

Проблемы сотрудничества России с Монголией в контексте охраны трансграничных вод

А.В. МАКАРОВ, кандидат географических наук, Байкальский институт природопользования СО РАН, Улан-Удэ. E-mail: bulagat@mail.ru

В статье рассматриваются вопросы российско-монгольского сотрудничества в контексте охраны трансграничных вод в бассейне озера Байкал. Проводится ретроспективный анализ планов развития гидроэнергетики в Монголии. Дается оценка современных планов реализации гидроэнергетических проектов в связи с разработкой национального плана развития энергетики до 2025 г. Выделяются основные направления сотрудничества в энергетическом секторе.

Ключевые слова: международное сотрудничество, охрана озера Байкал

В начале 2000-х годов российское руководство чётко обозначило стремление восстановить экономическое сотрудничество нашей страны с Монголией. В центре российских интересов – участие в проектах добычи минеральных ресурсов, развития энергетической и транспортной инфраструктуры. При этом особую важность приобретают экологические аспекты реализации ресурсных и инфраструктурных проектов на монгольской территории, поскольку основным реципиентом связанных с ними трансграничных воздействий станет Россия. Серьезную тревогу в этом отношении вызывают планы гидроэнергетического освоения реки Селенги и ее притоков, так как сток этой реки в значительной мере определяет приток вод и состояние экосистемы озера Байкал, а через него – работу Ангарского каскада ГЭС. В этой связи анализ долгосрочных планов развития монгольской энергетики, оценка рисков трансграничных воздействий и обоснование главных направлений развития взаимовыгодного сотрудничества в целях охраны трансграничных вод представляются крайне актуальными.

История вопроса

К середине 1980-х годов благодаря финансовой и технической поддержке СССР и при непосредственном участии советских специалистов в Центральном регионе Монголии был создан

крупный индустриальный комплекс, включающий предприятия горнодобывающей, легкой и пищевой промышленности. В генеральной схеме развития и размещения производительных сил до 2000 г. и в перспективе предполагалось сохранение его ведущей роли за счет дальнейшего развития указанных отраслей. Большое значение придавалось и ускоренному развитию электроэнергетического сектора. В 1985 г. из общего объема потребленной в Центральном регионе электроэнергии почти 25% (более 500 млн кВт·ч) приходилось на долю импорта из СССР. Дефицит мощности и отсутствие резервов в энергосистеме уже в середине 1980-х годов определили серьезные проблемы.

В качестве двух альтернативных вариантов первоочередного строительства рассматривались ГРЭС «Багануур» на базе одноименного месторождения (мощность – 1260 МВт, в том числе первой очереди – 630 МВт (3×210)) и ГЭС на реке Селенге в створе «Шурэн» (268 МВт). Предполагалось, что высота плотины ГЭС составит около 70 м и будет создано водохранилище многолетнего регулирования емкостью приблизительно 7 млрд м³ [1]. Основным же направлением развития гидроэнергетики в стране считалось строительство малых комплексных гидроузлов (выработка электроэнергии и ирригация). Однако все эти планы в условиях кризиса 1990-х годов полностью утратили свою актуальность.

Первой попыткой переосмысления стратегических направлений развития сектора в новых условиях стал генеральный план развития энергетики 2002 г., подготовленный при финансовой поддержке Азиатского банка развития с привлечением зарубежных экспертов. В нем достаточно подробно были рассмотрены возможности реализации гидроэнергетических проектов почти во всех створах рек, выделенных еще экспедицией Ленинградского филиала Гидропроекта в 1970-х годах [2]. Однако в связи с финансовыми трудностями реализация наиболее перспективных из них (ГЭС «Эгийн» и «Орхон») была отсрочена на отдаленную перспективу.

Вопросы обеспечения энергетической безопасности Монголии вновь оказались в центре внимания в период экономического подъема середины 2000-х годов. Программой развития национальной объединенной энергосистемы 2007 г. были заложены основы современной идеологии развития сектора. Во-первых,

была предельно четко обозначена необходимость срочных мер по обеспечению электроэнергией столицы страны и Южного региона. Во-вторых, рекомендовалось уделить внимание диверсификации структуры генерирующих мощностей за счет крупных объектов возобновляемой энергетики. В-третьих, была поставлена задача организации в отдаленной перспективе экспорта электроэнергии в КНР.

