

## Приливные электростанции (ПЭС) — источник энергии, запасаемый в водороде

Усачев И. Н., Шполянский Ю. Б., Историк Б. Л. (ОАО «НИИЭС» ГидроОГК),  
Кузнецов В. П., Фатеев В. Н., Князев В. А. (РНЦ «Курчатовский институт»)

В настоящее время и на ближайшую перспективу представляется актуальным возможности использования постоянной по среднемесячной величине энергии морских приливов для выработки водорода.

Российская модель использования приливной энергии на основе российского же бесперемычного способа строительства апробируется уже в течение 40 лет на Кислогубской ПЭС им. Л. Б. Бернштейна. Ясно, что этот опыт позволяет преодолеть технический (прерывистый поток энергии) и экономический (стоимость капиталовложений в новые ПЭС и ГЭС идентичны) барьеры. При этом показательно, что на промышленной ПЭС «Ране» во Франции стоимость энергии дешевле энергии работающих совместно с ней в единой энергосистеме ТЭС, АЭС и ГЭС, и тенденция разрыва этих стоимостей со временем все более увеличивается в пользу ПЭС.

Рассмотренные в НИИ энергетических сооружений (ОАО «НИИЭС») Мезенская, Тугурская и Пенжинская ПЭС суммарной мощностью 107 ГВт могут вырабатывать 250 ТВт·ч/год. Для сравнения оставшийся неосвоенный речной технический энергопотенциал России оценивается в 1670 ТВт·ч/год.

При этом, на Пенжинской ПЭС мощностью 87,4 ГВт (южный створ), либо 21,4 ГВт (северный створ), учитывая отсутствие в районе энергосистем и невостребованность электроэнергии, возможна дискретная работа на энергоёмкий потребитель — регулятор, например, производство водорода, который затем транспортируется к возможным потребителям.

### Характеристика приливной энергии и приливных электростанций в России

Развитие мировой энергетики в XXI в. предполагает активное использование возобновляемых источников и экологически безопасных видов энергии, в числе которых рассматривается и приливная энергия [1].

Теоретический энергетический потенциал прилива оценивается различными авторами в 2500—4000 ГВт, что сопоставимо с технически возможным речным энергетическим потенциалом (4000 ГВт). Реализация приливной энергии в настоящее время намечается в 139 створах побережья Мирового океана с ожидаемой выработкой 2037 ТВт·ч/год, что составляет около 12% современного энергопотребления мира.

В России в результате 70-летних изысканий, определена целесообразность строительства в XXI веке семи ПЭС в створах Баренцева, Белого и Охотского морей (табл. 1) [2].

Таблица 1. Характеристика ПЭС России

ПЭС	Море, макс. прилив, м	Стадия, год	Мощность, ГВт
Кислогубская	Баренцево, 3,95	Работает с 1968	0,04
Северная	Баренцево, 3,87	ТЭД, 2006	12,0
Мезенская	Белое, 10,3	Материалы к ТЭД, 2006	8,0

Пенжинская (южный створ)	Охотское, 11,0	Проектные материалы, 1972—1996	87,9
Пенжинская (северный створ)	Охотское, 13,4	Проектные материалы, 1983—1996	21,4
Тугурская	Охотское, 9,0	ТЭО, 1996	6,8—7,98
Малая Мезенская	Баренцево	Работает с 2007 г.	0,15

Если сопоставить возможный энергопотенциал ПЭС с потенциалом действующих в России электростанций, видно, что приливные электростанции даже при их полном развитии не решат всех проблем энергетики. Однако оценка уже выполненных проектов показывает, что в удалённых от центра остродефицитных регионах Севера Европейской части страны и Дальнего Востока только приливные электростанции могут решить актуальные проблемы энергетики и экологии этих регионов. Использование энергии приливов позволяет реализовать её основное положительное качество — гарантированное постоянство среднемесячного потенциала в сезонном и многолетнем периодах для обеспечения эффективной гармоничной работы с электростанциями различных видов, в т.ч. по технологии выработки водорода.

