

УДК 629.9:621.311

Сравнительная эффективность покрытия пиковых нагрузок в вариантах обеспечения базовой нагрузкой АЭС¹

© 2012 г. Батенин В.М.², Аминов Р.З.³, Шкрет А.Ф.³, Галиевский М.В.³Объединенный институт высоких температур РАН² – Отдел энергетических проблем СЦ РАН³

Приведены результаты исследования эффективности покрытия пиковых нагрузок в вариантах обеспечения базовой нагрузкой АЭС за счет разгрузки в часы ночного провала нагрузки КЭС, ТЭЦ, ПГУ. За счет внепиковой электроэнергии осуществляется электролиз воды с выработкой водорода и кислорода для производства пиковой электроэнергии в сравнении с вариантом развития ГАЭС.

Прогнозируемое в ближайшие годы значительное увеличение внутрироссийских цен на природный газ повысит конкурентоспособность атомных электростанций в европейской части страны. Поэтому генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики на перспективу предусматривается предельно возможное развитие генерирующих источников электрической энергии, не использующих органическое топливо, – атомных и гидравлических электростанций. Доля производства электроэнергии на АЭС увеличится с 17% в 2009 г. до 20.5% в 2020 г. [1].

Основные вводы мощностей на атомных электростанциях (74%) предусматриваются в европейской части страны, где уже в 2009 г. доля производства электроэнергии на АЭС составила 31.7% (табл. 1) [2].

Развитие атомных электростанций связано с проблемой покрытия переменной зоны графика нагрузки и прохождения ночного провала нагрузки. Графики электрической нагрузки ОЭС европейской части страны характеризуются значительной неравномерностью. Для отдельных ОЭС в 2009 г. коэффициенты суточной неравномерности колебались от 0.698 до 0.841, недельная неравномерность – от 0.624 до 0.680, сезонная неравномерность – от 0.698 до 0.841 (рис. 1). Наиболее плотный суточный график нагрузки имеет ОЭС Северо-Запада, наименее плотный – ОЭС Юга [2]. Самое большое ночное снижение электропотребления наблюдалось в Московском энергоузле и достигало 37–43% максимума нагрузки [3].

Суточная и недельная неравномерность электропотребления определяет относительный размер разгрузки электростанций в часы минимума

нагрузки и в выходные дни. При этом рассматриваемые ОЭС существенно различаются по структуре генерирующих мощностей, что определяет способы покрытия переменной части графика нагрузки.

Атомные электростанции используются в основном для покрытия базовой нагрузки, полупиковую и пиковую нагрузку покрывают ТЭС и ГАЭС (см. рис. 1).

Значительная суточная и недельная неравномерность электропотребления в ОЭС Северо-Запада, Центра и Юга и планируемое существенное увеличение доли АЭС в структуре генерирующих мощностей неизбежно вызовут трудности в регулировании мощности, покрытии переменной зоны графика нагрузки.

Если для ОЭС Средней Волги покрытие переменной зоны графика электрической нагрузки решается за счет наличия значительной мощности ГАЭС в структуре генерирующих мощностей, то в других ОЭС европейской части страны, где предполагаются вводы мощностей на АЭС, проблема, связанная с покрытием переменной части графика электрической нагрузки, в частности с прохождением ее ночного провала, существенно обострена.

Как показали исследования [4], решить эту проблему можно частично за счет разгрузки или останова в часы ночного провала нагрузки действующих энергоблоков паротурбинных КЭС и ПГУ. Однако мощности этих генерирующих источников для полного обеспечения базовой нагрузкой АЭС в регионе недостаточны.

Одним из вариантов решения проблемы является выравнивание суточных графиков нагрузки путем использования внепиковой электроэнергии потребителями-регуляторами. В качестве таковых для обеспечения базовой нагрузкой АЭС и покрытия пиковых нагрузок можно использовать следующие технологии:

¹ Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант № 11-08-00052-а).

² 125412, Москва, Ижорская ул., д. 13, стр. 2. ОИВТ РАН.

³ 410054, Саратов, Политехническая ул., д. 77. ОЭП СЦ РАН.

