений (для режимов СК и АРЧМ).

Алгоритм выбора рационального режима работы ГАЭС представлен на рис. 3.

Разработанная методика реализована в программном комплексе «Эффективность ГАЭС на рынке услуг по обеспечению системной надежности» и апробирована на примере работы Днестровской ГАЭС в ОЭС Украины [14].

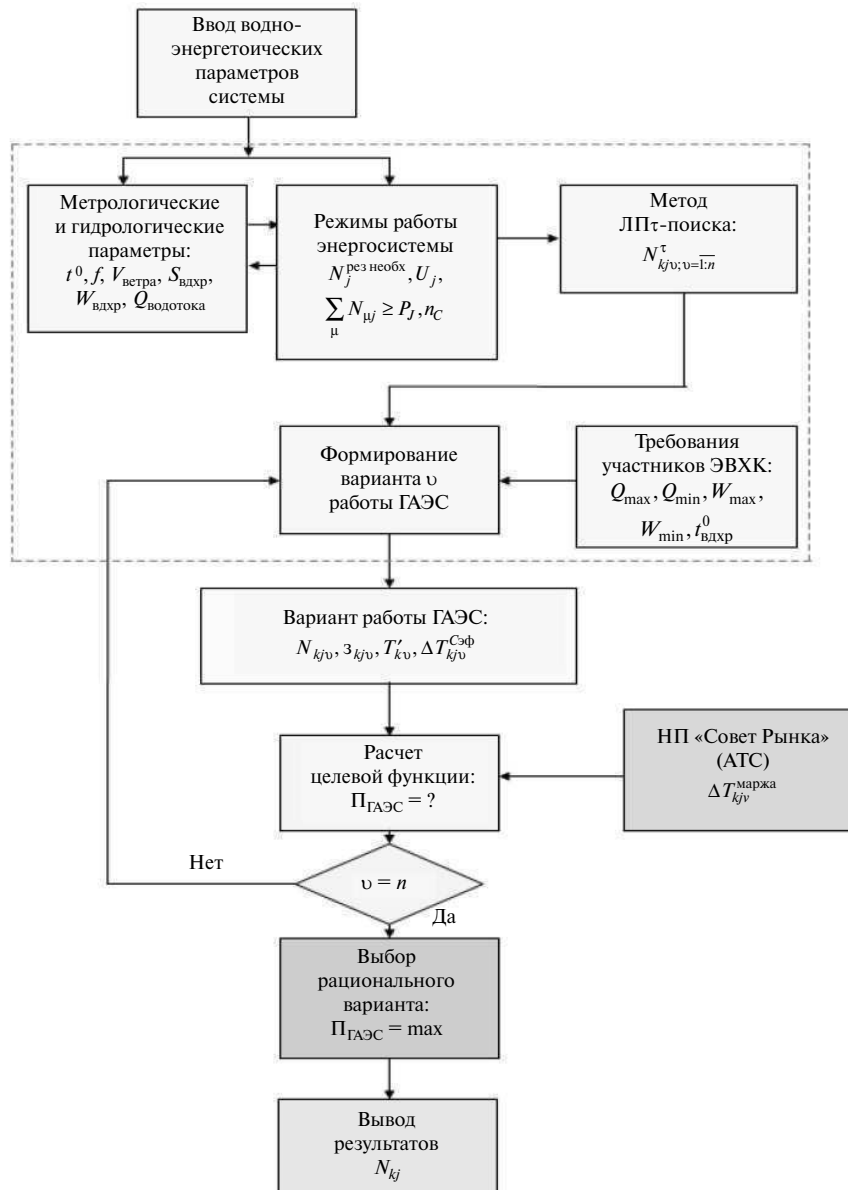


Рис. 3. Алгоритм выбора рациональных режимов работы ГАЭС

t_0 — среднемесячная температура воздуха региона; f — характерная влажность воздуха; $V_{ветра}$ — характерные скорости ветра; $S_{водхр}$ — площадь водосбора; $W_{водхр}$ — объем водохранилища; $Q_{водотока}$ — расходные характеристики стока; $N_j^{рез.необх}$ — необходимая мощность резерва (вращающегося и невращающегося), определяемая СО по условиям работы энергосистемы; U_j — напряжение в контрольном пункте энергосистемы, определяемое в зависимости от значений реактивной мощности; N_{μ} — мощность станции μ ; P_j — потребление в энергосистеме в дискретный промежуток времени j для варианта v ; n_c — частота электрического тока в энергосистеме; N_{kjv} — мощности ГАЭС, задействованные в режиме k в дискретный промежуток времени j для варианта v ; v — порядковый номер варианта расчета; n — количество вариантов работы ГАЭС в режимах по обеспечению системной надежности; Q_{min} и Q_{max} — соответственно максимально и минимально допустимые расходы станции по условиям требований участников ЭВХК; W_{min} и W_{max} — соответственно максимально и минимально допустимые объемы водоема ГАЭС по условиям требований участников ЭВХК; $t_{водхр}^0$ — значение температуры воды в водохранилище; z_{kjv} — удельные эксплуатационные затраты на единицу установленной мощности в режиме k для варианта v ; T'_{kv} — тарифы на работу ГАЭС в режиме k для варианта v ; $\Delta T_{kjv}^{Сэф}$ — тарифная надбавка за системный эффект ГАЭС при оказании услуги k в дискретный промежуток времени j для варианта v ; $П_{ГАЭС}$ — годовая прибыль ГАЭС; $\Delta T_{kjv}^{маржа}$ — разница между тарифами ГАЭС за оказание услуги k с учетом системных эффектов и рыночным значениям тарифа на данную услугу в дискретный промежуток времени j для варианта v ; N_{kj} — мощности ГАЭС, задействованные в режиме k в дискретный промежуток времени j