Более 150 лет во всем мире пытались приспособиться к суточной прерывистости и внутримесячной неравномерности приливной энергии путём применения неэффективных многобассейновых схем, приводящих к удорожанию сооружений и энергии ПЭС и в связи с этим не выдерживавших конкуренции с другими типами электростанций. Проблема заключалась в том, что использование ПЭС рассматривалось, изолировано, при этом энергия ПЭС в лунном времени не совпадала с необходимым для жизнеобеспечения дневным потреблением энергии. Разработанные и апробированные в России и во Франции модели использования приливной энергии в однобассейновых установках существенно меняют ситуацию. Однобассейновые установки дают наибольшее количество энергии при наименьших затратах. Направление их пульсирующей, но неизменно гарантированной энергии в энергосистемы позволили совместить работу ПЭС с другими электростанциями, что в принципе решило проблему использования приливной энергии.

Оценка эксплуатируемых ПЭС и современных проектах ПЭС показывает, что в техническом аспекте проблема их строительства практически полностью решена. Так, в России по проектам института «Гидропроект» при сооружении ПЭС, ЛЭП и морских гидротехнических комплексов успешно апробирован наплавной способ строительства (без перемычек), ускоряющий в 1,5—2 раза сроки возведения объектов и удешевляющий их стоимость на 33—42% [2]. Особое значение имеет опыт наплавного способа строительства крупных блоков водопропускных сооружений в защитной дамбе г. Санкт-Петербурга, которые можно рассматривать в качестве прямого прототипа для наплавных блоков будущих мощных Мезенской, Тугурской и Пенжинской ПЭС. Продолжительность строительства ПЭС с применением наплавного способа менее срока сооружения идентичных ГЭС. Так, пуск первых агрегатов по ТЭО Тугурской ПЭС обоснован в конце восьмого года, а в проекте Мезенской ПЭС — в конце седьмого года.

Также в России разработан принципиально новый, так называемый, ортогональный гидроагрегат (ось перпендикулярна потоку). Исключительно технологичный в изготовлении по сравнению с осевыми гидроагрегатами ортогональный гидроагрегат может быть изготовлен не на специализированных турбиностроительных заводах, а большими сериями на любом механическом заводе или в мастерских. Масса (а, следовательно, и стоимость) ортогональных машин в 2- раза меньше идентичных по диаметру рабочих колёс осевых машин. По сравнению с осевыми машинами ортогональные в холостом режиме обладают в 2 раза большей пропускной способностью, что позволяет значительно сократить водосливной фронт гидроузла. Кроме того, применение ортогональных

машин ведёт к сокращению (на 30%) объёма здания ПЭС.

КПД ортогональных машин (0,75) пока меньше КПД осевых. Однако, за счёт указанных выше преимуществ затраты на оборудование ПЭС (при равнозначных мощностях и выработке) при применении ортогональных машин снижаются на 50%, а общие капитальные затраты на ПЭС — на 18%. В настоящее время в эксплуатации находится несколько ортогональных гидроагрегатов: на ПЭС Сенез (диаметр рабочего колеса 0,25 и 0,86 м), на Кислогубской ПЭС (2,5 м) и на малой Мзенеской ПЭС (5,0 м).

Исключительное значение для долговечности ПЭС имеют разработанные в России технологии создания практически водонепроницаемых ( $W > 14$ ) и особо высокой морозостойкости ( $F > 1000$ ) бетонов. За 40 лет службы в зоне прилива в здании Кислогубской ПЭС в Заполярье в тонкостенной (15 см) конструкции эти бетоны не имеют разрушений, а их прочность повсеместно выше 70 МПа (при проектной 40 МПа). Также уникальное значение имеет 40-летний опыт полной защиты арматуры и оборудования Кислогубской ПЭС от электрохимической коррозии с помощью катодной системы [2].

Уникальна и апробированная в течение 30 лет на Кислогубской ПЭС электролизная установка, полностью обеспечившая защиту турбинных водоводов ПЭС от биологического обрастания [5]. В то же время на ПЭС Ранс каждый из 24 агрегатов раз в два года выводится из эксплуатации для очистки поверхностей отсасывающей трубы от обрастателей.