Таблица 1. Доля выработки электроэнергии по типам электростанций в ОЭС европейской части страны в 2009 г., %

Энергообъединение	ТЭС	ГАЭС	АЭС	Электростанции промышленных предприятий
ОЭС Центра	55.8	1.6	37.0	5.6
ОЭС Средней Волги	47.0	20.7	28.5	3.8
ОЭС Северо-Запада	40.5	14.3	37.3	7.9
ОЭС Юга	56.5	29.8	12.0	1.7
ОЭС европейской части	51.0	12.2	31.7	5.1

гидроаккумулирование в часы ночного провала нагрузки и покрытие пиковых нагрузок от ГАЭС;

электролиз воды и производство водорода, кислорода с последующим использованием их для выработки пиковой электроэнергии в электрохимических генераторах или в цикле влажно-паровых АЭС в целях перегрева свежего пара и выработки дополнительной (пиковой) мощности;

электротеплоснабжение.

Покрывание пиковых нагрузок обычно рассматривается как часть проблемы оптимизации структуры генерирующих мощностей на основе технико-экономического анализа с учетом рационального участия электростанций различных типов в покрытии графика нагрузок.

В данной статье ставится задача провести оценку сравнительной эффективности производства пиковой электроэнергии на базе различных вариантов обеспечения базовой нагрузкой вновь сооружаемых АЭС.

Для обеспечения базовой нагрузкой вновь сооружаемых АЭС рассматривалось использование внепиковой электроэнергии в часы ночного снижения нагрузки: на ГАЭС – насосный режим работы, для электролиза воды – с получением водорода и кислорода либо для электротеплоснабжения.

В соответствии с методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [5] в качестве критерия экономического сравнения и выбора эффективного варианта использовалась разница удельных дисконтированных затрат на отпуск пиковой электроэнергии от ГАЭС и на реализацию других вариантов.

Гидравлические и атомные электростанции принадлежат государственным компаниям (“РусГидро” и “Росэнергоатом”), и финансирование их развития осуществляется в основном за

счет бюджета. Поэтому при оценке затрат на электроэнергию для вновь вводимых АЭС, ГАЭС и других потребителей-регуляторов в стоимости капитала не учитывались банковские проценты за кредиты, дивиденды на акционерный капитал, а учитывалась ускоренная амортизация капиталовложений в течение 10 лет.

Принимались во внимание следующие затраты, отнесенные на пиковую электроэнергию.

1. В варианте **ГАЭС** – затраты на ее сооружение и постоянные эксплуатационные издержки, включая затраты на потребляемую электроэнергию от АЭС, работающей в базовом режиме.

2. В варианте пароводородного цикла **ПВЦ** – затраты на электролиз воды за счет электроэнергии от АЭС, компримирование и временное хранение водорода и кислорода, использование водородного топлива в цикле влажно-паровых АЭС для перегрева свежего пара и выработки дополнительной (пиковой) мощности.

Данный вариант предусматривает возможность установки на АЭС специальной турбины повышенной мощности, либо отдельной сателлитной турбины. Различие их будет заключаться в КПД цикла и дополнительных затратах.

3. В варианте электрохимического водородного цикла **ЭХВЦ** – затраты на электролиз воды за счет электроэнергии от АЭС, компримирование и временное хранение водорода и кислорода, электрохимический генератор (топливные элементы) для получения пиковой мощности.

В варианте внепикового электротеплоснабжения учитывались затраты на электродогревательные, аккумуляторы тепла, услуги по передаче электроэнергии и пиковые ГТУ.

Кроме того, рассмотрены варианты разгрузки действующих КЭС, ТЭС, ПГУ и АЭС в часы ночного провала нагрузки, при этом учитывались за-