Таблица 1

Варианты работы ГАЭС в течение суток

Зона графика нагрузки	Режимы работы станции, продолжительность		
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Ночь	НР (6)		
Утро	СК (2)		
День (пик дневной нагрузки)	ТР и АРЧМ, 3 час.	НВР, 3 час.	ВР нагрузка 50 %, 3 час.
День (спад дневной нагрузки)	НР (4)	—	НР, 4 час.
Вечер (пик вечерней нагрузки)	ТР и АРЧМ, 4 час		
Вечер (спад нагрузки)	СК, 5 час.		

По результатам анализа суточных графиков нагрузки ОЭС Украины и Днестровской ГАЭС выбраны три расчетных варианта оперативных режимов работы этой станции в шести характерных зонах суточного графика нагрузки. Они представлены в табл. 1.

Графическое отображение работы ГАЭС в суточном графике нагрузки приведено на рис. 4.

На рис. 4 приняты следующие обозначения: Θ_{1s} — суточная выработка электроэнергии в режиме ТР, кВт·ч; Θ_{2s} — суточное потребление

электроэнергии в режиме НР, кВт·ч; Θ_{3s} — суточная выработка электроэнергии в режиме АРЧМ, кВт·ч; Θ_{4s} — суточное потребление электроэнергии при работе в режиме СК, кВт·ч; Θ_{5s} и Θ_{6s} — суточная выработка электроэнергии, кВт·ч, при работе в ТР за счет мощностей, задействованных соответственно в режимах ВР и НВР.

Изменение структуры мощностей в ОЭС Украины в течение расчетного периода учитывалось посредством коэффициентов $k_{АЭС}$ и $k_{ТЭС}$, характеризующих долю участия атомных и тепловых станций в выработке электроэнергии, которую потребляет ГАЭС при работе в насосном режиме в часы ночного и дневного спадов нагрузки в энергосистеме.

Для каждого из трех вариантов проведены расчеты по определению денежного эквивалента системного эффекта и снижения эмиссии CO_2 , полученных в результате работы ГАЭС в режимах НР, ТР, АРЧМ, СК, ВР и НВР в течение всего расчетного периода.

Результаты расчетов показали положительное влияние ГАЭС на функционирование всей энергосистемы, что отражается в изменении коэффициента неравномерности графика нагрузки от значения 0,72 до 0,8.

