

Рынки

Единая энергосистема Казахстана (ЕЭС) представляет собой комплекс электрических станций и электрических сетей, находящихся под централизованным диспетчерским управлением. Сегодня установленная мощность работающих в республике электростанций составляет 19,4 ГВт, распадаемая - 15,3 ГВт. Ввиду того, что национальная электрическая сеть (НЭС) была сформирована еще во времена Советского Союза и физически и морально устарела, представляется необходимым модернизация имеющихся и строительство новых энергообъектов. Таким образом, с учетом роста экономики страны на сегодняшний день перед энергетикой Казахстана стоит ряд вызовов, требующих незамедлительных решений.

Часть I. SWOT-анализ текущей ситуации в отрасли

По словам председателя Казахстанской электроэнергетической ассоциации Шаймергена УРАЗАЛИНОВА, продолжающееся развитие экономики Казахстана на основе строительства новых промышленных и сельскохозяйственных предприятий, повышения благосостояния населения сегодня требует дополнительных объемов производства электроэнергии. На Форуме энергетиков, организованном на прошлой неделе в Алматы в рамках проекта Power Kazakhstan компаниями Итеса (Казахстан), IPE Group Plc (Великобритания), GIMA (Германия) и IPE China (Китай), он отметил, что рост развития экономики страны, характеризующийся объемами прироста ВВП, сопровождается ростом потребления электроэнергии в практически неизменных процентных величинах. Это, в свою очередь, характеризует продолжающееся энергетическое развитие экономики, неэффективное и нерациональное использование электрической энергии во всех сферах потребления. По его мнению, радикального и резкого изменения ситуации в краткосрочном периоде ожидать нельзя, эта работа требует разработкой, реализации комплекса мер законодательного, программного и практического характера.

Как указал вице-министр индустрии и новых технологий РК Бахытжан ДЖАКСАЛИНБЕК, в связи с принятием правительством в апреле текущего года решения о ежегодном обеспечении роста ВВП до 2016 года на уровне не менее 7%, были пересмотрены прогнозные объемы потребления электроэнергии в этот период. Так, по его данным, в 2015 году выработка электроэнергии должна составить около 103 млрд кВт/ч, а потребление - 100,5 млрд кВт/ч. Учитывая, что основная доля электроэнергии будет производиться на угольных электростанциях, добыча угля к этому времени составит 131 млн тонн, при том с учетом экспортного потенциала.

По информации президента АО «КАЗИНИИП ТЭС «Энергия» Георгия АКОПЯНЦА, к 2030 году ожидается увеличение уровня энергопотребления до 145 млрд кВт/ч с 84 млрд кВт/ч в настоящее время, с ежегодным ростом на 2,8%. Представляя SWOT-анализ текущей ситуации в электроэнергетике, г-н Акопянец назвал в числе сильных сторон отрасли высокую долю производства электроэнергии на ТЭС, использующих дешевые угли (более 70%); развитую систему системообразующих электрических сетей напряжением 220-500 кВ; централизованную систему оперативного диспетчерского управления; параллельную работу ЕЭС Казахстана с ОЭС Центральной Азии и ЕЭС России; а также наличие системы научно-технического сопровождения энергетических программ и действующих объектов энергетики. К слабым сторонам, по его словам, относятся высокая степень изношенности сетей РЭС (приблизительно 65-70%); рост аварий на энергообъектах, высокий риск возникновения ЧС и отсутствие превентивных мер по их устранению, отсутствие государственной системы страхования рисков аварий; отсутствие системного решения по привлечению инвестиций в строительство новых электростанций; отсутствие электрических связей Запада с Севером и Югом Казахстана, зависимость от поставок ЭЭ из России; низкая доля ГЭС (около 12%), в том числе малых ГЭС (0,5%) и дефицит маневренных источников для покрытия пиковых нагрузок; неравномерность распределения генерирующих мощностей (41% в Павлодарской области); передача электроэнергии по протяженным ЛЭП (более 1000 км); а также высокий процент потерь от отпущенной в сеть электроэнергии (5,7% в основных сетях и примерно 13% в распределительных сетях). К категории возможностей для развития отрасли г-н Акопянец причислил такие факторы, как наличие значительных запасов топливно-энергетических ресурсов, большого потенциала возобновляемой энергии, транзитного потенциала и возможностей экспорта электроэнергии, а также имеющиеся в стране резервы по энергосбережению и энергоэффективности. А к основным угрозам, на его взгляд, относятся значительная выработка паркового ресурса генерирующего оборудования (75% на ТЭС и 90% на ГЭС), рост цен на газ и неконкурентоспособность на рынке электроэнергии Жамбылской ГРЭС, электростанций ТОО «МАЭК «Казатомпром», рост негативного воздействия тепловой генерации на окружающую среду, недостаток резервных мощностей, водно-энергетические проблемы стран Центральной Азии и, конечно, усиление влияния международных отношений.

