

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПУТИ МОДЕРНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА БАЙКАЛЬСКОГО РЕГИОНА: ГЕОЭКОНОМИЧЕСКИЙ АСПЕКТ

В современном мире наблюдается постоянный рост потребности в электроэнергии. Ее недостаток является главным лимитирующим фактором социально-экономического развития и обуславливает необходимость модернизации всего электроэнергетического хозяйства и развития альтернативной энергетики. Однако эффективность последней, на современном уровне технологического развития, остается недостаточно высокой, что на первый план выводит необходимость интенсификации существующей традиционной энергетики. Байкальский регион в этом смысле обладает мощнейшим потенциалом, дающим возможность эффективно участвовать в глобальных конкурентных отношениях, а также в различных инфраструктурных проектах континентального уровня. Обратной стороной такого вектора развития являются потенциальные экологические риски. Поэтому в статье проведен анализ энергообеспеченности Байкальского региона и рассмотрены некоторые направления по развитию экологически эффективного энергетического хозяйства. На основе анализа ресурсной обеспеченности, предложено развитие тепловой электроэнергетики на основе ВУТ, как альтернатива расширения традиционных видов генерации, сопряженных с серьезными экологическими рисками.

Ключевые слова: Байкальский регион, региональная экономика, электроэнергетика, геоэкономика, геоэкономический регион.

M.L. Bagaynikov

CURRENT STATE AND WAYS OF MODERNIZATION OF THE ELECTRIC POWER COMPLEX OF THE BAIKAL REGION: GEOECONOMIC ASPECT

In the modern world there is a constant increase in the demand for electricity. Its lack is the main limiting factor of socio-economic development and causes the need for modernization of the entire electric power economy and the development of alternative energy. However, the efficiency of the latter, at the modern level of technological development, remains insufficiently high, which brings to the fore the need to intensify the existing traditional energy. The Baikal region in this sense has the most powerful potential, which makes it possible to effectively participate in global competitive relations, as well as in various infrastructure projects of the continental level. The back side of this vector of development are potential environmental risks. Therefore, the article analyzes the energy supply of the Baikal region and discusses some directions for the development of an ecologically efficient energy economy. Based on the analysis of resource availability, it is proposed to develop thermal power industry based

on water-coal fuel, as an alternative to expanding traditional generation types associated with serious environmental risks.

Keywords: Baikal region, regional economy, electric power industry, geoeconomics, geoeconomic region.

Базовыми, системообразующими отраслями хозяйственного комплекса Байкальского региона выступают электроэнергетика, цветная металлургия, нефтегазохимия, лесопереработка, горнодобывающий комплекс, машиностроение и металлообработка, сельское хозяйство, пищевая промышленность. Кроме того, в связи с открытием в регионе месторождений нефти и газа, положено начало развитию нефтегазодобывающей промышленности.

Ведущей и связующей отраслью хозяйства Байкальского региона является электроэнергетика, сформированная на базе гидроэнергии р. Ангара и углей угленосных районов Иркутской области, Бурятии и Монголии, а также угольных месторождений Красноярского и Забайкальского края, откуда продукция поставляется, в том числе на региональные теплоэлектростанции. Поэтому задача поступательного и устойчивого развития электроэнергетики региона, совершенствование ее инфраструктуры постоянно находится в центре внимания государства.

Ускоренное развитие энергетической инфраструктуры дает импульс экономическому развитию региона, только в тех случаях, когда имеются дополнительные факторы роста, к числу которых можно отнести:

- наличие первичных энергетических и других ресурсов;
- наличие местных и зарубежных потребителей электроэнергии;
- развитый рынок труда и др.

Отсутствие некоторых из вышеперечисленных дополнительных предпосылок может существенно снизить эффект от развития энергетической инфраструктуры, а в худшем случае свести его на нет [1].

На территории Байкальского региона электроэнергию вырабатывают четыре гидроэлектростанции (Братская ГЭС, Иркутская ГЭС, Усть-Илимская ГЭС – на р. Ангара и Мамаканская ГЭС – на р. Мамакан) общей мощностью 9,5 ГВт, а также 17 теплоэлектростанций с суммарной энергетической мощностью – 4,1 ГВт. Четвертой нижней ступенью ангарского каскада является Богучанская ГЭС, установленной мощности 3 ГВт. Административно станция находится на территории Красноярского края (Кежемский район), однако сток реки на ее месте зарегулирован оз. Байкал, Иркутским, Братским и Усть-Илимским водохранилищами, то есть с точки зрения гидрографии ГЭС находится на территории Байкальского региона.