Результаты расчетов тарифов ГАЭС при работе в режимах по обеспечению системной надежности показывают, что с учетом надбавок за системные эффекты они составят от 1300 до 3000 руб./МВт·ч и попадают в доверительный диапазон от 1650 до 3850 руб./МВт·ч по данным отечественного и зарубежных электроэнергетических рынков (США, Германии, Франции и др.).

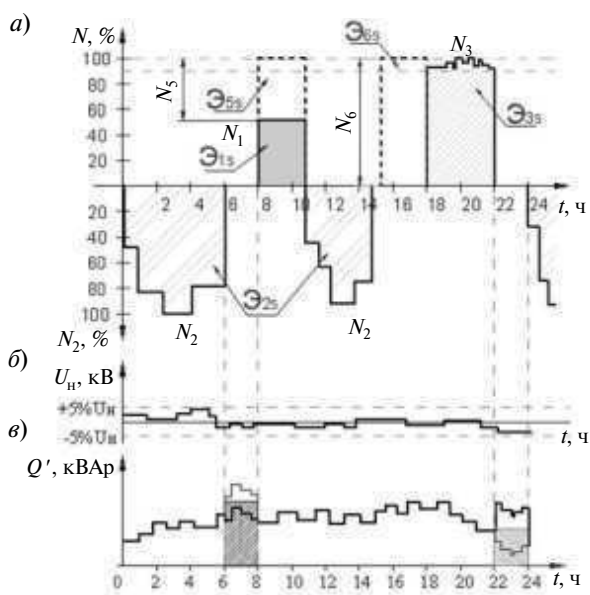


Рис. 4. Суточные графики работы ГАЭС в режимах ТР, НР, АРЧМ, СК, ВР и НВР

(а — выработка и потребление электроэнергии; б — напряжение; в — выработка реактивной мощности)

Анализ полученных расчетных данных о влиянии на гидроагрегаты количества переходов в режимы СК и АРЧМ в процессе регулирования показал, что вследствие активного участия ГАЭС в таких режимах происходит снижение ресурса гидроагрегатов: на 50 % для АРЧМ и на 3 % для СК. Это снижение ресурса гидроагрегатов было учтено в расчетах посредством корректировки размеров амортизационных отчислений, что привело к увеличению одноставочного тарифа на электроэнергию ГАЭС на 4 %.

Расчет одноставочного тарифа на электроэнергию Днестровской ГАЭС с учетом всех надбавок показывает, что его значения изменяются в диапазоне 1458–1950 руб./МВт·ч и составляют 107–143 % от величины, рассчитанной согласно действующим рекомендациям (1363 руб./МВт·ч).

Результаты расчета прибыли Днестровской ГАЭС с учетом и без учета тарифных надбавок для выбранного рационального варианта представлены на рис. 5.

Таким образом, введение тарифных надбавок за системный эффект значительно улучшает показатели экономической эффективности Днестровской ГАЭС (см. рис. 5): сроки окупаемости DPP ($T_{ок}$) строительства второй очереди станции уменьшаются на 3 года, чистый дисконтированный доход (ЧДД) NPV увеличивается более, чем

в 2,5 раза, внутренняя норма доходности (ВНД) IRR и индекс доходности (ИД) PI — в 2 раза (табл. 2).

Таблица 2

Показатели эффективности работы Днестровской ГАЭС в рациональных режимах с учетом и без учета тариф

Сценарий	$T_{ок.д}$ (DPP), лет	ЧДД (NPV), млрд. руб.	ВНД (IRR), %	ИД (PI)
Рациональный с тарифными надбавками	9,47	20, 1	13,67	4,35
Рациональный без тарифных надбавок	12,41	7, 2	6,71	2,20

Выводы, сделанные в нашем исследовании:

Максимальный системный эффект наблюдается в периоды работы энергосистемы, характеризующиеся высокой долей АЭС ($k_{АЭС} \rightarrow 1$), ночную базисную энергию которых ГАЭС потребляет в НР.

Режим АРЧМ рационален в часы пика вечерней нагрузки при работе ГАЭС в энергосистемах любого типа.

Значение коэффициента $k_{ТЭС}$ — главный определяющий фактор при выборе рациональных режимов работы ГАЭС в часы пика дневной нагрузки.