В качестве первоочередных энергетических объектов рекомендовались Улан-Баторская ТЭЦ-5, ТЭС «Таван-Толгой», ГЭС «Эгийн» и ветроэлектростанция «Салхит» [3]. Из остальных проектов рекомендовались к дальнейшей проработке ТЭС «Шивээ-Овоо» – как экспортоориентированный объект, и «Багануур» – в составе пилотного проекта по повышению комплексности и глубины переработки угля (добыча метанового газа и обогащение угля, комбинированное производство синтетического жидкого топлива и электроэнергии).

Предлагавшийся в качестве альтернативы вариант увеличения объемов импорта электроэнергии из России был отклонен из-за высоких рисков для энергетической безопасности, проекты строительства ГЭС «Орхон» и «Туул» – по причине малой мощности, а такие крайне неоднозначные проекты, как строительство ГЭС на основном русле реки Селенги в створах «Шурэн», «Бурэн» и «Арцат» вообще не рассматривались.

При этом с 1985 г. в стране не было введено в эксплуатацию ни одного крупного энергетического объекта (строительство малых ГЭС «Дургун» и «Тайшир», а также ВЭС «Салхит» было осуществлено благодаря грантам арабских фондов и Европейского банка реконструкции и развития). За счет внешнего финансирования модернизировались действующие ТЭЦ, что позволило сохранить объемы производства электроэнергии и тепла на прежнем уровне.

В значительной мере решить проблему текущего дефицита электроэнергии в конце 2014 г. удалось в основном за счет мер, которым в плановых документах придавалось второстепенное значение. К ним относятся, прежде всего, проект увеличения мощности Улан-Баторской ТЭЦ-4 на 120 МВт, реализованный при финансовой и технической поддержке России («Внешэкономбанк» и «Уральский турбинный завод») и заключение нового контракта с «Интер РАО», предусматривающего увеличение импорта мощности со 175 до 250 МВт.

Современные планы развития гидроэнергетики в Монголии

На фоне низкого уровня исполнения утвержденных планов и обострения дефицита электроэнергии в стране с 2012 г. стали активно обсуждаться различные идеи кардинального решения проблемы электроснабжения, в том числе за счет реализации гидроэнергетических проектов в бассейне реки Селенги. В обобщенном виде они нашли отражение в новом генеральном плане развития энергетики до 2025 г., подготовленном при поддержке Азиатского банка развития [4].

В целом новый план опирается на целевые установки и решения предшествующих. Поэтому модернизация национальной энергосистемы для обеспечения динамично растущего спроса на электроэнергию выступает краеугольным камнем стратегии развития сектора. В качестве ключевых объектов выделяются Улан-Баторская ТЭЦ-5 (полная мощность 820 МВт, в том числе первая очередь – 450 МВт) в Центральном регионе и ТЭС «Таван-Толгой» (полная мощность 750 МВт, в том числе первая очередь – 450 МВт) – в Южном. Запуск первых очередей указанных объектов планируется осуществить до 2020 г. Помимо этого важная роль отводится также крайне спорным планам развития гидроэнергетики в бассейне реки Селенги.

Во-первых, в качестве приоритетного объекта дальнейшего развития сектора, наряду со строительством ГЭС «Эгийн», однозначно рекомендуется ГЭС «Шурэн», которая, по мнению разработчиков нового плана, даже на уровне минимальной мощности остается самой перспективной ГЭС в стране (табл. 1). При этом, чтобы существенно повысить ее конкурентоспособность, рекомендуется ее строительство с мощностью 390 МВт (высота гребня плотины – 93 м; среднегодовое производство электроэнергии – 1260 ГВт·ч; удельные капитальные вложения – 2200 долл./кВт).

Здесь следует особо отметить, что в 2014 г. было подготовлено новое ТЭО строительства ГЭС «Эгийн» на реке Эгийнгол, притоке Селенги, мощностью 315 МВт (с высотой гребня 103 м, протяженностью плотины 740 м и водохранилищем емкостью около 5,6 млрд м³). Планируется, что в формате увеличенной мощности ГЭС «Эгийн» будет производить электроэнергию для нужд Центрального региона в период суточных (с 17 до 22 часов) и сезонных (с ноября по март) пиков.

Скорее всего, строительство ГЭС «Эгийн» будет осуществлено по новому проекту.