Известно, что имеющаяся на сегодняшний день энергоемкость продукции в Казахстане выше, чем стран Европейского союза, в 3 раза, а удельное теплотеплопотребление выше мировых в 2 раза. Потери электроэнергии в сетях ЕЭС Казахстана составляют 5,3% от отпуща, в сеть (при мировых показателях до 2,4%), в сетях РЭС - от 5 до 20,4% (при мировых показателях до 7,1%). Потери в тепловых сетях составляют 30% (при мировых показателях 3% в магистральных и 15% в распределительных сетях).

Структура генерирующих мощностей, продуманная г-ном Акопянцем, показывает, что к 2030 году в Казахстане ведущая роль тепловых станций на угле сохранится, а доля возобновляемых источни-

Отсутствие в Казахстане программы развития электроэнергетики на перспективу создает массу вопросов о возможности дальнейшего развития отраслей экономики до и после 2015 года

Между тем структура генерирующих мощностей показывает, что к 2030 году в РК сохранится ведущая роль тепловых станций на угле, а доля ВИЭ по установленной мощности достигнет 20%

ков энергии (ВИЭ) по установленной мощности достигнет 20%.

По словам Анатолия КОРЖЕНЕЦКОГО, главного инженера ТОО «Институт «КазНИПИЭнергопром», в настоящее время в Казахстане действуют 40 ТЭС с установленной мощностью по электроэнергии - 7043 МВт, распадаемой - 6109 МВт, по теплу - 24,8 тыс. Гкал/ч и 18,4 тыс. Гкал/ч соответственно. Установленное на них паросиловое оборудование введено в эксплуатацию в 1960-1970 годы и зафиксировано по нормам 1950-х годов. Выработка электроэнергии на ТЭС достигла в 2010 году 35,4 ГВт/ч, что составляет 43% от суммарной выработки электроэнергии на электростанциях республики; отпуск тепловой энергии - 55,6 млн Гкал, или 45% от совокупного теплотребования в городах и промышленных центрах. В структуре топлива, сжигаемого на ТЭС, сегодня преобладает уголь казахстанских месторождений (80%), доля газа составляет 15%, а мазута - 5%. Газ используется в основном на ТЭС Западного Казахстана и частично в южной зоне. Основными проблемами действующих ТЭС является износ основного и вспомогательного оборудования, падение спроса на теплоту, приводящее к появлению избытков располагаемой тепловой мощности, сокращению выработки электроэнергии на тепловое потребление, соответственно к повышению удельного расхода топлива, ухудшению технико-экономических показателей, и, соответственно, к росту себестоимости производства тепла и электроэнергии. Кроме того, действующие установки по очистке дымовых выбросов на ТЭС, сжигающих уголь, не отвечают современным требованиям, а технологическое отставание ТЭС от мирового уровня в целом снижает эффективность отрасли.