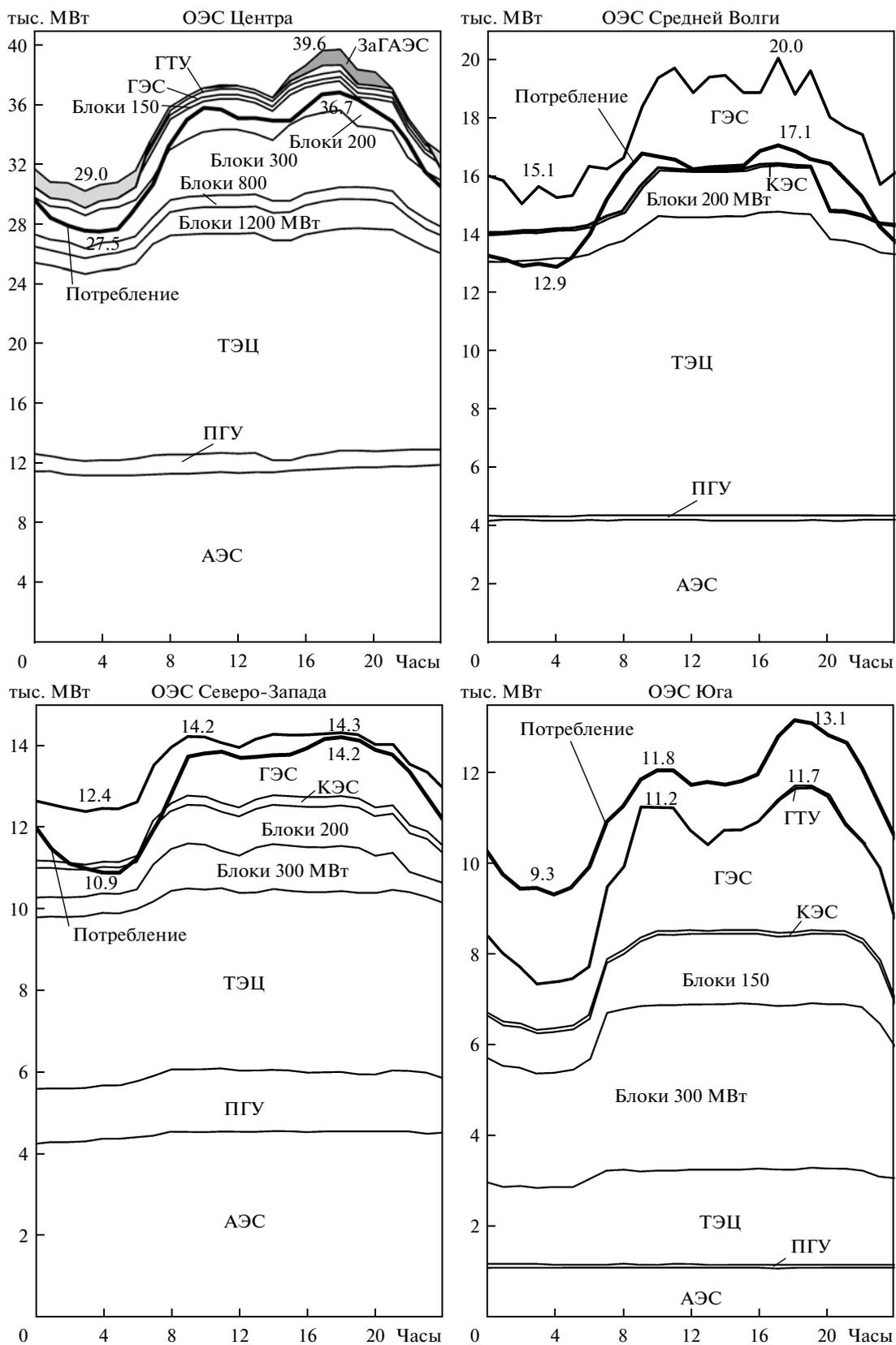


Рис. 1. Структура покрытия зимнего рабочего графика нагрузки (16.12.2009) в ОЭС европейской части России

траты, связанные с изменением удельных расходов топлива и отпуска электроэнергии по сравнению с вариантом работы этих источников в базовом режиме, пиковую же нагрузку покрывают ГТУ. Все варианты приведены к равному энергетическому эффекту во всех зонах графика электрической нагрузки.

Исходная информация

В качестве исходной информации для оценки сравнительной эффективности вариантов используются технико-экономические показатели генерирующих источников и условия их функционирования.

Удельные капиталовложения в АЭС принимались 2000 дол/кВт, в пиковые ГТУ – 400 дол/кВт, в гидроаккумулирующие электростанции – от 1000 до 1500 дол/кВт мощности в генераторном режиме, а КПД гидроаккумулирования – 75% [3, 6, 7].

Современные уровни КПД и удельных капиталовложений в электрохимические водородные и пароводородные надстройки АЭС оценивались по известным публикациям для относительно малых единичных мощностей, на перспективу оценка этих показателей осуществлена экспертно с учетом тенденций изменения их за последние годы. Например, по данным [8], удельные капиталовложения в электролизные установки HOGEN (США) мощностью 10–15 кВт составляли 11800 дол/кВт, в установку HGM-2000 (США) мощностью 300 кВт снились более чем в 9 раз – до 1200 дол/кВт. Удельные капиталовложения в электролизные установки российского производства снились с 1220 дол/кВт для БЭУ-125 мощностью 625 кВт до 530 дол/кВт в установку ФВ-500М единичной мощностью 3000 кВт, т.е. в 2.3 раза [8]. Современный уровень КПД электролизных установок принимался равным 60%, перспективный – 75–85% [9].