Таблица 1. Характеристики гидроэнергетических проектов, 2013 г.

Проект	Установленная мощность, МВт	Среднегодовая выработка электроэнергии, ГВт·ч/год	Высота гребня плотины, м	Протяженность плотины, м	Удельные капитальные вложения, долл./кВт
Центральная энергосистема					
«Эгийн»	220	412	73	710	2827
«Шурэн»	205	957	63	700–1200	2969
«Бурэн»	161	760	52	1700	3251
«Арцат»	118	553	57	1400	3362
«Орхон»	100	219	65	495	3353
«Туул»	100	102	Без плотины	Без плотины	2473
«Чаргайт»	15	68	24	570	3716
Западная энергосистема					
«Эрдэнэбурэн»	64	243	85	н.д.	4154
«Майхан»	12	46	Без плотины	Без плотины	1772

Источник: составлено по данным [4].

Во-вторых, в качестве вероятных объектов гидроэнергетического строительства в бассейне реки Селенги вновь рекомендуют рассматривать ГЭС «Орхон» (на р. Орхон, притоке Селенги) и «Туул» (на р. Туул, притоке Орхона) с учетом их потенциально важной роли в будущем водоснабжении Южного региона и столицы страны.

Наконец, в-третьих, разработчики нового плана предлагают в перспективе детально изучить возможность строительства других ГЭС на реке Селенге, в том числе в рамках отвергнутой еще в 1970-х годах идеи единого каскада, включающего (в порядке очередности по течению) ГЭС «Хутаг» (120 МВт), «Арцат» (140 МВт), «Бурэн» (240 МВт) и «Шурэн» (300 МВт).

В настоящее время разработка ТЭО строительства ГЭС «Шурэн» продолжается. Вместе с тем, принимая рекомендацию о запуске ее в эксплуатацию в 2022 г., а также другие предложения нового генерального плана, отражающего официальную политику правительства страны, можно предложить

следующий прогноз развития гидроэнергетики в монгольской части бассейна реки Селенги (табл. 2).

Таблица 2. Прогноз развития гидроэнергетики в бассейне реки Селенги

Сценарий 1 (до 2020 г.)	Сценарий 2 (до 2025 г.)	Сценарий 3 (после 2025 г.)
«Эгийн»	«Шурэн» «Орхон» «Туул» «Чаргайт»	«Бурэн» «Арцат» «Хутаг»

Необходимо отметить, что первые два сценария (этапа), на наш взгляд, с высокой степенью вероятности могут быть реализованы. При этом можно также предположить их потенциально значительное воздействие на транзитный сток реки Селенги. Безусловно, оценка воздействия на окружающую среду даст возможность для выполнения детального прогноза экологических и социально-экономических последствий этих проектов для нижней части бассейна. В то же время другим, не менее важным направлением действий российской стороны, остается участие в согласовании и реализации альтернативных ГЭС вариантов развития монгольской энергетики.

Необходимость своевременных действий в этом направлении приобретает особую актуальность в связи с тремя следующими моментами. Во-первых, монгольское правительство в 2014 г. возобновило свои попытки получить финансирование строительства ГЭС со стороны КНР (Банк развития и Экспортно-импортный банк). Во-вторых, как показали мероприятия предварительных обсуждений, интерес к этим планам проявляют ряд проектных и строительных компаний, а также производители энергетического оборудования из Европы и Восточной Азии. В-третьих, в последние годы активно продвигаются инициативы внесения изменений в природоохранное законодательство в части упрощения процедуры оценки воздействия на окружающую среду, в том числе гидроэнергетических проектов.

Потенциальные варианты взаимовыгодного сотрудничества

В 2012 г. нами была выдвинута идея обеспечения национальной экологической безопасности путем российского участия

в решении энергетической проблемы в Монголии на базе развития альтернативных гидроэнергетике источников энергии (прежде всего, тепловой энергетики в Центральном регионе) [5]. Представители научного и делового сообществ обеих стран и общественные организации также в последние годы предложили ряд различных идей относительно альтернатив гидроэнергетическим проектам в бассейне реки Селенги. В новом генеральном плане развития энергетики имеется достаточно подробный сравнительный экономический анализ различных видов производства электроэнергии. Все это создает существенный задел для начала более детального анализа основных альтернатив с целью формирования российской позиции в переговорном процессе по вопросам совместного водопользования и торгово-экономического сотрудничества.