Часть II. Инвестиции в инновации

Как сказал г-н Акопянец, в Казахстане для покрытия потребности в мощности и энергии необходимо будет выполнить ряд задач, включающих модернизацию и реконструкцию существующих электростанций (на Эквиставской ГРЭС-1 блок №8, 2, 1; ЭС «ЭЭК» - блоки №6, 5, 7, 8; Эквиставской ГРЭС-2 - блоки №1, 2 и другие), ввод тепловой базовой генерации (Балхашской, Тургайской ТЭС, Актауской АЭС), ввод регуляторов для Шульбинской и Кашагайской ГЭС (Булакской, Кербулакской ГЭС), строительство Мойнакской ГЭС на 300 МВт, а также вовлечение в баланс ВИЭ (ВЭС, малых ГЭС, СЭС и других). Инвестиции в электроэнергетику в период до 2030 года, по его словам, оцениваются приблизительно в Т9 трлн (в том числе в генерацию - Т5 трлн, сети НЭС - Т1,4 трлн, РЭС - Т2,5 трлн). А по данным г-на ДЖАКСАЛИНБЕКА, в рамках инвестиционных соглашений, подписанных Министерством индустрии и новых технологий и производителями электроэнергии, в период с 2009-го по 2015 годы инвестиции в отрасль превысят Т1140 млрд.

Управляющий директор по производственно-техническим вопросам АО «Самрук-Энерго» Есберген АБИТАЕВ сообщил, что в настоящее время сейчас в реализации у данной компании находится целый ряд проектов модернизации и расширения действующих и строительства новых электростанций. Он проинформировал, что АО «Самрук-Энерго» управляет электростанциями с общей установленной мощностью 9332 МВт, в том числе крупнейшими электростанциями национального значения. Среди них Эквиставская ГРЭС-1 (4000 МВт) и ГРЭС-2 (1000 МВт) с энергоблоками единичной мощностью 500 МВт каждый; Жамбылская ГРЭС (1230 МВт); комплекс алмайтских электростанций, включающий 3 ТЭС (145 МВт, 510 МВт и 173 МВт), Кашагайскую ГЭС (364 МВт) и каскад алмайтских ГЭС (47 МВт); а также Иртышский каскад ГЭС (Бухтарминская ГЭС - 675 МВт, Шульбинская ГЭС - 702 МВт и Усть-Каменогорская ГЭС - 331 МВт), Актюбинская ТЭС (102 МВт) и Шардаринская ГЭС (100 МВт). Практически все объекты имеют значительную наработку паркового ресурса (износ - 60-70% и более), что требует реконструкции и модернизации основного оборудования - турбин, котлоагрегатов и генераторов. К примеру, на Эквиставской ГРЭС-1 при ее проектной мощности 4000 МВт располагаемая мощность станции составляет всего 2500 МВт, а энергоблок №8, 2 и 1 требуют восстановительных работ. После ее модернизации с 2017 года ежегодная выработка электроэнергии достигнет 25 млрд кВт/ч. К декабрю 2014 года предполагается пусконаладочные работы и ввод в эксплуатацию энергоблока №3 на Эквиставской ГРЭС-2.

В числе проектов, где также полно представлены меры по реализации Программы инновационно-технологического развития АО «Самрук-Энерго», г-н Абитаев назвал «Строительство Балхашской ТЭС», «Строительство Кербулакской контргенерирующей ГЭС» на реке Или, «Реконструкция и расширение Алмайтской ТЭС-1 с переводом на газ с установкой ПГУ», возведение «ВЭС Ерейтанов - 51/300 МВт» в Акмолинской области, «ВЭС Шелек-60» и солнечной электростанции «СЭС Капшагай-2 МВт» (по ТЭО англо-турецкого консорциума Dar Muhendislik Musaveric A.S.) в Алмайтской области. В частности, представитель АО «Самрук-Энерго» заявил, что благодаря Кербулакской ГЭС будет повышена выработка пиковых мощностей на Кашагайской ГЭС на 112 МВт и рост ежегодной выработки каскадом Капшагайская ГЭС-Кербулакская ГЭС электроэнергии на 221 млн кВт/ч в год. По проекту реконструкции и расширения Алмайтской ТЭС-1 в 2011 году завершится разработка ТЭО, что позволит начать разработку проектно-сметной документации и приступить к строительным-монтажным работам. Ввод в действие ПГУ на ТЭС-1, как ожидается, приведет к существенному оздоровлению воздушного бассейна Алматы. Что касается