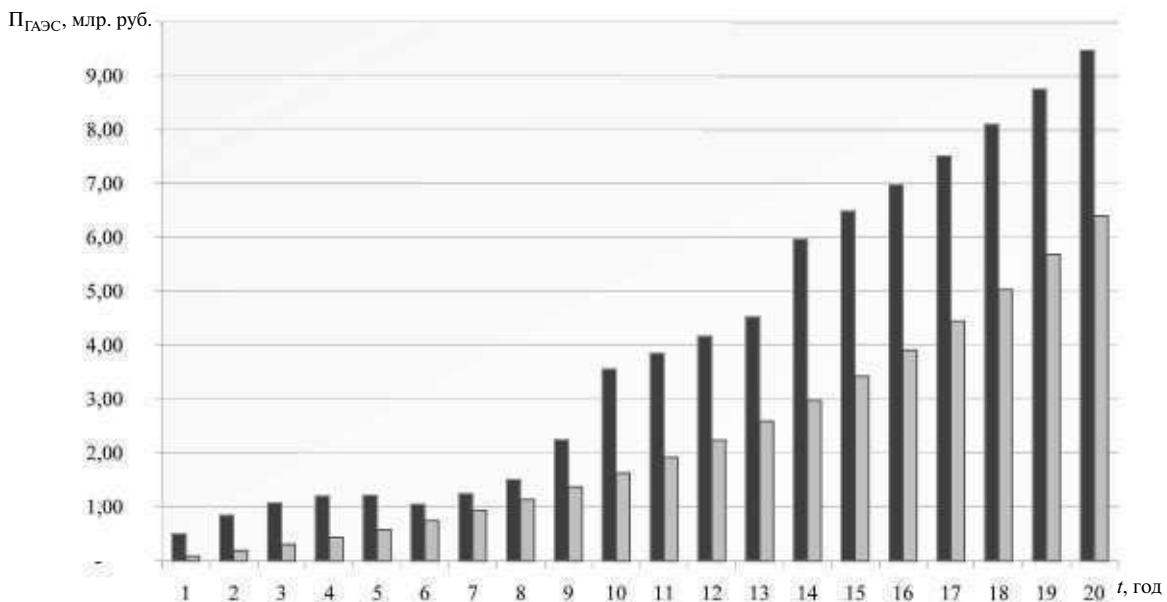


Рис. 5. Диаграмма изменения прибыли ГАЭС для рационального варианта с учетом (■) и без учета (▒) тарифных надбавок

Режим АРЧМ рационален в часы дневного пика графика нагрузки при работе ГАЭС в периоды, характеризующиеся низкими значениями коэффициента $k_{ТЭС}$ ($k_{ТЭС} \rightarrow 0$).

Режим НВР рационален в часы дневного пика графика нагрузки при работе ГАЭС в энергосистемах, характеризующихся высокими значениями коэффициента $k_{ТЭС}$ ($k_{ТЭС} \rightarrow 1$).

При превышении в процессе регулирования количеством переходов в режимы АРЧМ и СК нормативных значений следует провести корректировку амортизационных отчислений ГАЭС в сторону их увеличения. Корректировка амортизационных отчислений на примере Днестров-

ской ГАЭС привела к увеличению одноставочного тарифа на электроэнергию на 4 %.

Тарифы на электроэнергию ГАЭС должны включать надбавки за работу в режимах, обеспечивающих системную надежность, экономию органических видов топлива, снижение выбросов CO_2 и затрат на ТЭС, что увеличит размеры гарантированной прибыли станции, явится стимулом для дополнительных инвестиций в строительство и модернизацию ГАЭС и повысит эффективность работы энергосистемы в целом.

Данные исследования выполняются при поддержке Госконтракта № 14.В37.21.0302 по ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России на 2009–2013 гг.» и гранта Президента РФ НШ-4807.2012.8.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Учебный центр НП «Совет рынка». Современная рыночная электроэнергетика Российской Федерации [Текст].— М.: 2012.— 368 с.

2. Постановление Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 г. № 117 «Правила отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг» [Текст].— М., 2010.

3. Шкатов, В.А. Системные услуги на рынке электроэнергии [Электрон. ресурс] / В.А. Шкатов // Интернет-версия журнала «ЭнергоРынок».— 2004— № 9.