Кроме того, на территории Республики Бурятия эксплуатируются Гусинозерская ГРЭС и ТЭЦ-1 в г. Улан-Удэ, общей энергетической мощностью 1,3 ГВт. Таким образом, суммарная мощность электрогенерирующих предприятий Байкальского региона составляет порядка 15 ГВт, из которых более 63 % мощности приходится на гидроэнергетику. Более 90 % энергогенерирующих мощностей Байкальского региона расположено на территории Иркутской области, что объясняет низкую энергообеспеченность восточных территорий и накладывает серьезные ограничения на уровень экономического развития

Гидрологические особенности восточной провинции Байкальского региона и ее ландшафт затрудняют строительство и эксплуатацию гидроэлектростанций. Однако устойчивый рост энергодефицита в Республике Бурятия актуализировал вопрос развития гидроэнергетики, более того, в 1997 г. было подготовлено технико-экономическое обоснование проекта строительства Мокской ГЭС¹, а в 2007 г. ОАО «РусГидро» (на тот момент «ГидроОГК») была учреждена специальная «Корпорация развития Забайкалья». Проект включили в число инвестиционных программ «РусГидро» однако финансово-экономический кризис отложил его реализацию на неопределенный срок. Помимо самой ГЭС планировалось строительство ее контррегулятора – Ивановской ГЭС, проектной мощностью 210 МВт [2]. Кроме того, проблемой эксплуатации действующей энергосистемы Бурятии является значительный объем технических и коммерческих потерь в структуре энергопотребления, достигающих 13,5 % к общему полезному отпуску электроэнергии [3].

Одним из направлений повышения уровня обеспеченности республики электроэнергией может стать строительство и ввод в эксплуатацию второй очереди ТЭЦ-2 (г. Улан-Удэ), установленной мощности 840 МВт. В настоящее время станция работает в режиме пиковой котельной и вырабатывает только тепло (380 Гкал ч). Именно теплоэнергетика имеет большой потенциал развития благодаря наличию 10 месторождений бурого и 4 месторождений каменного угля.

Новые энергоемкие проекты «Русала» и «Роснефти», а также периодически возникающие сложности с водностью рек, прямо влияющей на гидроэнергетику, и таят риски возникновения в регионе энергодефицита. Это привело к лоббированию энергокомпаниями проектов по модернизации существующих ТЭС [4].

Поскольку географически Байкальский регион не ограничивается лишь территорией, принадлежащей России, а включает в себя и часть сопредельной территории Монгольской республики (по водосборной системе оз. Байкал), то большой интерес вызывает состояние ее электроэнергетического комплекса. Ядро энергосистемы Монголии составляют пять теплоэлектростанций мощностью от 20 до 480 МВт, которыми вырабатывается более 94 % всей электроэнергии. Около 70 % всей вырабатываемой электроэнергии приходится на ТЭЦ-4 (установленной мощности 480 МВт), расположенной в г. Улан-Батор. Таким образом, установленная мощность электростанций энергосистемы республики составляет 825 МВт, в то время как располагаемая не превышает 648 МВт. В условиях стремительного развития промышленного комплекса региона, прежде всего, горнодобывающей отрасли, представленной предприятиями угольной, золотодобывающей, медно-молибденовой, плавикошпатовой и другими производствами, предъявляет повышенные требования к электропотреблению и требует ввода в эксплуатации новых энергогенерирующих мощностей. Например, пико-

¹ Проект ГЭС на р. Витим (правый приток р. Лена) мощностью 2010 МВт. После пересмотра проекта планируемая мощность была снижена до 1 200 МВт.

вая мощность зимнего максимума может достигать 800 и более МВт (при располагаемой – 648 МВт), поэтому недостающая мощность обеспечивается импортом из иркутской энергосистемы. [5]. Это подтверждает необходимость формирования единой, в рамках Байкальского региона, энергетической системы, способной значительно повысить уровень энергетической устойчивости и безопасности территории.

Для улучшения положения в сфере электроэнергетики властями Монголии рассматриваются планы строительства целого ряда электростанций. Среди проектов, имеющих особую значимость для страны, можно отметить: 1) ТЭЦ-5 г. Улан-Батора, мощностью 800 МВт; 2) электростанция на меднорудном месторождении Оюутолгой, проектной мощности 350–450 МВт; 3) электростанция на угольном месторождении Тавантолгой мощностью 20 МВт; электростанция на угольном месторождении Боорэлжуут мощностью 300 МВт; 4) мощная экспортная электростанция на угольном месторождении Шивэ-Овоо мощностью 4 800 МВт; 5) ряд других станций суммарной проектной мощности примерно 50 МВт [6].

Развитие монгольских гидроэнергетических проектов в водосборной системе оз. Байкал¹ в настоящее время не имеет перспектив реализации, поскольку натолкнулось на активное противодействие российской стороны и экологов.