На Кислогубской и ПЭС Ранс за четыре десятилетия эксплуатации доказана экологическая чистота приливной энергии благодаря биологически проницаемым плотинам ПЭС и сохранению природного ритма приливов в бассейнах станций. Даже, несмотря на временные изоляции бассейна от моря (на ПЭС Ранс из-за ограждения перемычками, на Кислогубской ПЭС из-за остановки станции), флора и фауна бассейнов восстанавливались через 8—10 лет и к тому же благожелательно сказались на продуктивности рыбной массы, донного сообщества и популяции птиц [5]. Исключительно показательны результаты прохода через ПЭС планктонных организмов — кормовой базы рыбного хозяйства. На ПЭС не повреждается 90—95% планктона, что практически полностью сохраняет продуктивность отсекаемого от моря бассейна ПЭС.

В итоге можно констатировать, что воздействие ПЭС на окружающую среду носит сугубо локальный характер. ПЭС, практически, не оказывают вредного воздействия на флору, фауну и на здоровье людей.

На сегодня в мире закончено технико-экономические обоснования шести крупных ПЭС: «Северн» и «Мереей» в Англии, «Кобекуид» и «Камберленд» в Канаде, Мзенеской и Тугурской в России. Экономические показатели этих ПЭС фактически не уступают новым ГЭС. Неоднократно назывались и сроки начала строительства ряда этих ПЭС: «Мереей» в 1994 г., «Северн» в 2000 г. с пуском первых агрегатов в 2006 г. Но ни одна из этих ПЭС пока не возводится. Дело в том, что большие сроки возведения и капиталоемкость ПЭС при современных высоких ставках дисконтирования (Канада до 10%, Англия 8%, Аргентина 16%) не могут привлечь к их строительству частные фирмы. Чувствительность стоимости энергии к величине процента дисконтирования, например, для ПЭС «Северн» при увеличении с 5 до 10% ведёт к росту стоимости 1 кВт·ч с 7 до 14 пенсов.

Однако, в настоящее время при стоимости нефти более 100 US/ баррель, интерес к ряду реализации проектов ПЭС возрос: в Англии возобновились работы по проекту ПЭС Северн, а в Ю. Корею строится ПЭС Сихва.

В России все большее значение приобретает проблема общенациональной

экологической безопасности, выходящая за рамки интересов частного капитала. Удовлетворение потребности в электроэнергии за счёт сжигания органического топлива ведёт к уничтожению лесов, парниковому эффекту, ухудшению здоровья людей. Так, по подсчётам доктора Гейма (США) 1 млрд. кВт·ч даёт 1 млн. т выбросов в год только CO<sub>2</sub>, что уносит жизни 150 человек. Считается, что в США от вредных выбросов ежегодно гибнет около 50 тыс. человек, хотя правительство расходует на борьбу с выбросами более 30 млрд. долл. в год. В этих условиях экономическое обоснование строительства ПЭС должно учитывать экономическую сторону экологической безопасности ПЭС для природы и населения, что является сильной стороной ПЭС.

Специфика генерирования энергии на однобассейновой ПЭС, которая считается оптимальной схемой использования приливной энергии, создаёт некоторые трудности для непосредственного включения её в энергосистему. Прерывистость энергоотдачи ПЭС в суточном цикле и колебания во внутримесячном периоде переключаются на другие электростанции энергосистемы ответственность за регулирование режима работы ПЭС, в том числе, и использования её энергии в дни с пониженной нагрузкой. Наиболее простым решением этой задачи (поглощения энергии ПЭС энергосистемой при регулировании её выработки на максимум) представляется компенсация колебаний мощности ПЭС совместно с работающими ГЭС (или ГАЭС), имеющими достаточный объём водохранилищ.

При работе ПЭС на максимум выработки энергии только около 40% тактов её работы в генераторном режиме может совпасть с пиковыми часами энергосистемы. Но с помощью дублирующей мощности, работающих в комплексе электростанций и обратимых агрегатов, энергия ПЭС может быть выдана в энергосистему в часы повышенных нагрузок и этим самым может быть достигнуто снижение нагрузки на ТЭС.