проекта строительства «ВЭС Ерейтанов - 51/300 МВт» предварительной стоимостью \$135 млн, ТЭО которого уже выполняет Dar Muhendislik Musaveric A.S. (договор заключен 23 августа 2011 года), его первый этап мощностью 51 МВт будет реализован в 2011-2013 годах, впоследствии станция будет расширена до 300 МВт. По нему уже заключены договоры на поставку оборудования для ветромониторинга, шеф-монтажа и монтажа метеомачты. В первом квартале 2012 года консорциум, представляющий ТОО «Институт Казсельпроект» и испанскую фирму IDOM (договор заключен 5 сентября 2011 года), планирует завершить ТЭО проекта строительства «ВЭС Шелек-60» мощностью 60 МВт с перспективой расширения до 300 МВт. Данный объект предварительной стоимостью \$162 млн должен быть построен к 2014 году. Относительно возведения пилотной СЭС мощностью 2 МВт на северо-восточной стороне города Капшагай, предварительно оцениваемой в сумму до \$10 млн, предполагается будет реализован опять же по ТЭО Dar Muhendislik Musaveric A.S. в 2011-2012 годах. Сейчас «Самрук-Энерго» совместно с акиматом Капшагай прорабатывает вопрос отвода земельного участка под размещение СЭС площадью 4 га.

По словам г-на Абитаева, в рамках реализации Программы инновационно-технологического развития предусматривается выполнение ряда проектов. Одним из них является поэтапный переход на повышенные параметры пара (температура 5650С против 5400С) для вновь вводимого в действие основного оборудования крупных ТЭС. Так, современные котлоагрегаты и паровые турбины, выпускаемые как ведущими мировыми производителями энергооборудования Alstom, General Electric, Westinghouse и другими, так и по лицензиям данных компаний, обеспечивают увеличение единичной мощности энергоблока с 500 МВт до 630-660 МВт и важнейшего показателя - КПД энергоблоков с 35-36% (действующие энергоблоки) до 41-42%. Кроме того, планируются строительство теплогидроциклонов агрегатов крупных ТЭС единичной мощностью 150-200 МВт; применение парогазового цикла при строительстве ГТЭС, что обеспечит увеличение выработки электроэнергии при одинаковых объемах газа на 35-40% и повышение КПД до 55% против 35% на ГТЭС; снижение вредных выбросов на базе применения электрофильтров с КПД 99,6% на крупных ТЭС и мультифазовых второго поколения с КПД 99,4% на ТЭС и других современных технологий. Электроэнергетику не обходят стороной и развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ) - в Казахстане будут строиться ветровые и солнечные электростанции, что обеспечит выработку экологически чистой («зеленой») электроэнергии и выполнение требований Киотского протокола и Углеродного фонда.

Валерий ЛИИ, управляющий директор по системным услугам АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями «КЕГОС», сказал, что считает дальнейшее развитие НЭС как системообразующего элемента отрасли через инновационное развитие важнейшей задачей. Он выделил в числе проектов, вошедших в госпрограмму форсированного индустриально-инновационного развития (ФИИР) РК до 2014 года, строительство ПС 500 кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500 кВ, 220 кВ и выдачу мощности Мойнакской ГЭС и 2-й этап модернизации НЭС. Среди инвестиционных проектов в рамках отраслевой программы до 2014 года г-н Ли назвал реконструкцию ВЛ 220 кВ ШПТП - Осакаровка; выдачу мощности Балхашской ТЭС (1-я очередь), усиление связи Павлодарской энергоузла с ЕЭС Казахстана; строительство ВЛ 500 кВ Эквистав - ШПЭС - Усть-Каменогорск; ВЛ 500 кВ ШПЭС - Актогай - Талдыкорган - Алма; межгосударственной ВЛ 500 кВ Кемин - Алматы, а также реабилитацию НЭС. В перспективе за 2015 год в целях дальнейшего увеличения транзитного, экспортного потенциала национальной электрической сети и усиления межсистемных связей, по его словам, КЕГОС планирует приступить к реализации еще 6 проектов по развитию НЭС: строительство ВЛ 500 кВ Актау - Бейнеу - Кульсары - Атырау; второй ВЛ транзитом 220 кВ Уральск - Атырау и Кульсары - Тентиг; ПС 500 кВ Астана с ВЛ 500 кВ Нура - Астана; ВЛ 500 кВ Нура - Жезказган; линии 500 кВ Атырау - Ульке и выдачу мощности Тургайской ТЭС.