Поскольку строительство ГЭС в Монголии сопряжено с экологическими рисками и необходимостью поиска компромиссов с российской стороной в вопросах трансграничного использования водных ресурсов, то развитие теплоэнергетики остается одним из главных приоритетов, тем более что Монголия обладает крупнейшими запасами угля (геологические запасы превышают 160 млрд т²), достаточно равномерно распределенными по территории страны [7].

Помимо тепло- и гидроэнергетики перспективным направлением развития энергосистемы Монголии может считаться использование возобновляемых источников энергии, прежде всего, энергии солнца и ветра. Природно-климатические условия страны способствуют развитию таких видов энергетики, однако достигнутый технологический уровень не позволяет значительной увеличить их долю в энергобалансе страны. Тем не менее, возобновляемая энергетика развивается. Например, компания Newcom подготовила проект ветроэлектростанции мощностью 50 МВт, которая впоследствии будет подключена к Центральной энергосистеме (ЦЭС) страны. Предполагается, что станция будет производить около 5 % всей электроэнергии страны [8].

Определенные перспективы имеет и строительство солнечных электростанций, особенно в южной части Монголии, в пустыне Гоби. Такие проекты до-

¹ ГЭС «Шурэн» на р. Селенга, проект строительства которой поддерживался Кувейтским фондом по арабскому экономическому развитию и проектом Всемирного банка по поддержке инфраструктуры горнорудного сектора. Эгийская ГЭС на р. Эгийн-Гол, левом притоке р. Селенга. А также проекты строительства ГЭС на реках Артсат и Орхон.

² Месторождение «Тавантолгой» (подтвержденные запасы коксующегося угля – 6,4 млрд т); месторождение «Хошоот» (производственный резерв коксующегося угля – 97 млн т); месторождение «Тугруг нуур» (геологические запасы бурого угля – 6,8 млрд т); месторождение «Шивээовоо» (производственный резерв бурого угля – 564,1 млн т); месторождение «Баянжаргал» (предварительные запасы бурого угля – 347 млн т) и др.

вольно активно продвигаются, их разработчиками выступают компании – мировые лидеры в области производства гелиоустановок (Bohemia group, Gany-medes, Hyosun). Согласно принятой в 2005 г. «Национальной программе возобновляемых источников энергии на 2005–2020 гг.», доля возобновляемых источников энергии должна увеличиться до 20 % суммарной мощности электроэнергии. Будут ли достигнуты, установленные программой показатели, покажет время, однако по данным за 2012 г., доля мощности, приходящаяся на возобновляемые источники, составила лишь 4,5 %. [8]. В связи с вышеперечисленным наиболее перспективным направлением развития энергосистем российских регионов и Монголии видится формирование единой макрорегиональной энергосети как звена более крупных региональных и субконтинентальных и континентальных энергосетей.

Для энергетической системы Байкальского региона значимым этапом формирования региональной энергосети может стать интеграция с перспективными национальными и международными энергосистемами, например, энергомоном «Сибирь – Урал – Центр»¹ и азиатским международным мегапроектом – «Энергетическое суперкольцо», объединяющим энергосистемы России, Монголии, Китая, Республики Корея и Японии.

Проект энергомона «Сибирь – Урал – Центр» и место, которое может в нем занять энергосистема Байкальского региона, является вопросом, имеющим важное значение в контексте стратегического развития национальной энергетической инфраструктуры и инфраструктуры ее региональных подкомплексов. Актуальность этого вопроса обусловлена необходимостью создания единого социально-экономического пространства путем хозяйственной интеграции всех регионов России, в том числе Восточной Сибири и Дальнего Востока, который может быть решен с помощью формирования транспортно-энергетической и информационно-институциональной инфраструктуры [10]. Хозяйственная интеграция предполагает также отказ от концепции ресурсного глобализма в пользу регионализма. Данный постулат в полной мере соответствует последним мировым тенденциям, когда мировое хозяйство постепенно фрагментируется по региональному принципу, а мирохозяйственное взаимодействие осуществляется, преимущественно, между глобализированными региональными хозяйственными структурами.

Сам проект энергомона «Сибирь – Урал – Центр» в национальном масштабе призван повысить энергообеспеченность индустриально развитых регионов Урала и обеспечить необходимой энергией центральные регионы России, а «регионам-энергодонорам» способен дать мощный импульс для развития хозяйственной системы. Разработка этого масштабного инфраструктурного проекта по переброске электроэнергии была начата в 1970-х гг. в СССР. В 1986 г. по территории Казахстана была проложена первая в мире ЛЭП сверхвысокого напряжения (1 150 КВТ), которая должна была стать частью энергомона из Азии в Европу. Однако исчезновение СССР и последовавшая за этим череда экономи-

¹ Проект передачи электроэнергии от угольных КЭС и ГЭС Восточной Сибири в европейскую часть России.