Комплекс ПЭС — ГЭС наиболее полно раскрывает возможности ПЭС. Для этого на ГЭС должны быть установлены дополнительные агрегаты, а в водохранилище ГЭС должен быть выделен дополнительный объём для осуществления компенсирующего регулирования. Такое регулирование по глубине и продолжительности может быть суточным, требующим незначительного увеличения энергетического объёма водохранилища, при котором отдача ПЭС в выходные дни переносится на рабочие дни недели, и межсизигийным, которое является основным при совместной работе ПЭС — ГЭС. Ввиду симметричности отклонений от средней величины прилива в течение репрезентативного периода лунного месяца и его небольшого значения необходимый дополнительный объём водохранилища (выраженный в кВт ч) составляет всего — 2% годовой выработки ПЭС, что значительно меньше, чем требуется для многолетнего регулирования речной ГЭС.

Оценка стоимости мощных ПЭС, например, при использовании энергии Мезенской ПЭС в энергосистеме России согласно выполненному энергоэкономическому обоснованию оказывается целесообразным на уровне 2015 г. Капитальные затраты на сооружение ПЭС в этом варианте составят 1300 долл. США/кВт или 0,38 долл. США/кВт·ч. С сохранением, практически, той же мощности ПЭС при постановке на ПЭС новых ортогональных машин её стоимостные показатели составят 1072 долл. США/кВт или 0,314 долл. США/кВт·ч (уровень цен 1991 г).

Для сравнения стоимостных показателей ПЭС и ГЭС можно привести примеры капложений в строительство новых ГЭС: Гилюйской — 1587 долл. США/кВт или 0,63 долл. США/кВт·ч и Среднеукурской — 1316 долл. США/кВт или 0,28 долл. США/кВт·ч (уровень цен 1991 г.).

Экономика Мезенской ПЭС во многом определяется наплавным способом её строительства (на треть дешевле классического) и применением более технологичного и с меньшей массой современного силового оборудования

(сокращение затрат на ортогональные гидроагрегаты по сравнению с осевыми машинами).

Кроме того, имеется значительный резерв снижения стоимости эксплуатации ПЭС, если учитывать экономический эффект от экологической чистоты ПЭС по сравнению с ТЭС и компенсации их вредных выбросов в атмосферу.

По данным современных зарубежных проектов ПЭС доходы от эксплуатации ПЭС неизменно преобладают над расходами. Так, в Англии для ПЭС «Мереей» мощностью 700 МВт отношение дохода к расходу определено 1,22, а для более крупной ПЭС «Северн» (8,6 ГВт) это отношение равно 3,0.

Таким образом, благодаря разработанным и апробированным в последние десятилетия новым технологиям, капитальные затраты на строительство ПЭС в настоящее время сравнялись с капитальными затратами на сооружение ГЭС, а себестоимость энергии ПЭС в энергосистеме оказалась ниже себестоимости энергии всех других современных электростанций.

### Работа ПЭС на потребителя-регулятора

Циклическая приливная энергия может быть эффективно использована и с помощью потребителя — регулятора. Для этого необходим подбор производств, способных экономично работать в прерывистом режиме и производственный процесс которых легко поддаётся автоматизации. Требования к таким производствам с небольшим числом часов использования — низкая трудоёмкость, минимальная капиталоемкость и возможность складирования продукции.

Для снижения затрат при передаче электроэнергии целесообразно размещение такого потребителя поблизости от малообжитых участков побережья Мирового океана с высокими приливами, где имеется значительная концентрация приливной энергии, которая может сочетаться с энергоёмким потребителем-регулятором (например, Пенжинский залив на Охотском побережье России). Немаловажным является также уверенность в устойчивом спросе на получаемую продукцию. Этим условиям удовлетворяют производство водорода и аммиака на его основе. Однако и здесь, в связи с тем, что не все стадии процесса регулируются, должна быть обеспечена часть базисной нагрузки, которая, по предварительным данным, должна составлять не менее 20% максимальной энергетической нагрузки.

В настоящее время и в перспективе основным сырьём для получения водорода и азотной кислоты (через аммиак) является природный газ, расход которого на нужды азотной промышленности исчисляется десятками миллиардов кубометров в год. Особое значение эта проблема потребителей-регуляторов приобретает для использования прерывистой энергии разрабатываемых мощных приливных электростанций.

По предварительным данным в промышленности такими потребителями-регуляторами, способными работать в дискретном или комбинированном режимах, могут стать весьма энергоёмкие и относительно малоинерционные процессы — электролиз воды с целью получения водорода.