Г-н Ли сообщил, что КЕГОС в рамках инвестпроектов по развитию НЭС Казахстана уже выполнил и запустил в реализацию несколько инновационных технологических решений. Так, компания установила на подстанциях более 600 единиц элегазовых выключателей 35-500 кВ, что составляет 42% от общего числа выключателей. Применение элегазовых выключателей, установленных по проекту «Модернизация НЭС 1-й этап» позволило снизить удельные расходы электроэнергии на собственные нужды подстанции за период с 2002 года на 10%. В общей сложности по второму этапу модернизации предусмотрена замена воздушных и масляных выключателей 6-500 кВ с установкой новых в количестве около 1000 единиц вакуумных выключателей 6-35 кВ и 216 единиц элегазовых выключателей напряжением 110-500 кВ (что составляет до 76% от их общего количества). Кроме того, в рамках модернизации на подстанциях КЕГОС проводится замена устаревших устройств РЗА, проработавших по 20 и более лет, на новое поколение современных быстродействующих микропроцессорных устройств РЗА фирмы Siemens. Соответствующая работа завершена на 67 из 74 ПС. По проекту строительства второй линии электропередачи 500 кВ транзита Север - Юг применены управляемые шунтирующие реакторы 500 кВ, в рамках проекта на ПС 500 кВ «Агдыр» и ЮКГРЭС установлены 3УШР. При этом впервые в СНГ применены УШР 500 кВ в трехфазном исполнении, что позволило снизить их стоимость и повысить эксплуатационные характеристики. По проекту «Строительство межрегиональной линии электропередачи 500 кВ «Северный Казах-

стан - Актюбинская область» был установлен фазоворотный трансформатор 220 кВ мощностью 400 МВА, который позволяет принудительно перераспределять потоки мощности по линиям электропередачи, направляя в Актюбинскую область электроэнергию из энергонасыщенной Северной зоны ЕЭС Казахстана. Также компанией внедрены и успешно эксплуатируются системы SCADA (диспетчерское управление и сбор данных) и АСКУЭ (автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии). Применение этих и других передовых технологий отражено и в проекте мастер-плана по развитию отрасли, который сейчас находится на рассмотрении в государственных органах.

Часть III. Перспективы использования ВИЭ

Казахстан обладает значительными ресурсами возобновляемой энергии в виде гидроэнергии, энергии ветра, солнца, биомассы. Однако, помимо частичного использования гидроэнергии, эти ресурсы не нашли применения до настоящего времени. Основными причинами такого положения дел является наличие богатых запасов ископаемых топливно-энергетических ресурсов, отсутствие длительное время должной государственной политики и законодательной базы.

Как заметил генеральный директор ТОО «Институт «Казсельэнергопроект» Александр ТРОФИМОВ, ранее созданный при ОАО «Казсельэнергопроект» и ЗАО «Казгидропроект» специальными центрами был выполнен ряд исследовательских работ, технико-экономических обоснований по ГЭС и ВЭС. Разработаны конкретные проекты, а на ряде ветроплатонок произведены замеры ветрового потенциала по методике международных стандартов. По его словам, определенный опыт, накопленный центрами, позволил квалифицированно проанализировать существующее состояние использования ВИЭ и дать технические предложения по решению экологических проблем Казахстана с широким использованием возобновляемых источников энергии. Эти предложения учитывались при подготовке ряда постановлений, законов и программ по использованию, в первую очередь, гидроэнергетических, ветрового энергетического потенциала. Принимая во внимание прогнозируемые масштабы использования гидро- и ветроэнергетического потенциала и высокую капиталоемкость строительства ГЭС и ВЭС, важно было изначально не допустить стратегических просчетов экономического и организационного плана, сказал г-н Трофимов.