Подобная ситуация складывается и с электрохимическими генераторами (ЭХГ). За последние 10 лет стоимость ЭХГ снизилась с 15 до 1.5 тыс. дол/кВт, в ближайшем будущем стоимость отечественных разработок может снизиться до 300–500 дол/кВт, зарубежных образцов – до 200 дол/кВт и менее [10]. Реализованный КПД производства электроэнергии водородно-кислородными топливными элементами составляет 40–65%, перспективный – 60–70% [10].

С учетом сказанного удельные капиталовложения в электролизные установки, компримирование и временное хранение водорода и кислорода оценивались в 770 дол/кВт в настоящее время, а в перспективе они могут снизиться до 300 дол/кВт. Коэффициент полезного действия аккумулирования такого комплекса может возрасти с 54 до

68%, причем КПД электролизеров принимался 60% в настоящее время и 75% – на перспективу [9].

Удельные капиталовложения в топливные элементы варьировались (от современных показателей до перспективных) в пределах от 1500 до 700 дол/кВт, а КПД электрохимического генератора – от 40 до 70% [10].

В целом КПД электрохимического водородного цикла использования внепиковой электроэнергии оценивался на современном уровне – 20%, на перспективу – 47%, удельные капиталовложения соответственно 4500 и 2250 дол/кВт.

Коэффициент полезного действия пароводородного цикла (электролиз воды, компримирование, временное хранение водорода и кислорода, использование водородного топлива для перегрева свежего пара АЭС и получение дополнительной пиковой мощности) оценивается в пределах 25 и 40%, а удельные капиталовложения в пиковую мощность – 2000 и 1000 дол/кВт соответственно на современном и перспективном уровнях.

В качестве топлива действующих КЭС, ПГУ и ТЭС, используемых для разгрузки в часы ночного провала нагрузки, и пиковых ГТУ рассматривался природный газ по цене равновесной с мировыми ценами. Динамика стоимости газообразного топлива на перспективу принималась исходя из следующих соображений.

По данным [11], прогнозная цена на газ, экспортируемый в страны Европы, рассчитанная исходя из взаимосвязи цен на нефть и природный газ при условии, что производство жидких углеводородов и добыча сланцевого газа становятся неубыточными, за период с 2010 по 2030 г. возрастет с 300 до 720 дол/тыс. м³ при росте стоимости нефти за этот период также в 2.4 раза.

С учетом транспортных издержек на природный газ от границы России до границы Германии (в размере 30 дол/тыс. м³) [12] и вывозной пошлины (30% таможенной стоимости) внутренняя цена на газ в европейской части России, равновесная с мировыми ценами за период с 2010 по 2030 г. возрастет с 210 до 530 дол/тыс. м³ (рис. 2). Принято, что внутренняя цена на ядерное топливо за рассматриваемый период увеличится в 1.6 раза.

Условия размещения ГАЭС и водородных надстроек на АЭС рассматривались следующим образом:

1. ГАЭС и водородные технологии располагаются в непосредственной близости от АЭС, и электроэнергию для зарядки – гидроаккумулирования и электролиза воды в часы ночного провала нагрузки получают на генераторном напряжении по топливной составляющей затрат на атомной станции [0.774 цент/(кВт · ч)] или по полным