Создание этого производства вызвано необходимостью расширения сырьевой базы промышленности, экономии дефицитного углеводородного топлива и создания систем запасания и передачи на расстояние произведённой энергии.

### Некоторые аспекты транспорта водорода

Важным аспектом при формировании систем энергообеспечения на основе водорода является его транспорт.

Транспорт водорода по трубопроводам следует рассматривать с учётом его использования по месту доставки и некоторых специфических моментов, связанных со свойствами водорода. Это, прежде всего возможность использования водорода для генерации электроэнергии с КПД, существенно превышающим традиционные теплоэнергетические (40—45%).

Термодинамический анализ специальных методов использования водорода в электроэнергетике на тепловых и атомных станциях даёт значения КПД на уровне 70—75%. Применение же нетрадиционных электрогенерирующих установок, например, электрохимических генераторов, может ещё повысить этот КПД.

Другим важным свойством водорода является возможность его непосредственного использования в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания, в ряде химических производств и т. п. (следует также помнить, что водород является единственным экологически чистым видом топлива).

В опубликованных оценках эффективности дальнего магистрального транспорта энергии в виде водорода расчётным путём показано, что при тех же диаметрах труб и компрессорных установках в водороде можно передать энергии в 1,5—2 раза меньше, чем в природном газе. При этом принималось, что на приёмном конце магистрали низшие теплоты сгорания водорода и природного газа преобразуются в электроэнергию с одинаковыми КПД. Если, однако, учесть, что КПД преобразования низшей теплоты сгорания водорода по специальным схемам может достигать 70—75%, а для природного газа при традиционном его использовании КПД составляет 30—40%, то эффективности транспорта энергии в виде водорода и природного газа в первом приближении сравниваются, и приобретает смысл детальный технико-экономический анализ конкретных систем водородного транспорта энергии с учётом отмеченного обстоятельства.

При использовании водорода, произведённого из воды, в химической промышленности (производство аммиака, метанола и др.) в расчёте на единицу энергии он вытесняет 1,5—2 единицы природного органического топлива. Таким образом, при правильном применении водород настолько же эффективен в энергетике, насколько и в химии. Это уникальное свойство водорода как энергоносителя позволяет при разработке и анализе схем различных энерготехнологических комплексов обеспечить существенную экономию природных энергоресурсов, капиталовложений и трудовых ресурсов по сравнению с традиционными схемами.

Водород как энергоноситель обладает уникальными физико-химическими свойствами, позволяющими преобразовывать теплоту его сгорания в работу с КПД, существенно превышающим КПД стационарных и транспортных энергоустановок с использованием традиционных топлив. Это подтверждается многочисленными экспериментальными исследованиями, выполненными для автомобильных и авиационных двигателей различных типов, исследованиями процессов горения водорода, теоретическими разработками. Однако непосредственная замена водородом природных топлив в эксплуатируемых энергоустановках в — большинстве случаев (например, в современных ГТУ или в топках котельных агрегатов) не может быть достаточно эффективной, поскольку при этом, как правило, не реализуются все преимущества водорода, а затраты на его получение из воды выше стоимости природного газа и нефтяных топлив. Полностью преимущества водорода как энергоносителя удастся реализовать только в том случае, если будет разрабатываться новая техника, специально предназначенная для работы на водороде. В случае автомобиля, например, это бескарбюраторные ДВС с непосредственным

впрыском топлива в цилиндры или газотурбинные двигатели; в случае стационарных энергоустановок это системы с водородным перегревом пара и близкие к ним специальные ГТУ, ЭХГ и т. д. Водород как искусственный энергоноситель с примерно одинаковой и высокой эффективностью может быть использован в различных отраслях промышленности (энергетике, химии, металлургии, транспорте и т. д.) для вытеснения природных жидких и газообразных топлив ядерной энергией и углём. Это уникальное его свойство особенно проявляется при создании энерготехнологических комплексов различных типов. Полностью преимущества водорода выявятся, конечно, только в результате соответствующего системного технико-экономического анализа. Этот анализ, однако, должен проводиться с учётом новых возможностей и показателей перспективной техники, которые могут быть достигнуты при применении водорода, и, на наш взгляд, прежде всего, должен быть направлен на выявление важнейших задач создания такой новой техники.