По его словам, за последние 10 лет институт ТОО «Институт «Казсельэнергопроект» выполнил ряд ТЭО строительства ВЭС, в том числе ВЭС в Джунгарских воротах Алмайтской области мощностью 40 МВт, ВЭС в районе г. Аркалык Костанайской области мощностью 10 МВт. На первом этапе предлагается рассмотреть вопрос строительства ВЭС в 45 регионах РК. Использование ветрового потенциала, как считают в институте «Казсельэнергопроект», следует осуществлять на базе мелких ВЭС с ветроагрегатами единичной мощностью до 100 кВт и крупных ВЭС с ветроагрегатами мощностью 2 МВт и более. Гендиректор рассказал, что возглавляемый им институт в 2007-2008 годах принял участие в проекте правительства Казахстана и Программы развития ООН по исследованию ветрового потенциала на 8 выбранных площадках в различных районах Казахстана (п. Кордай Жамбылской области, г. Астана, г. Форт-Шевченко Мангистауской области, п. Жумулык Южно-Казахстанской области, г. Атырау, г. Ерменгау, г. Аркалык, г. Каркаралынк), по которым подтверждается достаточный ветровой потенциал со средней многолетней скоростью более 6,5 м/сек. Кроме того, в настоящее время им разрабатывается проектно-сметная документация по Кордайской ВЭС мощностью 21 МВт и Каратауской ВЭС мощностью 200 МВт (1 этап) в Жамбылской области. Ведутся переговоры с заказчиками по развертыванию предпроектных работ еще по 5 площадкам ВЭС в различных регионах страны. Г-н Трофимов заявил, что данные проекты обещают быть выгодными, и в энергетическом балансе областей можно ожидать прибавления 30-40 МВт мощности. Для выдачи мощности можно будет использовать существующие распределительные сети напряжением 110, 35 и 10 кВ. Для накопления опыта проектирования и строительства ВЭС, по его мнению, следует лишь наладить сотрудничество с западными фирмами-поставщиками оборудования, а также задуматься о налаживании собственного производства современных установок в кооперации с зарубежными партнерами.

Говоря о перспективах развития солнечной энергетики, директор Центра по инновационным и нанотехнологиям АО «КазНИИ Энергетики» имени академика Ш. Ч. Чокина» Александр НЕСТЕРЕНКОВ сообщил, что в южных областях годовая длительность солнечного света составляет 2200-3000 часов в год, а средняя за год пиковая мощность доходит до 1200 Вт/м2. Он отметил, что по этому показателю Казахстан относится к государствам с благоприятными условиями для развития солнечной энергетики, но пока стоимость традиционных энергоисточников относительно невелика, а основные денежные ресурсы сосредоточены в компаниях, не заинтересованных в развитии альтернативной энергетики, и солнечные электростанции трудно будет продать на рынок новой продукции. Кроме того, в отличие от европейских государств, в Казахстане нет собственного производства солнечных элементов и батарей, комплектующих для коллекторов и концентраторов, отсутствует законодательная база для развития данной отрасли. Между тем, по словам г-на Нестеренкова, простые в изготовлении и эксплуатации солнечные нагреватели могут широко использоваться, к примеру, в сельском хозяйстве, где отмечается низкое