ческих «преобразований», привели к тому, что реализация проекта была полностью свернута. Реинкарнация мегапроекта на ее идейном уровне началась в 2000-х гг., когда была признана неэффективность существующей разрозненной национальной энергосистемы с высоким уровнем дифференциации, как по уровню энергообеспеченности потребителей (предприятий и населения) разных регионов, так и по величине тарифов. Известно, что система централизованного энергоснабжения покрывает лишь треть территории страны, тогда как потребность в электроэнергии на большей части территории России, покрывается автономными энергоустановками, работающими на дорогом дорогом топливе [10].

Поскольку основной объем дешевой электроэнергии вырабатывается именно в Сибири, то очевидным видится необходимость прокладки энергетических магистралей «восток – запад». Согласно прогнозу Министерства энергетики РФ, к 2030 г. потребность экономики страны в электроэнергии составит порядка 60 ГВт, две трети из которых придется на долю Центральной России. Поэтому реализация проекта переброски электроэнергии с востока страны на запад лишь вопрос времени.

Расчеты, проведенные по методикам ФСК ЕЭС¹, показали наличие преимуществ в долгосрочной перспективе проекта переброски электроэнергии из Сибири в Европу по сравнению с транспортировкой топлива для существующих и перспективных электростанций, работающих на угле и газе [11]. Кроме того, поставки электроэнергии позволят существенно разгрузить железную дорогу, благодаря сокращению объемов внутренних перевозок угля, что благоприятно скажется на транзитных возможностях территории России в условиях усиления глобальной конкуренции в сфере трансконтинентальных грузоперевозок.

В перспективе целесообразным видится прокладка энергомагистрали в виде высоковольтной линии (в том числе постоянного тока) не только в западном направлении, но и в восточном – к побережью Тихого океана, а оттуда к Японским островам, что позволит замкнуть планируемое азиатское энергетическое кольцо. При этом северная дуга в обе стороны будет обеспечиваться энергоустановками Байкальского региона, что позволит занять выгодное геоэкономическое положение.

Вместе с тем энергетическому хозяйству Байкальского региона свойственен и целый ряд проблем, главной из которых является значительный средний возраст энергетического оборудования и чрезмерно высокий уровень морального и физического износа, что препятствует эффективному участию региона в геоэкономической конкуренции. Например, средний возраст турбоагрегатов, турбокотлов и генераторов энергосистемы Сибири варьирует в среднем в пределах от 35 до 45 лет. При этом наибольший средний срок службы основного оборудования (свыше 45 лет) имеют ПАО «Иркутскэнерго», ПАО «Красноярская ГЭС», АО «Региональные электрические сети», г. Новосибирск [12].

Реализация проекта энергомагистрали «Сибирь – Урал – Центр» в настоящее

¹ ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы».

время задача трудновыполнимая, однако сулящая большие перспективы в контексте формирования единой энергосистемы страны, а также способствующая более глубокой интеграции хозяйственного комплекса Байкальского региона.

Развитие взаимоотношений в области электроэнергетики может стать институциональной основой формирования Байкальского геоэкономического региона, использующего свои гидроресурсы и запасы энергетических полезных ископаемых, для самоидентификации в глобальной системе экономических координат, что позволит продвинуться на пути создания восточного геоэкономического полюса России, играющего важную роль в решении задач становления народнохозяйственного комплекса страны в целом.

В случае реализации проекта «Азиатское энергетическое кольцо», в котором энергосистема Байкальского региона выступит как крупнейший поставщик электроэнергии, следует предусмотреть активное участие России в формировании энергетической инфраструктуры (распределительных станций, ЛЭП и т.п.) на территории третьих стран и, главное, юридическое закрепление своего участия в этих инфраструктурах. Кроме того, в условиях участия региона в глобальных сетевых энергетических проектах, значительно повышает требования к региональной энергетической инфраструктуре, с целью обеспечения стабильности ее функционирования и бесперебойного выполнения своих контрактных обязательств перед внутренними и иностранными потребителями. В связи с этим на повестку дня выходит вопрос модернизации генерирующего и сетевого хозяйства региона, в том числе основанной на применении инновационных подходов.