Что же касается сравнения транспорта энергии с помощью высоковольтных сетей и по водородным трубопроводам, то результаты расчётов разных авторов дают примерно одинаковые результаты, а именно, при расстоянии транспортировки энергии более 150—250 км дешевле оказывается транспорт водорода.

### К вопросу о создании экспериментального водородного технологического комплекса на Северной ПЭС

Экспериментальный водородный технологический комплекс на Северной ПЭС предлагается создать с целью отработки совокупности и взаимосвязей технологических вопросов производства на основе энергоисточника — приливов — непостоянного действия, хранения, транспортировки и применения экологически чистого энергоносителя водорода в структуре нецентрализованного (локального, регионального) энергообеспечения.

Основные технические параметры комплекса задаются мощностью питания электрической энергией от ПЭС (предлагается 400 кВт), что соответствует производству 100 норм.м<sup>3</sup>/час H<sub>2</sub> методом электролиза и обеспечивает работу топливных элементов мощностью 200 кВт. Такой объём производства водорода достаточен для создания регионального полигона для отработки и демонстрации работоспособной технологии нецентрализованного производства и потребления водорода для энергообеспечения бытовых нужд и (или) специальных малых производств.

Учитывая новизну решаемой задачи, создание и работа комплекса потребуют научной поддержки и сопровождения. Такая поддержка может быть оказана Курчатовским институтом. Организационной формой обеспечения научной поддержки может стать научно-технологический Центр, работающий в экспедиционном режиме. Помимо научной поддержки эксплуатации комплекса, основными задачами Центра станут: отработка безопасных технологий хранения, транспортировки и использования водорода; внедрение и отработка образцов оборудования и приборов в системе нецентрализованного энергообеспечения.

Для получения водорода электролизом воды в расчете на 100 норм.м<sup>3</sup>/час H<sub>2</sub> требуемый расход воды составляет 78 л/час. Предполагается, что для целей проекта этот расход воды может быть обеспечен источниками как пресной, так и морской воды.

В настоящее время для разложения воды и получения водорода в основном применяется водно-щелочной электролиз. В качестве электролита в воднощелочном электролизёре повсеместно применяются водные растворы КОН и NaOH. Щелочные электролизёры производятся рядом компаний, в т.ч.

Norsk Hydro Electrolyser (Норвегия), например, биполярные электролизёры производительностью 100 и 400 нм<sup>3</sup>/час, работающие при атмосферном давлении. Энергозатраты на нм<sup>3</sup> водорода 4,1—4,3 кВт·ч при плотностях тока до 0,3 А/см<sup>2</sup>. Чистота водорода — 99,9%, рабочая температура — 80°С, электролит 25% раствор KOH. Цена электролизёров с производительностью 100 норм.м<sup>3</sup>/час H<sub>2</sub> составляет ~225000 \$.

В России воднощелочные электролизёры производятся предприятием «Уралхиммаш». Марки производимых заводом электролизёров: СЭУ-8, — 10, — 20, — 40 (рабочее давление-до 6 атм), БЭУ-250 (комбинация из шести СЭУ-40) и ФВ-500 (рабочее давление атмосферное). Электроды всех аппаратов изготовлены из стали и профилированной стали, покрытой слоем никеля; диафрагмы асбестовые. Цена установки СЭУ-40, примерно, 3 млн. рублей (1,2 млн. — электролизёр, 1,25 млн. — источник тока и КИП). Технические характеристики СЭУ — 40: производительность — 40 нм<sup>3</sup>H<sub>2</sub>/ч, расход электроэнергии — 4,5 (реально — около 5,2 кВт·ч/нм<sup>3</sup> водорода и более, после нескольких лет работы) при номинальной плотности тока 0,2 А/см<sup>2</sup>, рабочее давление — 6 атм, чистота газов — по водороду >99,5%, рабочая температура — 80°С, масса 30 тонн.

### Схема водородного технологического комплекса

Водородный технологический комплекс включает:

- источник питания мощностью 400 кВт (эл.) от ПЭС
- электролизёр
- систему подготовки воды:
  - опреснитель — для случая использования морской воды
  - систему водоочистки — для случая использования пресной воды
- технологическую обвязку и управление
- участки и устройства хранения водорода
- систему транспортировки водорода
- систему потребления водорода.