4. Методические указания по расчету цен (тарифов) на услуги по обеспечению системной надежности [Текст].— Утв. Приказом Федеральной службы по тарифам (ФСТ России) от 31 августа 2011 г. № 201-э/1.

5. СО ЕЭС завершил отбор мощностей для оказания услуг по обеспечению системной надежности [Электрон. ресурс].— Интернет-издание информ. агентства «Big Electric Power News». Раздел: Производство.— 27.12.2012.— Доступ: <http://www.bigpower-news.ru/news/document47027.phtml>

6. Алябышева, Т.М. О методах оптимизации режимов энергосистем и энергообъединений [Текст] / Т.М. Алябышева, Ю.И. Моржин, Т.Н. Протопопова, Е.В. Цветков // Электрические станции.— 2005. №1.— С. 44–49.

7. Васильев, Ю.С. Автоматизированное управление в гидроэнергетике / Ю.С. Васильев, Т.С. Жакова,

И.С. Саморуков.— СПб: Изд-во СПбГПУ, 2008.— 131 с.

8. Васильев, Ю.С. Компьютерные технологии в научных исследованиях и проектировании объектов возобновляемой энергетики [Текст] / Ю.С. Васильев, Л.И. Кубышкин, И.Г. Кудряшева.— СПб: Изд-во СПбГПУ, 2008.— 259 с.

9. Горнштейн, В.М. Методы оптимизации режимов энергосистем [Текст] / В.М. Горнштейн, Б.П. Мирошниченко, А.В. Пономарев.— М.: Энергоиздат, 1981.— 336 с.

10. Филиппова, Т.А. Оптимизация энергетических режимов агрегатов гидроэлектростанций [Текст] / Т.А. Филиппова.— М.: Энергия, 1975.— 203 с.

11. Vuorinen Asko. Business Strategies in Ancillary Service Markets [Text].— Ekoenergo Oy. 2007.

12. Сидоренко, Г.И. Экономика установок нетрадиционных и возобновляемых источников энергии [Текст] / Г.И. Сидоренко, И.Г. Кудряшева, В.И. Пименов.— СПб: Изд-во СПбГПУ, 2008.— 248 с.

13. Елистратов, В.В. Методы повышения системной и экономической эффективности гидроаккумулирующих станций [Текст] / В.В. Елистратов, И.Г. Кудряшева, Ю.А. Мирошникова // Известия ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева.— Т. 266.— СПб.: Изд-во ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева», 2012.— С. 99–108.

14. Кудряшева, И.Г. О значении гидроаккумулирующих станций в энергосистеме Украины [Текст] / Кудряшева И.Г., Ю.А. Мирошникова // Научно-технические ведомости СПбГПУ.— 2011. № 2 (123).— С. 109–113.

REFERENCES

1. Uchebnyi tsentr NP «Sovet rynka». Sovremennaiia rynochnaia elektroenergetika Rossiiskoi Federatsii [Tekst].— Moskva, 2012.— 368 s. (rus.)

2. Postanovlenie Pravitel'stva Rossiiskoi Federatsii ot 03.03.2010 g. № 117 «Pravilakh otbora sub'ektov elektroenergetiki i potrebiteli elektricheskoi energii,

okazyvaiushchikh uslugi po obespecheniiu sistemnoi nadezhnosti, i okazaniia takikh uslug» [Tekst].— (rus.)

3. **Shkatov V.A.** Sistemnye uslugi na rynke elektroenergii [Tekst] // Internet-versiia zhurnala «EnergoRynok».— 2004. № 9. (rus.)

4. Metodicheskie ukazaniia po raschetu tsen (tarifov) na uslugi po obespecheniiu sistemnoi nadezhnosti [Tekst].— Utv. Prikazom Federal'noi sluzhby po tarifam (FST Rossii) ot 31 avgusta 2011 g. № 201-e/1(rus.)

5. SO EES zaverenie otbor moschnostey dla okozania uslug [Elektron. resurs]: <http://www.bigpowernews.ru/news/document47027.phtml>. (rus.)