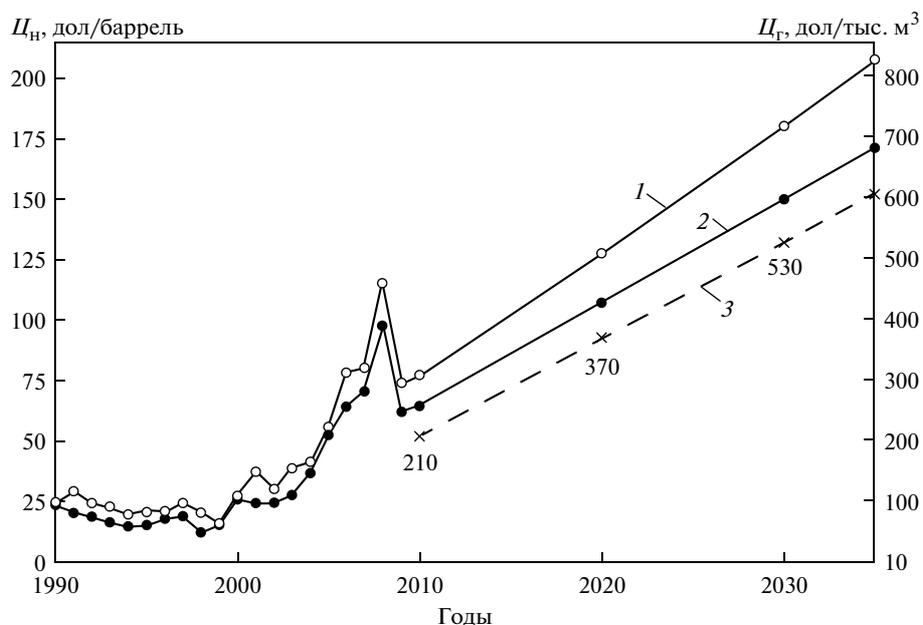


Рис. 2. Прогноз цен на нефть (U_n) и на газ (U_g).
 1 – среднегодовая цена на газ в Европе CIF, дол/тыс. м³; 2 – среднегодовая цена на нефть марки Brent, дол/баррель;
 3 – внутренняя цена на природный газ в России, равновесная с мировыми ценами

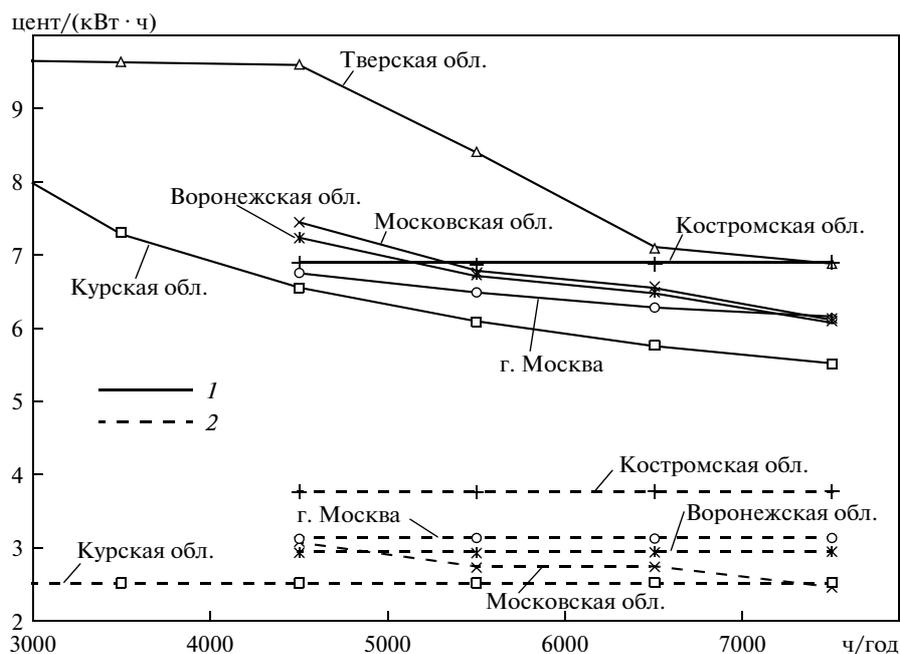


Рис. 3. Тарифы на электроэнергию, отпущенную прочим потребителям в 2010 г., дифференцированные по числу часов использования заявленной мощности.
 1 – тариф на электроэнергию (стоимость + услуги по передаче); 2 – услуги по передаче электрической энергии на напряжении 110 кВ

удельным затратам на электроэнергию на АЭС [4.86 цент/(кВт · ч)]. Затраты по передаче электроэнергии по электрическим сетям в этих вариантах отсутствуют.

2. ГАЭС размещается на значительном расстоянии от АЭС. В этом случае тарифы на электроэнергию для зарядки ГАЭС включают в себя средневзвешенную стоимость электроэнергии и услуги

по ее передаче, сбытовую надбавку гарантирующего поставщика и инфраструктурные платежи. Анализ этих составляющих тарифа на электроэнергию для энергосистем ОЭС Центра за 2010 г. показал следующее (рис. 3).