энергопотребление (12% в сравнении с промышленным комплексом (68%), что связано в первую очередь с удалением объектов от электросетей. Солнечные нагреватели можно использовать для сушки сена, лесоматериалов и сельскохозяйственных продуктов, отопления животноводческих ферм, теплиц, птицефабрик, потенциальных их потребителями также являются спортивно-оздоровительные учреждения, открытые и закрытые плавательные бассейны баз отдыха, дачные поселки. В центре подчитали, что в южных областях страны с годовым приходом солнечной радиации около 1200-1300 кВт/ч/м2 при эффективном ее использовании можно обеспечить около 25% общего теплотребования в системах отопления, до 50% - в системах горячего водоснабжения и до 75% - в системах кондиционирования воздуха. Сравнивая затраты по стоимости и эксплуатации дизельной и солнечной электростанций, г-н Нестеренков сказал, что для первых из них в начале эксплуатации стоимость оборудования и эксплуатационных расходов будет ниже, чем для вторых, но уже через 3 года работы ситуация меняется на обратную. Из-за ограниченного ресурса работы (8 тысяч часов) дизельной электростанции придется менять каждый год, и за рассматриваемый период заменится 25 дизельных электростанций, будет сожжено 328 500 литров дизтоплива, а продукты сгорания выброшены в атмосферу, израсходовано примерно 1000 литров масла и 1000 фильтров, которые надо утилизировать. Солнечная электростанция не выделяет в процессе работы вредных веществ, не загрязняет окружающую среду, эксплуатационные расходы сводятся к периодической очистке зеркал концентраторов и фотомодулей и замене раз в 10 лет инверторов и аккумуляторов. Более того, в соответствии с практикующимся опережающим ростом тарифов и цен на электроэнергию и топливо по сравнению с ценами на сельскохозяйственную долю энергозатрат в себестоимости сельскохозяйственных объектов будет только увеличиваться и доходить до 10-20%, а по некоторым видам продукции до 40% (теплицы, птицефабрики). В сравнении с высокой стоимостью строительства линий электропередачи и подстанций сооружение солнечных установок не потребует значительных капиталовложений и сроков, отметил г-н Нестеренков. Он также проинформировал, что в настоящее время АО «КазНИИ Энергетики» им. академика Ш.Ч.Чокина» разрабатывает солнечные электростанции на основе планарных концентраторов и фотомодулей китайского производства с КПД преобразования солнечной энергии в электричество 15%. Их отличительной особенностью является высокая концентрация солнечного излучения на коллекторе и, соответственно, более высокая температура теплоносителя, что позволяет получить в теплообменнике горячую воду с хорошим расходом в холодное время года. По его мнению, в настоящее время на рынке продаж стоимость фотомодулей с учетом доставки сложилась на уровне около \$2,5 за Вт, а себестоимость изготовления герметичного канала с 12 охлаждаемыми и 12 не охлаждаемыми фотомодулями составляет около \$350, поэтому конечная цена продукта будет значительно ниже рыночной цены солнечного модуля аналогичной мощности. Потребитель всегда может иметь в запасе один недорогой фотомодуль для своей электростанции в виде готового к установке герметичного канала с фотомодулями для экстренной замены вышедшего из строя, а служба сервиса выполнит эту работу, как это делается при замене неисправных блоков бытовых домашних устройств. Это повышает надежность многолетней эксплуатации и рейтинг солнечной электростанции, говорит г-н Нестеренков.

В свою очередь в Казахстанско-Британском техническом университете и Институте органического катализа и электрохимии им. Д. В. Сокольского считают, что в ближайшем будущем главнейшим источником мировой энергии станет фотопреобразование солнечной энергии. Как известно, тонкопленочные поликристаллические фотопреобразователи солнечного излучения и тонкопленочные гетероструктуры относятся к новейшим полупроводниковым материалам, и разработка надежных и дешевых методов изготовления таких структур позволяют широко применять их наряду с традиционными фотомодулями на основе кремния. По информации данных организаций, на сегодняшний день стоимость киловатт-часа электроэнергии, полученной с помощью фотозлектрических преобразователей, остается довольно высокой. Поэтому бурно растущий рынок «солнечной» энергетики по стоимости электроэнергии пока не достигает показателей стоимости, которую обеспечивают традиционные источники электроэнергии. Однако по мере эксплуатации фотозлектрических преобразователей стоимость получаемой с их помощью электроэнергии непрерывно падает. Срок службы современных кремниевых фотопреобразователей оценивается примерно в 30 лет, а за этот срок стоимость производимой ими электроэнергии упадет примерно в 8-10 раз, говорят ученые.

Участники форума при этом подчеркивают, что экономическую привлекательность проектов ВИЭ для инвесторов и их осуществление без удорожания стоимости электроэнергии для потребителей обеспечит принятый Закон РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии». Участники форума при этом подчеркивают, что экономическую привлекательность проектов ВИЭ для инвесторов и их осуществление без удорожания стоимости электроэнергии для потребителей обеспечит принятый Закон РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии». Участники форума при этом подчеркивают, что экономическую привлекательность проектов ВИЭ для инвесторов и их осуществление без удорожания стоимости электроэнергии для потребителей обеспечит принятый Закон РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии».