В современном мире, ценность фактора контроля ключевых инфраструктур за пределами страны постоянно возрастает, поскольку дает дополнительные геоэкономические преимущества и существенно сокращает транзакционные издержки. При этом связи между национальными экономиками существенно дополняются развитием взаимодействия на внутрикорпоративном уровне. Поскольку сбытовые системы ТНК имеют разветвленные международные сети, то предметом торговли на глобальных рынках становятся не товары как таковые, а доли добавленной стоимости в конечном продукте. Таким образом, возможность контролировать сбыт электроэнергии в рамках международных энергосетей, полностью соответствует современным тенденциям и позволяет получать дополнительные преимущества для национальной экономики. Данные UNCTAD¹ свидетельствуют, что почти треть всех трансграничных перемещений товаров осуществляется в рамках производственных сетей ТНК [13].

Таким образом, энергосистема Байкальского региона может играть роль опорной инфраструктуры, которая позволит эффективно интегрироваться и с национальной, и с глобальной хозяйственными системами посредством:

1) формирования единой региональной энергосистемы, сочетающей в себе генерирующие мощности, использующие энергию воды и тепла, причем доля последней, очевидно, будет неуклонно возрастать, по следующим причинам:

– во-первых, в следствие необходимости сохранения гидроресурсов Байкальского региона, как уникального ресурса мирового значения;

¹ UNCTAD – Конференция ООН по торговле и развитию

– во-вторых, благодаря наличию больших запасов энергетических углей и прогрессивных технологий, повышающих их калорийность и значительно сокращающих выбросы продуктов их сжигания;

2) интеграции с национальными энергетическими сетями (энергомостами) в качестве поставщика электроэнергии, что позволит полнее реализовать природно-ресурсный потенциал территории на внутреннем направлении;

3) интеграции с международными энергетическими маршрутами, что будет способствовать реализации геоэкономического потенциала территории и ее эффективному позиционированию, как глобального актора;

Однако дальнейший рост производства электроэнергии требует новых, более гибких подходов. Например, развитие гидроэнергетики региона практически достигла своего количественного предела. Это связано с тем, что экосистема р. Ангара и Приангарья уже подверглась существенным трансформациям, начиная с изменения ихтиофауны и заканчивая локальными климатическими изменениями: влажности воздуха, его среднегодовой температуры, естественного движения водных и воздушных масс и т.п., поэтому дальнейшее развитие гидроэнергетики региона сопряжено с дальнейшими изменениями окружающей среды. Кроме того, в результате строительства ГЭС был нанесен серьезный урон хозяйству региона, прилегающей к бассейну реки, прежде всего сельскому и лесному. Например, в результате строительства Ангарского каскада ГЭС (Иркутской, Братской и Усть-Илимской ГЭС) было затоплено более 194 тыс. га сельхозугодий, около 500 населенных пунктов, несколько десятков миллионов кубометров леса. Кроме того, в результате строительства электростанций на Ангаре, повысился уровень Байкала, что привело к затоплению порядка 100 га земли, 127 населенных пунктов, в том числе 9 городского типа. Строительство Богучанской ГЭС привело к затоплению еще 1494 км² земель, из которых 19,8 % пришлось на сельхозугодья и 75,7 % на лесные угодья, а также стоило Красноярскому краю и Иркутской области потерей 29 и 4 населенных пунктов соответственно (целый ряд из которых имел многовековую историю), а вместе с ними были утрачены ценнейшие исторические свидетельства жизни старожильческого населения Нижнего Приангарья. Также под водой оказались известные на скальные рисунки Аплинского порога и другие не менее важные свидетельства жизни древних людей.

Невозвратной стала потеря целого ряда артефактов эпохи палеолита – Ангарских писаниц, изученных и скопированных А.П. Окладниковым, ныне погребенных на дне Братского водохранилища. Кроме того, на дне Братского и Усть-Илимского водохранилищ оказались множество других исторических свидетельств жизни людей каменного века, так и не дождавшихся более подробного изучения. Таким образом, помимо огромного хозяйственного ущерба, строительство гидроэнергетических объектов сопряжено с колоссальным ущербом, который наносится культурно-исторической составляющей территории. Например, в ходе заполнения водохранилища Богучанской ГЭС.

Гидропотенциал р. Ангара оценивается в 94 млрд кВт · ч, в то время как действующие станции¹, вырабатывают порядка 65,3 млрд кВт · ч, поэтому с

¹ Включая Богучанскую ГЭС, вышедшую на полную мощность в 2015 г.

2006 г. начаты проектные работы по оценке строительства пятой ступени Ангарского каскада¹. В 2006 г. совет Администрации Красноярского края признал проект перспективным, что дало начало предпроектным работам для разработки технико-экономического доклада «Обоснование строительства Мотыгинской ГЭС». Согласно предварительным расчетам при вариантах значений НПУ (нормальный подпорный уровень) от 123 до 129 м общая площадь затопленных земель может составить от 10 520 до 17 394 га, из них земли сельхозугодий – от 1 691 до 2 324 га, земли поселений от 64 до 134 га, площадь лесов – 8 500 до 12 800 га [14].