Услуги по передаче электроэнергии, оплата потерь в сетях, сбытовая надбавка и прочие платежи по отдельным энергосистемам для населения колеблются в пределах (в пересчете на центы) от 2.6 до 3.8 цент/(кВт · ч), средневзвешенная стоимость электроэнергии для прочих потребителей – в пределах от 3 до 4.5 цент/(кВт · ч). Суммарный тариф при числе часов использования заявленной мощности, равном 4500 ч/год, составляет 6.5–7.5 цент/(кВт · ч).

С учетом сказанного в расчетах услуги по передаче электроэнергии принимались в размере 3.5 цент/кВт, а стоимость электроэнергии от АЭС, так же как и в первом случае, – по топливной составляющей или по полным затратам на электроэнергию. Тогда стоимость электроэнергии для зарядки ГАЭС с учетом услуг по ее передаче соответственно составит 4.274 и 8.36 цент/(кВт · ч).

Исходя из анализа показателей суточных графиков электрических нагрузок энергосистем, продолжительность снижения внепиковой ночной мощности, равную полупиковому диапазону регулирования суточного графика нагрузки, принимали 7 ч/сут, использования пиковой мощности – 5.5 ч/сут. Норму дисконта устанавливали равной 0.1, горизонт расчета – 26 лет.

Результаты оценки сравнительной эффективности покрытия пиковых нагрузок

Сравнительная эффективность вариантов покрытия пиковых нагрузок оценивалась по разнице в стоимости пиковой электроэнергии, получаемой от ГАЭС и других рассматриваемых источников (табл. 2). Здесь предполагается заданной структура генерирующих мощностей, за исключением пиковых источников энергии, которые необходимо выбрать, исходя из возможности использования ночной избыточной электроэнергии АЭС. При этом положительное значение разности свидетельствует об эффективности рассматриваемого варианта по сравнению с ГАЭС.

Из табл. 2 следует, что наиболее эффективным вариантом покрытия пиковых нагрузок и обеспечения базовой нагрузкой АЭС является вариант разгрузки конденсационных энергоблоков ТЭС в часы ночного провала нагрузки, если они имеются в структуре генерирующих мощностей, а пиковую нагрузку покрывают ГТУ. Разница в стоимости пиковой электроэнергии ГАЭС и данного варианта максимальная при всех вариациях исходных данных.

Разгрузка ПГУ также эффективна при всех вариациях принятых исходных данных, но менее эффективна, чем разгрузка КЭС.

Вариант принудительной разгрузки ТЭЦ путем передачи тепловой нагрузки РОУ эффективен при всех вариантах, кроме минимальной стоимости электроэнергии для аккумуляирования и минимальных удельных капиталовложениях в ГАЭС.

Разгрузка АЭС эффективнее варианта ГАЭС при максимальной стоимости электроэнергии для гидроаккумуляирования и максимальных удельных капиталовложениях в ГАЭС.

Использование внепиковой электроэнергии для электротеплоснабжения по эффективности подобно варианту разгрузки АЭС и покрытию пиковой нагрузки ГТУ, т.е. при максимальной стоимости электроэнергии для гидроаккумуляирования и максимальных удельных капиталовложениях в ГАЭС.

Производство пиковой электроэнергии путем внедрения водородных технологий на АЭС при современном уровне КПД и удельных капиталовложениях в их сооружении неэффективно по сравнению с вариантом строительства гидроаккумуляующих электростанций.

При перспективных технико-экономических показателях пароводородный цикл эффективен при минимальных затратах на электроэнергию и максимальных удельных капиталовложениях в ГАЭС (см. табл. 2).

Как отмечалось, мощностей ПГУ и КЭС на перспективу (с учетом демонтажа последних) недостаточно для обеспечения базовой нагрузкой АЭС в регионах. Глубокая разгрузка теплоэлектроцентралей, особенно в зимнее время, когда теплофикационные отборы полностью загружены, маловероятна. Например, в зимний период 2010 г. разгрузка ТЭЦ в ОЭС Центра составляла 8–12% их номинальной мощности. Организация принудительной разгрузки ТЭЦ с передачей тепловых нагрузок теплофикационных отборов на РОУ за счет острого пара связана с некоторыми проблемами эксплуатационного характера и пока широкого применения не получила.

Ежесуточная глубокая разгрузка самих атомных электростанций в часы ночного провала электрической нагрузки теоретически возможна, но нецелесообразна. Имеются предположения, что при ежесуточной глубокой разгрузке мощных энергоблоков АЭС кроме роста удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии повысятся затраты на капитальный и текущий ремонт энергоблоков, увеличатся простои оборудования при ремонтах, снизятся сроки службы оборудования.