6. **Aliabysheva T.M., Morzhin Iu.I., Protopopova T.N., Tsvetkov E.V.** O metodakh optimizatsii rezhimov energosistem i energoob»edinenii [Tekst] // Elektricheskie stantsii.— 2005. №1.— S. 44–49. (rus.)

7. **Vasil'ev Yu.S., Zhakova T.S., Samorukov I.S.** Avtomatizirovannoe upravlenie v gidroenergetike [Tekst].— SPb: Izd-vo SPbGPU, 2008. 131 s. (rus.)

8. **Vasil'ev Yu.S., Kubyshkin L.I., Kudriasheva I.G.** Komp'uternye tekhnologii v nauchnykh issledovaniiaakh i proektirovanii ob»ektov vozobnovliaemoi energetiki [Tekst].— SPb: Izd-vo SPbGPU, 2008. 259 s. (rus.)

9. **Gornshstein V.M., Miroshnichenko B.P., Ponomarev A.V.** Metody optimizatsii rezhimov energosistem [Tekst].— M.: Energoizdat, 1981.— 336 s. (rus.)

10. **Filippova, T.A.** Optimizatsiia energeticheskikh rezhimov agregatov gidroelektrostantsii [Tekst].— Moskva: Energiia, 1975.— 203 s. (rus.)

11. **Vuorinen, Asko.** Business Strategies in Ancillary Service Markets [Text].— Ekoenergo Oy, 2007.

12. **Sidorenko G.I., Kudriasheva I.G., Pimenov V.I.** Ekonomika ustanovok netraditsionnykh i vozobnovliaemykh istochnikov energii [Tekst].— SPb: Izd-vo SPbGPU, 2008. 248 s. (rus.)

13. **Elistratov V.V., Kudriasheva I.G., Miroshnikova Iu.A.** Metody povysheniia sistemnoi i ekonomicheskoi effektivnosti gidroakkumuliruiushchikh stantsii [Tekst] // Izvestiia VNIIG im. B.E. Vedeneeva, SPb.: Izd-vo OAO «VNIIG im. B.E. Vedeneeva», 2012.— T. 266. S. 99–108. (rus.)

14. **Kudriasheva I.G., Miroshnikova Iu.A.** O znachenii gidroakkumuliruiushchikh stantsii v energosisteme Ukrainy [Tekst] // Nauchno-tekhnicheskie vedomosti SPbGPU.— 2011. № 2 (123).— S. 109–113. (rus.)

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ЕЛИСТРАТОВ Виктор Васильевич — доктор технических наук профессор кафедры водохозяйственного и гидротехнического строительства, директор научно-образовательного центра «Возобновляемые виды энергии и установки на их основе» СПбГПУ, председатель научного совета по проблемам возобновляемых источников энергии Санкт-Петербургского центра РАН, Заслуженный энергетик РФ; 195251, ул. Политехническая, 29, Санкт-Петербург, Россия; elistratov@cef.spstu.ru

КУДРЯШЕВА Ирина Григорьевна — кандидат технических наук доцент кафедры водохозяйственного и гидротехнического строительства старший научный сотрудник научно-образовательного Центра «Возобновляемые виды энергии и установки на их основе» СПбГПУ; 195251, ул. Политехническая, 29, Санкт-Петербург, Россия; kudr@cef.spstu.ru

МИРОШНИКОВА Юлия Александровна — инженер научно-образовательного центра «Возобновляемые виды энергии и установки на их основе» СПбГПУ; 195251, ул. Политехническая, 29, Санкт-Петербург, Россия; miroshnikova_85@mail.ru

AUTHORS

ELISTRATOV Victor V. — St. Petersburg State Polytechnical University; 195251, Politekhnicheskaya Str.29, St. Petersburg, Russia; e-mail: elistratov@cef.spbstu.ru

KUDRYASHEVA Irina G. — St. Petersburg State Polytechnical University; 195251, Politekhnicheskaya Str.29, St. Petersburg, Russia; e-mail: kudr@cef.spbstu.ru

MIROSHNIKOVA Julia A. — St. Petersburg State Polytechnical University; 195251, Politekhnicheskaya Str.29, St. Petersburg, Russia; e-mail: miroshnikova_85@mail.ru