Среди наиболее обсуждаемых можно выделить три основные альтернативы.

1. «Импортная альтернатива»

Основана на идее увеличения импорта российских энергоресурсов в рамках реализации крупномасштабных проектов экспорта углеводородов и электроэнергии из России в КНР. Объединяет две самостоятельные альтернативы, связанные с импортом газа и электроэнергии. В основе «газовой альтернативы» лежит идея снижения бытового потребления электроэнергии за счет газоснабжения и выработки электроэнергии на базе создания соответствующих генерирующих мощностей при условии строительства магистрального газопровода через территорию Монголии (как наиболее короткого и удобного пути от месторождений Восточной и Западной Сибири до КНР). Однако следует отметить, что подобные маршруты (газопроводы «Сила Сибири» и «Алтай») были официально отклонены в силу транзитных рисков для России и КНР. Более того, ни в одной из программ развития энергетики монгольское правительство вообще не рассматривало импорт российского газа в качестве источника энергоснабжения, обоснованно опасаясь попасть наряду с почти полной зависимостью от российских нефтепродуктов еще и в полную зависимость от российского газа.

Идея увеличения объемов импорта российской электроэнергии также восходит к планам середины 1990-х годов по строительству высоковольтной линии постоянного тока

«Братск – Пекин» (через монгольскую территорию) с целью поставки избыточной электроэнергии из Иркутской энергосистемы в столичный регион КНР [6]. На современном этапе это, прежде всего, инициатива «Гобитек и Азиатская энергетическая суперсеть», предполагающая экспорт электроэнергии Ангарского каскада ГЭС и будущих объектов солнечной и ветровой энергетики Южного региона Монголии в КНР, Корею и Японию [7]. Однако она находится в стадии формирования концепции, и ее перспективы не совсем ясны. Во-первых, в связи с ростом в последнее десятилетие внутреннего потребления в Иркутской области необходимые объемы для масштабного экспорта электроэнергии в КНР попросту отсутствуют [8]. Во-вторых, подобные инициативы противоречат официальным планам экспорта электроэнергии напрямую из России в КНР на базе ТЭС и ГЭС Дальневосточного региона. В-третьих, перспективы строительства объектов солнечной и ветровой энергетики в пустыне Гоби в необходимых даже для местного потребления масштабах также не представляются очевидными.

Вместе с тем технически возможные объемы поставок из России в Монголию мощности и электроэнергии по действующей ЛЭП 220 кВ «Селендума – Дархан» остаются вполне реальной альтернативой строительству любой из заявленных ГЭС. Более того, российский импорт избавляет монгольское правительство от дорогостоящих инвестиций в строительство ГЭС, что является очень важным фактором, особенно с учетом растущего внешнего долга этой страны. Следует также отметить, что современные объемы российского импорта (около 400,0 млн кВт·ч в год) не превышают 10% от общего объема потребляемой в стране электроэнергии. В этом отношении гораздо большую угрозу энергетической безопасности представляет китайский импорт для нужд ГОК «Ою-Толгой», который в 2014 г. превысил объемы российского импорта. При этом ГОК даже не приступил ко второму этапу освоения месторождения (подземная добыча).

Однако стоимость импортируемой из России электроэнергии (около 7,7 центов/кВт·ч в 2013 г.) создает вполне оправданные основания для продвижения планов строительства крупных объектов энергетики в Центральном регионе. Поэтому считаться полноценной альтернативой российский импорт не может. В данном

случае следует ожидать его полного вытеснения к 2022 г. в связи с вводом в эксплуатацию Улан-Баторской ТЭЦ-5 и ГЭС «Шурэн».

2. «Угольная альтернатива»

Главной альтернативой строительству ГЭС в бассейне реки Селенги, на наш взгляд, является производство электроэнергии на запланированных и действующих объектах тепловой энергетики. Вообще создание монгольской энергосистемы основывалось, прежде всего, на базе богатейших месторождений бурых углей, отличающихся благоприятными геологическими условиями (неглубокое залегание и высокая мощность пластов на значительных площадях), позволяющих вести разработку открытым способом, а также удобным положением относительно основных центров национальной экономики.