Чрезмерное хозяйственное использование, способное повлечь за собой необратимые экологические последствия для экосистемы бассейна р. Ангары, в настоящее время видится нецелесообразным. В связи с этим требуются альтернативные подходы, с одной стороны, не препятствующие хозяйственному развитию территории, в том числе путем развития электроэнергетической инфраструктуры, с другой не оказывающие существенного негативного влияния на экологию региона. Г.И. Медведев, Н.Е. Бердникова и др. отмечают, что сегодня «...Ангара прекратила существование как природный композитный объект-феномен широкого междисциплинарного научного изучения, многообразного хозяйственного и культурного освоения, глубокого нравственного, патриотического, эстетического воспитания», поскольку протяженность участков сохранившегося речного течения между водохранилищами составляет всего 850 км. Более того, «...с вводом в эксплуатацию Кодинской (Богучанской) и Мотыгинской ГЭС Россия XX–XXI вв. довершит уникальную государственную (межрежимную!) акцию – полное плановое техногенное уничтожение одной из оригинальнейших, красивейших рек мира и ее вместилища – Большого разлома – с богатейшей летописью геологических событий и палеогеоморфологических построений протяженностью почти в 1 млрд лет (!), с миллионами былых человеческих судеб, овеященных в ископаемых остатках археологических культур» [15, с. 40].

При решении задач повышения энергообеспеченности территории, а также реализации ресурсного потенциала региона через участие в международных энергомаршрутах, внимание следует уделить развитию альтернативных гидроэнергетике видов генераций. Прежде всего, это касается развития теплоэнергетики, что обосновано наличием в регионе значительных запасов угля. В настоящее время на долю угля приходится лишь 23,1 % мирового потребления всех первичных источников энергии. Однако при этом мировые запасы угля в 5 раз превышают совокупные запасы нефти и газа [16; 17].

Современная угольная электроэнергетика России по сравнению с газовой и гидроэнергетикой, оказывает заметно большее негативное воздействие на антропоэкологическую систему. Отмечается, что величина вредных выбросов российскими ТЭС в 50 раз превышает нормы ЕС, при этом их КПД в среднем ниже на 10 %, а потребление топлива на старых станциях выше примерно на 30 % [18]. Также отечественные ТЭС потребляют порядка 90 % низкокачественных, необо-

¹ Название проектируемой ГЭС пока официально не существует. Используются такие наименования, как Гребенская ГЭС, Мотыгинская ГЭС или Выдумская ГЭС.

гащенных углей, что связано с особенностями основного и вспомогательного котельного оборудования, установленного, преимущественно, еще в СССР и спроектированного под угли конкретных месторождений. Даже частичное замещение проектного угля другими марками требует сложных и дорогостоящих мероприятий [19].

В настоящее время серьезной экологической проблемой, связанной с эксплуатацией российских угольных ТЭС, является накопление значительных объемов золошлаковых отходов (1,5 млрд т), требующих дополнительного землеотвода, и пыление которых загрязняют атмосферу, а в результате фильтрации водорастворимых тяжелых металлов – гидросферу и не только в зоне расположения, но и далеко за ее пределами [20; 21]. Но главные экологические угрозы связаны с выбросами в атмосферу CO_2 , оксидов серы, азота и летучей золы. Это ведет к загрязнению атмосферного воздуха (содержание тяжелых металлов в летучей золе может более чем в 10 раз превышать значения фоновой концентрации); загрязнению почвы солями тяжелых металлов и мышьяком, что ведет к превышению ПДК таких веществ как кадмий, хром, никель, свинец в сельскохозяйственной продукции; загрязнению поверхностных вод. Кроме того, актуальной остается проблема радиационного загрязнения территорий, прилегающих к угольным электростанциям [19]. Например, согласно данным многочисленных исследований, проведенных на отечественных ТЭС, концентрация изотопа урана ^{238}U в угле составляет 9–31 Бк/кг, в шлаке – 56–185 Бк/кг, в летучей золе – 70–370 Бк/кг; концентрация изотопа радия ^{226}Ra – 7–25, 20–166, 85–281 Бк/кг; концентрация изотопа тория ^{232}Th – 9–19, 59, 81–174 Бк/кг соответственно [22]. Все это требует внедрения инновационных экологически безопасных технологий в угольную электроэнергетику и обработку угля. Это актуально и для Байкальского региона, имеющего уникальную экосистему и требующего взвешенного подхода к развитию энергосистемы, учитывающего природно-ресурсный потенциал территории.