Таблица 2. Сравнительная эффективность покрытия пиковых нагрузок в вариантах обеспечения базовой нагрузкой АЭС

Вариант	Стоимость электроэнергии для зарядки ГАЭС, цент/(кВт·ч)							
	$S_{э\text{э}} = 0.774, S_{\text{сеть}} = 0$		$S_{э\text{э}} = 0.774, S_{\text{сеть}} = 3.5$		$S_{э\text{э}} = 4.86, S_{\text{сеть}} = 0$		$S = 4.86, S_{\text{сеть}} = 3.5$	
	1000	1500	1000	1500	1000	1500	1000	1500
Удельные капиталовложения в ГАЭС, дол/кВт								
(АЭС-база + ГАЭС) – (АЭС-база + КЭС-разгрузка + ГТУ)	+4.71*	+7.41	+9.38	+12.08	+9.17	+11.87	+13.84	+16.54
(АЭС-база + ГАЭС) – (АЭС-база + ПГУ-разгрузка + ГТУ)	+1.05	+3.75	+5.72	+8.42	+5.51	+8.21	+10.18	+12.88
(АЭС-база + ГАЭС) – (АЭС-база + ТЭЦ-разгрузка + ГТУ)	-2.43*	+0.27	+2.24	+4.94	+2.03	+4.73	+6.7	+9.4
(АЭС-база + ГАЭС) – (АЭС-разгрузка + ГТУ)	-5.91	-3.21	-1.24	+1.46	-1.45	+1.25	+3.22	+5.92
(АЭС-база + ГАЭС) – (АЭС-база + электротеплоснабжение + ГТУ)	-6.83	-4.13	-2.16	+0.54	-2.37	+0.33	+2.3	+5.0
	(АЭС-база+ ГАЭС) – (АЭС-база + ЭХВЦ)							
Современные ЭХВЦ ($\eta = 20\%$, $K_{\text{уд}} = 4500$ дол/кВт)	-27.87	-25.17	-23.2	-20.5	-40.14	-37.44	-34.47	-32.77
Перспективные ЭХВЦ ($\eta = 47\%$, $K_{\text{уд}} = 2250$ дол/кВт)	-10.43	-7.73	-5.76	-3.06	-13.09	-10.39	-8.42	-5.72
	(АЭС-база + ГАЭС) – (АЭС-база+ПВЦ)							
Современные ПВЦ ($\eta = 25\%$, $K_{\text{уд}} = 2000$ дол/кВт)	-9.57	-6.87	-4.9	-2.2	-9.49	-6.79	-4.82	-2.12
Перспективные ПВЦ ($\eta = 40\%$, $K_{\text{уд}} = 1000$ дол/кВт)	-1.89	+0.81	+2.78	+5.48	-5.86	-3.16	-1.19	+1.51

* Знак “+” указывает на то, что ГАЭС неэффективна, знак “-” – ГАЭС эффективна.

Высокая капитальная составляющая стоимости производимой на АЭС энергии, относительно низкая стоимость топлива и стремление к повышению эксплуатационной надежности основного оборудования – все это предопределяет необходимость и целесообразность их функционирования в базовом режиме нагрузки. Для этого предусматривается развитие гидроаккумулирующих электростанций [1]. Однако в перспективе капиталовложения в их строительство будут увеличиваться в связи с тем, что наиболее удобные ландшафтные условия для их размещения уже использованы, а экологические требования к ним будут повышаться. Например, по предварительным проектным оценкам удельные капиталовложения в предлагаемые к сооружению в ОЭС Центра ГАЭС составляют: Курской – 1950 дол/кВт, Центральной – 2020 дол/кВт, Генутьевской – 2170 дол/кВт [3]. С такими показателями конкуренцию ГАЭС составят варианты пароводородной надстройки АЭС с перспективными показателями, а в некоторых случаях – электротеплоснабжение с покрытием пиковых нагрузок ГТУ.

Поэтому необходимо проведение научно-исследовательских, опытно-конструкторских, поисковых работ по созданию, совершенствованию, обоснованию оптимальных параметров всех возможных способов обеспечения базовой нагрузкой АЭС, в том числе за счет комбинирования водородных технологий с циклами АЭС. Увеличение единичной мощности, снижение удельных капиталовложений, повышение КПД электролиза воды, хранения и использования водорода в топливных элементах, в тепловой схеме АЭС, увеличение срока службы водородных технологий – все это может сделать их конкурентоспособными по сравнению с ГАЭС.