В современных условиях и в обозримой перспективе тепловая энергетика также будет оставаться основой развития национальной энергосистемы. Во-первых, производство электроэнергии на ТЭЦ крупной мощности является в Монголии наиболее экономически эффективным. Себестоимость производства электроэнергии на Улан-Баторской ТЭЦ-4 в 2013 г. составляла около 3,0 центов/кВт·ч против 5,5–6,0 центов/кВт·ч на улан-баторских ТЭЦ-2, ТЭЦ-3 и Дарханской ТЭЦ, и почти 8,0 центов/кВт·ч – на Эрдэнэтской ТЭЦ. В сравнении с малыми ГЭС и дизельными электростанциями эти показатели вообще различались в 4–5 раз.

По расчетам разработчиков генерального плана (табл. 3), новые ТЭЦ мощностью 450 МВт и ТЭС мощностью 600 МВт (4×150) также будут отличаться самыми лучшими показателями (если не брать во внимание более передовые технологии сверхкритического и сверхсверхкритического давления, которые в перспективе планируется использовать для производства электроэнергии на экспорт в КНР). Реальный интерес к этим проектам проявил широкий круг ведущих энергетических компаний мира, принявших участие в конкурсах на строительство Улан-Баторской ТЭЦ-5 и ТЭС «Таван-Толгой», предполагающих создание этих объектов за счет средств участников конкурсов (по схеме Build, Operate & Transfer – «строительство, управление и передача»). Добавим, что по первой из них контракт заключен с консорциумом в составе компаний «Posco» (Республика Корея), «Sojitz» (Япония), «GDF Suez» (Франция) и «Newcom» (Монголия), по второй – с консорциумом корейских компаний «Posco» и «Daewoo».

Таблица 3. Расчетные показатели производства электроэнергии, 2013 г.

Электростанция	Удельные капитальные вложения, долл./кВт	Объем капитальных вложений, млн долл.	Себестоимость электроэнергии, центов/кВт·ч
ТЭС 1000 МВт (УСКП)	1000	1000,0	3,4
ТЭС 600 МВт (СКП)	1155	693,0	3,8
ТЭС 600 МВт (4×150)	1470	882,0	5,0
ТЭС 150 МВт	1575	236,3	5,3
ТЭЦ 450 МВт	2000	900,0	3,3
ГЭС 390 МВт	2205	860,0	6,2
МГЭС 15 МВт	4000	60,0	12,0
ВЭС 50 МВт	1470	73,5	6,7
СЭС 10 МВт	3000	30,0	17,4
АЭС 800 МВт	4000	3200,0	7,1
ДЭС 35 МВт	1313	46,0	20,7

Составлено по данным: [4].

Примечания: АЭС – атомная электростанция; ВЭС – ветроэнергетическая станция; ГЭС – гидравлическая электростанция; ДЭС – дизельная электростанция; МГЭС – малая гидравлическая электростанция; СЭС – солнечная (фотоэлектрическая) электростанция; ТЭС – тепловая электростанция; ТЭЦ – теплоэлектростанция. УСКП – энергоблок на сверхкритические параметры пара; СКП – энергоблок на сверхкритические параметры пара.

Во-вторых, как показали многочисленные исследования, высокий уровень загрязнения атмосферы в столице страны в холодный период связан главным образом с печным отоплением кварталов юрт и выбросами автотранспорта, а не с деятельностью действующих ТЭЦ.

В-третьих, реальных альтернатив использованию богатейших запасов бурых углей по-прежнему не просматривается. КНР закупает исключительно коксующийся уголь. Экспорт энергетического угля в Южную Корею и Японию связан с необходимостью транзита через Россию или КНР. К тому же рынки этих стран заняты углем из Австралии, Канады, Индонезии и России. Амбициозные планы экспорта электроэнергии в КНР находятся в затяжной стадии предпроектного обоснования. При этом гораздо более мощным потенциалом обладают российские планы организации крупномасштабного экспорта электроэнергии в КНР на базе угольных месторождений и гидроресурсов Дальнего Востока, Якутии и Забайкалья.