В целях повышения эколого-экономической эффективности теплоэнергетического комплекса Байкальского региона следует использовать наиболее прогрессивные технологии использования топлив (включая низкосортных, например, бурых углей). Такими направлениями развития теплоэлектроэнергетики может стать применение водоугольного топлива (ВУТ). По сравнению с традиционными способами пылеугольного и слоевого сжигания угля, его использование позволяет существенно снизить выбросы загрязняющих веществ. Например, в соответствии с результатами исследования проведенного С.А. Дужих и др., использование ВУТ позволяет снизить содержание пыли, сажи (г/м^3) – в 100–300 раз; SO_2 (мг/м^3) – в 12–50 раз; NO_x (мг/м^3) – в 6–15 раз; CO (мг/м^3) – в 6–50 раз, при этом доля несожженного угля в золе составляет не более 3–4 % [23].

А.Д. Рубан и др. отмечают, что ВУТ является высокорекреационным высококачественным и экологически чистым органическим топливом, пригодным к использованию как на крупных ТЭС с обеспечением трубопроводной доставки на достаточно большие расстояния, так и на ТЭС малой мощности (менее 1–2 МВт) с порционной доставкой топлива. Выбросы при использовании такого топ-

лива, согласно вышеупомянутым авторам, не содержат монооксид углерода, вторичные углеводороды, бенз(а)пирен и сажу, а также «летучую» золу. При этом выбросы в атмосферу твердых частиц, оксидов серы и азота в районе расположения ТЭС не превышает установленные ПДН [24].

Неоспоримым преимуществом ВУТ является возможность использования углей любых марок, начиная с обводненных бурых углей, заканчивая антрацитами. Это позволяет унифицировать угольное топливо и упростить логистику его доставки. Процесс производства данного вида топлива также не требует существенной переоснастки существующих обогатительных фабрик, поскольку для его производства требуются дробилки и грохоты, а для вторичного дробления при производстве гранулированного порошка и пылевидного угля, требуются роторные и молотковые дробилки. Для обогащения угля в наличии имеются сепараторы и гидроциклоны, а также различные устройства для смешивания угля с различными реагентами (как правило, пластификаторами для снижения вязкости, повышения гидрофильности и увеличения сольвантных оболочек вокруг частиц угля).

В ходе проведения экспериментальных исследований, Л.И. Мальцев отмечает, что степень выгорания ВУТ достигает 95–99 %, что почти вдвое больше чем при сжигании сухого угля. Однако испытания технологии в «большой» энергетике показали недоработку целого ряда составляющих ее компонентов:

- относительная сложность и дороговизна, при современных технологиях производства, подготовки ВУТ;
- нестабильность фракционного состава и характеристик конечной продукции;
- низкий ресурс сопел форсунок и общий недожог топлива [25].

Выявленные технологические проблемы позволили локализовать задачи доведения процесса до приемлемого эколого-экономического уровня.

Данная технология имеет выраженный экономический эффект, прежде всего вследствие снижения затрат на транспортировку топлива (замена железнодорожного транспорта на трубопровод) и общего повышения КПД работы электростанций (до 68–70 %), а Л.И. Мальцев утверждает, что при использовании ВУТ КПД котлов возрастает до 80–85 % [25; 26]. Применение ВУТ в электроэнергетике позволяет существенно снизить экологические риски ввиду значительного сокращения отходов по сравнению с традиционными технологиями, что особенно ценно для уникальной экосистемы Байкальского региона.

Список использованной литературы

1. Шокин И.Н. Методические вопросы анализа и перспективы развития электросетевого комплекса России / И.Н. Шокин, А.К. Моисеев, А.Г. Шураков, А.В. Панфилов // Научные труды: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН. 2010. № 8. С. 446–477.
2. Жертвы перестройки. Мокская ГЭС [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://blog.rushydro.ru/?p=2594>.