Выводы

1. Значительная суточная и недельная неравномерность электропотребления в ОЭС Северо-Запада, Центра и Юга и планируемое существенное увеличение доли атомных электростанций в структуре генерирующих мощностей региона неизбежно вызовут трудности в регулировании нагрузки.

2. Для эффективного развития и функционирования АЭС в европейской части страны необходимо обеспечение их базовой нагрузкой, в частности посредством выравнивания суточных графиков нагрузки за счет использования внепиковой электроэнергии потребителями-регуляторами.

3. В качестве потребителей-регуляторов для выравнивания суточных графиков электрической нагрузки можно использовать:

гидроаккумулирование в часы ночного провала нагрузки и покрытие пиковых нагрузок от ГАЭС;

электролиз воды и производство водорода, кислорода с последующим использованием их для производства пиковой электроэнергии в электрохимических генераторах или в цикле влажно-паровых АЭС в целях перегрева свежего пара и выработки дополнительной (пиковой) мощности – технология ПВЦ;

использование внепиковой электроэнергии для электротеплоснабжения и покрытия пиковой нагрузки за счет ГТУ.

4. Проведенная оценка разницы в стоимости пиковой электроэнергии при различных вариантах обеспечения базовой нагрузкой АЭС по сравнению с ГАЭС показала, что:

наименьшие затраты требуются на пиковую электроэнергию от ГТУ в вариантах разгрузки энергоблоков КЭС и ПГУ, но их мощностей в европейской части России недостаточно для обеспечения базовой нагрузкой АЭС;

внедрение водородных технологий на АЭС при современном уровне их КПД и удельных капиталовложениях неэффективно и требует разработки нового оборудования; прогнозируемый рост КПД и снижение удельных капиталовложений позволят водородным надстройкам АЭС конкурировать с ГАЭС в недалеком будущем.

Список литературы

1. **Генеральная** схема размещения электроэнергетики до 2020 г. Одобрена распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2008 г. № 215-р.
2. **Индикаторы** работы ЕЭС/ОЭС // URL: www.so-ups.ru.
3. **Оценка** экономической эффективности ГАЭС в сочетании с АЭС / Е.А. Волкова, В.И. Урванцев, В.С. Шульгина, И.И. Паринов // Электрические станции. 2009. № 6. С. 16–21.
4. **Эффективность** обеспечения базовой нагрузкой АЭС за счет разгрузки тепловых электростанций / Р.З. Аминов, А.Ф. Шкрет, Е.Ю. Бурденкова, М.В. Гариевский // Труды Академэнерго. 2010. № 1. С. 23–33.
5. **Методические** рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбор для финансирования. М., 1994.
6. **О целевом** видении стратегии развития электроэнергетики России на период до 2030 года. М.: ОИВТ РАН, 2007.
7. **Заработают** на дефиците. “Технопромэкспорт” и “ГидроОГК” потеснят “Мосэнерго” на столичном энергетическом рынке // Ведомости. 2007. 10 июля. № 125 (1899).
8. **Марченко О.В., Соломин С.В.** Анализ эффективности производства водорода с использованием

-
- ветроэнергетических установок и его использования в автономной энергосистеме // Intern. Sci. J. Alternative Energy and Ecology. 2007. № 3 (47). P. 112–118.
9. **Электролизеры** с твердым полимерным электролитом для разложения воды / В.М. Подледнев, Ю.В. Морозов, В.Н. Фатеев, В.И. Поремский // Технология машиностроения. 2005. № 1. С. 55–57.
10. **Коротеев А.С., Миронов В.В., Смоляров В.А.** Перспективы использования водорода в транспортных средствах // Intern. Sci. J. Alternative Energy and Ecology. 2004. № 1 (9) // http://isjaee.hydrogen.ru/pdf/1_2004koroteev.pdf.
11. **Голоскоков А.Н.** Прогноз цены на нефть и перспективы формирования нового механизма ценообразования на газ // Нефтяное дело. 2010 // www.ogbus.ru/authors/Goloskokov/Goloskokov_3.pdf.
12. **Давид Тарр и Питер Томпсон.** Достоинство двойственного установления цен на природный газ России // Всемирный банк. 2003 // www.wds.worldbank.org.