В принципе внутренние потребности в электроэнергии в долгосрочной перспективе могли бы быть полностью закрыты за счет обсуждавшихся ранее гораздо больших объемов мощностей Улан-Баторской ТЭЦ-5 и ТЭС «Таван-Толгой». Однако на сегодняшний день подобные решения находятся за пределами возможностей российской стороны. В то же время перспективным направлением взаимовыгодного сотрудничества остается российское участие в модернизации и увеличении мощностей действующих ТЭЦ в Улан-Баторе, Дархане и Эрдэнэте. Наиболее интересной в этом плане представляется идея увеличения мощности Улан-Баторской ТЭЦ-4 еще на 150 МВт, выдвинутая представителями Уральского турбинного завода (группа компаний «Ренова»). Создание условий для реализации подобных проектов путем предоставления финансовой и политической поддержки будет в наибольшей мере способствовать обеспечению экономических и экологических интересов нашей страны.

3. «Гидроэнергетическая альтернатива»

На наш взгляд, она может рассматриваться только в отношении строительства ГЭС «Шурэн» как наиболее нежелательного для российской стороны проекта. Следует отметить, что в новом плане развития энергетики альтернативы рассматриваются главным образом в разрезе разных створов и, соответственно, разных параметров строительства и мощности, а также режимов эксплуатации планируемой ГЭС на реке Селенге. Напомним, что в плане рекомендуется строительство ГЭС «Шурэн» с мощностью 390 МВт (почти в два раза больше, чем рекомендовалось ранее).

Реальной альтернативой ГЭС «Шурэн» в этом отношении может быть только ГЭС «Эгийн». С мощностью 315 МВт и планируемой эксплуатацией в режиме пиковой она практически полностью равнозначна ГЭС «Шурэн». Вряд ли российская сторона сможет оказать влияние на решения по параметрам и режиму работы ГЭС «Эгийн», поскольку строить ее планируется с привлечением кредитов, технологий и специалистов из КНР. Однако негативное влияние этой ГЭС на транзитный сток реки Селенги в любом случае будет меньше, чем от ГЭС «Шурэн». Поэтому данная альтернатива может рассматриваться только как вынужденное согласие с меньшим ущербом.

Необходимо подчеркнуть, что все эти выводы основаны на довольно ограниченном объеме имеющейся информации

по гидроэнергетическим проектам и, таким образом, должны рассматриваться строго как предварительные. Более детальные предложения по плану действий российской стороны будут представлены в следующей публикации после завершения официальных процедур технико-экономических обоснований проектов и оценок воздействия на окружающую среду.

Вместе с тем совершенно очевидно, что охрана реки Селенги как природного объекта высокой экологической значимости и экосистемы озера Байкал в целом будет далее невозможна без определения разумных форм взаимного соблюдения экологических и экономических интересов. При этом обеспечение баланса конкурирующих интересов сторон можно осуществить только в рамках подхода «совместного использования выгод». Ключевая идея этого подхода заключается в преобразовании игры нулевой суммы совместного использования воды, в которой выигрыш одной стороны равен проигрышу другой, в игру положительной суммы совместного использования связанных с водой выгод, когда обе стороны обеспечивают себе положительный результат [9]. В этом контексте данный подход следует рассматривать как способ реализации фундаментального в международных отношениях принципа взаимовыгодного сотрудничества в части совместного использования товаров (продуктов) и услуг, прямо или косвенно связанных с трансграничными водами.

Выделяются два основных способа практической реализации этого подхода: 1) «обмен выгодами» и 2) «концессия» [10]. Суть первого способа заключается в том, что заинтересованные страны могут добиваться желаемых уступок при использовании трансграничных вод, предоставляя взамен своим соседям другие выгоды в области взаимных интересов. Суть второго способа заключается в том, что заинтересованные страны могут принимать участие в проектах совместного водопользования, обеспечивая за счет инвестиций совладение, участие в управлении водохозяйственной инфраструктурой и получение доходов от ее эксплуатации.

В основе реализации этого подхода в контексте российско-монгольского сотрудничества должно находиться решение как минимум трех групп ключевых вопросов. Первая группа находится в плоскости экологической оценки всех гидроэнергетических проектов, которые фигурируют в официальных планах соседнего государства. В ее состав входят оценка экологических рисков реализации этих проектов, формирование сценариев возможного

развития ситуации и определение необходимых мер для снижения негативных воздействий.