3. Борталевич С.И. Методические аспекты развития энергохозяйства Республики Бурятия в контексте энергетической программы страны / С.И. Борталевич // Вестник Бурятского государственного университета. 2012. № 2. С. 95–98.
4. Дятел Т. Сибирь на грани энергодефицита / Т. Дятел // Коммерсантъ. 2017. 18 сент. С. 7.
5. Воропай Н.И. Энергетическое сотрудничество Монголии и России: современное состояние и стратегические направления / Н.И. Воропай, Б.Г. Санеев, С. Батхуяг, Х. Энхжаргал // Пространственная экономика. 2013. № 3. С. 108–122.
6. Энхжаргал Х. Перспективные направления развития электроэнергетической системы Монголии / Х. Энхжаргал, С. Батмунх, В.А. Стенников // Энергетическая политика. 2012. Вып. 4. С. 70–81.
7. Монгольская геология и полезные ископаемые [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://mongolnow.com/mn-geo.html>.
8. Воропай Н.И. Энергетическое сотрудничество Монголии и России: современное состояние и стратегические направления / Н.И. Воропай, Б.Г. Санеев, С. Батхуяг, Х. Энхжаргал // Пространственная экономика. 2013. № 3. С. 108–122.
9. Бушуев В.В. Транспортно-энергетическая инфраструктура Евразии как основа ее устойчивого развития / В.В. Бушуев // Экономика региона. 2013. № 4. С. 142–150.
10. Мелокумов Е.В. Автотрофно-экологическая эффективность (полезность) и развитие альтернативной энергетики в проектировании экономики нового типа / Е.В. Мелокумов // Лесной вестник. 2011. № 2. С. 117–124.
11. Касаткина З. Энергомост из прошлого [Электронный ресурс] / З. Касаткина. Режим доступа: <http://www.sibenergetic.ru/Article/2230.html?PaperGid=98>.
12. Основные результаты функционирования объектов электроэнергетики в 2016 году. Итоги прохождения ОЗП 2016–2017 годов. Задачи на среднесрочную перспективу / под ред. зам. министра энергетики Рос. Федерации А.В. Черезова. 2017. 104 с.
13. Тимонина И.Л. Россия – Япония: реальный потенциал экономического взаимодействия / И.Л. Тимонина // Японские исследования. 2016. № 1. С. 20–31.
14. Обоснование инвестиций в строительство Мотыгинской ГЭС на р. Ангаре [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.rushydro.ru/file/main/global/company/invest/investprojects/6276.html/OVOS_MoGES_Kniga-1.pdf.
15. Медведев Г.И. Ископаемые литотехнологические отложения плейстоцена и голоцена в геоморфологических ситуациях антропогена Байкальской Сибири / Г.И. Медведев, Н.Е. Бердникова, Е.А. Липнина, С.А. Когай, Е.О. Роговский, Д.Н. Лохов // Известия Иркутского государственного университета. 2012. № 1 (1). С. 33–57.
16. World Energy Assessment. UNDP. New York, USA 2000.
17. Малышев Ю.Н. Уголь и альтернативная экологически чистая энергетика / Ю.Н. Малышев. М. : Изд-во Акад. гор. наук, 2000. 94 с.
18. Реконструкция и повышение энергоэффективности тепловых электростанций // Академия Энергетики. 2010. № 2. С. 24–29.
19. Сидорова Г.П. Экологическое воздействие угольных ТЭС на окружающую среду / Г.П. Сидорова, Д.А. Крылов, А.А. Якимов // Вестник ЗабГУ. 2015. № 9

(124). С. 28–38.

20. Кожуховский И.Е. Новые «чистые» технологии сжигания угля как фактор перспективного развития угольной энергетики России / И.Е. Кожуховский, А.С. Дмитриев, Е.Р. Говсиевич // Энергетик. 2008. № 7. С. 2–5.

21. Крылов Д.А. Микроэлементы в топливе и золошлаковых отходах угольных электростанций / Д.А. Крылов // Энергетик. 2012. № 11. С. 36–39.

22. Давыдов М.Г. Радиоактивность углей и продуктов их сжигания / М.Г. Давыдов, Ю.А. Тимонина, Г.П. Сидорова // Атомная стратегия. 21. 2013. № 3. С. 12–14.

23. Дужих С.А. Анализ экологической и экономической эффективности применения водоугольного топлива в теплоэнергетике [Электронный ресурс] / С.А. Дужих, А.Г. Морозов, А.Д. Маркин. Режим доступа: <http://masters.donntu.org/2013/fmf/duzikh/library/article3.pdf>.

24. Рубан А.Д. Перспективная топливная угольная композиция (ВУТ) может изготавливаться на ОФ / А.Д. Рубан, А.А. Кузнецов, Г.Я. Воронко // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2001. № 9. С. 183–184.

25. Мальцев Л.И. На гребне угольной волны / Л.И. Мальцев // Наука из первых рук. 2009. № 5 (29). С. 15–19.

26. Пашкевич Н.В. Оценка экономической эффективности развития угольной энергетики с учетом экологического фактора / Н.В. Пашкевич, А.Н. Мартмянова // Записки Горного института. 2011. Т. 191. С. 152–157.

Информация об авторе

Багайников Михаил Логинович – кандидат экономических наук, доцент, докторант, кафедра бухгалтерского учета, анализа, статистики и аудита, Байкальский государственный университет, 664003, г. Иркутск, ул. Ленина, 11; e-mail: koterik@mail.ru.

Author

Bagaynikov Mikhail L. – PhD in Economics, Associate Professor, candidate for Doctoral degree, Department of Accounting, analysis, statistics and audit, Baikal State University, 11 Lenin St., 664003, Irkutsk; e-mail: koterik@mail.ru.