При определении схемы водородного технологического комплекса потребуется принять решение о замыкающих элементах комплекса. В данном случае речь идёт о хранении, транспортировке и использовании водорода. В настоящее время разрабатываются различные технические концепции и средства хранения водорода: баллоны ВД, использование гидридов металлов, абсорбционные технологии, прямая подача водорода по газопроводу к потребителю. Выбор схемы хранения или определение решаемых задач по хранению (транспортированию) водорода в рамках эксперимента будут связаны с видом конечного потребления водорода в рамках проекта.

Наиболее убедительным завершением технологического цикла в эксперименте представляется создание примера решения задачи локального децентрализованного энергообеспечения бытовых или технических нужд на близлежащей территории. Потребление водорода может быть организовано, например, в системе децентрализованного электрообеспечения населённого пункта или малого производства с использованием топливных элементов с суммарной мощностью около 200 кВт. Удовлетворение технической потребности представляется предпочтительным ввиду наличия рисков, связанных с освоением водородной энерготехнологии.

Исходя из заданной мощности питания, определяются следующие основные параметры комплекса:



Мощность питания (эл.), кВт	400
Производительность по водороду, н.м.куб.в час	100
Расход питательной воды, л.в час	78
Суммарная мощность топливных элементов (вариант использования водорода), кВт	200

### Оценка стоимостных показателей проекта

Оборудование	Марка	Производительность	Стоимость*), руб
Электролизёр(с выпрямителем)	Norsk Hydro Electrolizer (Норвегия)	100 н.м.куб.в час	6 000 000
Опреснитель морской воды, или	МС2J (Италия)	130 л. в час	400 000
Аппарат водоочистки	(Россия)	100—250 л. в час	900 000
Обвязка и управление Комплекса (оценка)			2 000 000

\*) ориентировочно

При определении стоимости проекта должны быть также учтены:

- проектные работы и экспертизы
- капитальные затраты на сооружение и установку объектов комплекса
- эксплуатационные расходы
- содержание персонала
- расходы на приобретение, строительство, организацию и обеспечение хранения, транспортировки (например, газопровода) и потребления (например, топливных элементов) водорода.

В 2007 г. вошла в эксплуатацию новая в России Малая Мезенская ПЭС [7], а в 2008 г. начались проектные работы по Северной ПЭС в губе Долгой Баренцева моря, и именно на этой станции представляется целесообразной организация на её основе и водородного технологического комплекса.

### Литература

1. В. Д. Новоженин, И. Н. Усачев, БЛ. Эрлихман, «Приливные электростанции — источники дешёвой, экологически чистой и возобновляемой энергии», Гидротехническое строительство, № 12, 1998 г.
2. Л. Б. Бернштейн, В. Н. Силаков, И. Н. Усачев и др. «Приливные электростанции». М., АО «Институт Гидропроект», 1994 г.
3. Разработка концепции оптимального использования энергии Мезенской ПЭС в объединённой энергосистеме Европы. М.: АО «Институт Гидропроект», 1999.
4. Тугурская ПЭС в современном аспекте: ТЭО, М.; АО «Институт Гидропроект», 1996.
5. Н. Н. Марфенин, О. И. Малютин, И. Н. Усачев и др. «Влияние приливных электростанций на окружающую среду», М., 1995 г.
6. И. Н. Усачев, Б. Л. Историк, Ю. Б. Шполянский, Научное обоснование применения нового ортогонального гидроагрегата на приливных электростанциях и низконапорных ГЭСА. Сб. «Безопасность энергетических сооружений», ОАО «НИИЭС» ГидроОГК, М., 2007, с. 56—68
7. И. Н. Усачев, Б. Л. Историк, Ю. Б. Шполянский, Сооружение типового наплавного энергоблока для приливных электростанций «Гидротехническое строительство», № 9, 2007, с. 2—8

8. Водородная энергетика: 2001, РНЦ «Курчатовский институт», М., 2001
9. Е. А. Иванов, В. А. Князев, В. Н. Фатеев, И. Н. Усачев, Дальневосточный инновационный водородный проект (на основе Пенжинской ПЭС), РНЦ Курчатовский институт, М., 2005.