Вообще, исходя из идеологии «нулевого» воздействия на экосистему озера Байкал, опирающуюся на общепризнанную значимость и уникальность его природных характеристик, отказ от реализации гидроэнергетических проектов («нулевая» альтернатива) на монгольской территории является наиболее желательным для нашей страны вариантом. Относительно приемлемым вариантом может быть гидроэнергетическое использование притоков Селенги в естественном режиме. Совершенно неприемлемым является строительство ГЭС на основном русле Селенги.

Выявление наиболее привлекательных для российского участия (прежде всего, альтернативных гидроэнергетическим) проектов развития монгольской электроэнергетики должно оставаться в центре второй группы вопросов. В его основе – анализ конкурентоспособности различных проектов. При этом наряду с проектами строительства новых станций должны рассматриваться варианты модернизации действующих мощностей и продолжения региональной торговли электроэнергией. Здесь можно предположить, что в перспективе внутренний спрос в Монголии может быть удовлетворен в рамках «нулевого» варианта за счет ввода утвержденных к строительству ТЭЦ, увеличения мощностей действующих ТЭЦ в Улан-Баторе, Дархане и Эрдэнэте, а также продолжения импорта российской электроэнергии.

Третья группа вопросов связана с определением основных способов и форм развития взаимовыгодного сотрудничества в сфере электроэнергетики. К ней относятся вопросы проработки возможных вариантов вовлечения России в развитие монгольской энергетики путем участия в финансировании проектов строительства и модернизации энергетических объектов, поставке энергетического оборудования, а также совершенствования механизмов торговли электроэнергией. В случае варианта вынужденного сотрудничества в гидроэнергетическом освоении притоков реки Селенги одним из ключевых вопросов должно стать согласование режимов их эксплуатации, приемлемом для обеих сторон и оптимальном для всего речного бассейна.

Взаимосвязанное решение указанных групп вопросов должно стать основой для согласованных действий в области совместного водопользования и возобновления традиционного для российско-монгольских отношений взаимовыгодного сотрудничества.

Литература

1. Региональная схема комплексного использования и охраны водных ресурсов бассейна реки Сэлэнгэ (конспект). Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт водного хозяйства министерства сельского хозяйства МНР. – Улаанбаатар, 1986. – 192 с.
2. Contributions to Mongolia's Sustainable Energy Strategy. Prepared by James P. Rizer & Garry Vollans – Ulaanbaatar: USAID Mission to Mongolia, 2002. – 328 p.
3. Mongolia: Power Sector Development and South Gobi Development, Draft Report, Submitted to the World Bank by Economic Consulting Associates, 2008. – URL: http://siteresources.worldbank.org/INTMONGOLIA/Resources/ECA_Report_on_Power_and_South_Gobi_development_ENG.pdf
4. Mongolia Updating the Energy Sector Development Plan: Final Report. Prepared by E. Gen Consultants Ltd. Bangladesh in association with MVV decon GmbH, Germany, and Mon-Energy Consult, Mongolia / Asian Development Bank, 2013. – URL: <http://www.adb.org/projects/documents/updating-energy-sector-development-plan-tacr>
5. Макаров А. В. Совместное использование выгод в контексте управления международными реками: концепция и постановка проблемы в бассейне озера Байкал // Экономика природопользования. – 2013. – № 6. – С. 123–141.
6. Бушуев В. В., Воропай Н. И., Мастепанов А. М., Шафраник Ю. К. и др. Энергетическая безопасность России. – Новосибирск: Наука, Сибирская издательская фирма РАН, 1998. – 302 с.
7. Gobitec and the Asian Supergrid for Renewable Energy Sources in Northeast Asia / Energy Charter Secretariat and the Energy Economics Institute of the Republic of Korea, 2014. – URL: http://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Thematic/Gobitec_and_the_Asian_Supergrid_2014_en.pdf
8. Топливо-энергетический комплекс Иркутской области: современное состояние и перспективы развития / Под ред. Б. Г. Санеева, П. А. Воронина. – М.: ИД «Энергия», 2013. – 304 с.
9. Wolf A. Transboundary Waters: Sharing Benefits, Lessons Learned. Thematic Background Paper, Bonn: Secretariat of the International Conference on Freshwater, 2001. – 35 p.
10. Макаров А. В. Формирование стратегии охраны трансграничных вод в бассейне озера Байкал // Проблемный анализ и государственно-управленческое проектирование. – 2014. – № 1. – С. 74–87.