В целом, учитывая, что определяющим фактором в развитии инноваций, диверсификации экономики, развитии интеллектуальных технологий и повышении конкурентоспособности страны является проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, ученые и энергетики указывают на необходимость разработки механизмов финансирования НИОКР, создание отраслевых научно-исследовательских институтов, государственно-частное партнерство по проведению и внедрению результатов НИОКР. По их данным, в развитых государствах расходы на НИОКР составляют до 3% и выше, тогда как в Казахстане данный показатель не

превышает 0,26% от ВВП. В этой связи они рекомендуют государственное финансирование НИОКР с ростом до 3% к 2020 году.

Часть IV. Будущее электроэнергетики

В настоящее время развитие электроэнергетической отрасли в Казахстане основывается на ряде документов: это стратегический план развития РК до 2020 года (индикативный), госпрограмма по ФИИР РК на 2010-2014 годы, программа по развитию электроэнергетики РК на 2010-2014 годы. Однако данные документы не охватывают весь комплекс задач на долгосрочный период. Сейчас по инициативе ФНБ «Самрук-Казына», участии АО «КЕГОС», АО «Самрук-Энерго» и АО «КазНИПИИТЭС Энергия» разрабатывается мастер-план развития отрасли до 2030 года, в котором будет дан анализ текущей ситуации, оценка роста электро- и теплотребования, развития генерирующих источников в увязке с балансами мощности и энергии, топливоснабжением и экологическими аспектами. Однако, как считают энергетики, в силу инерционности развития отрасли, с учетом значительных по продолжительности сроков проектирования и строительства (5-6 лет и более) энергообъектов, необходима разработка новой долгосрочной Программы развития отрасли до 2030 года. По словам г-на Уразалинова, такая программа должна быть органически увязана с перспективным развитием экономики Казахстана и его регионов. Лишь при таком подходе удастся с максимальной точностью определить перспективные прогнозные балансы производства и потребления электрической энергии, считает он.

«В программе необходимо исходить из того, что Казахстан - это страна с резко континентальным климатом, и в электроэнергетике, на обзорную перспективу, одним из основных вопросов, наряду с производством электроэнергии, сохранится и усилится роль централизованного теплоснабжения за счет ТЭЦ. Централизованное теплоснабжение городов, осуществляемое действующими ТЭЦ, остается экономически наиболее выгодным. В то же время физический и моральный износ оборудования большей части электростанций Казахстана, построенных в 50-70-х годах XX века, становится реальным фактором ненадежного электро- и теплоснабжения потребителей и, как следствие, снижения энергобезопасности страны», - сказал г-н Уразалинов. В связи с этим, по его мнению, одним из главных направлений в программе должны быть вопросы реконструкции и развития действующих тепловых электростанций. При этом наряду с необходимостью обеспечения роста тепловых нагрузок, обновления существующего оборудования он предлагает проработать вопрос расширения ТЭЦ за счет установки конденсационных турбин для увеличения производства электроэнергии. Кроме того, по словам, главы КЭА, требуется модернизация тепловых сетей с доведением потерь до мировых стандартов, максимальное использование режима работы по тепловому графику. Он также считает необходимым на законодательной основе установить, что строительство новых ТЭЦ и крупных отопительных котельных (100 Гкал/час и более, единичной мощности котлов) должно обосновываться соответствующими схемами теплоснабжения данного города на перспективный период, разработанные специализированными проектными организациями. Схемы теплоснабжения на перспективу должны быть разработаны по всем городам Казахстана на базе утвержденных генеральных планов. Помимо этого г-н Уразалинов считает нужным завершить подготовку и принятие закона РК «О теплоснабжении». Не менее важным и требующим тщательных обоснований, по словам председателя ассоциации, должен быть и раздел развития электросетевых объектов напряжением 220-500 кВ и выше, главным образом системообразующих, межрегиональных и межгосударственных ЛЭП.

Он считает, что для решения указанных задач необходимо в кратчайшие сроки принять новую редакцию Закона «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» (находится в работе в мажоритарном режиме), разработать Программу энергосбережения и планы мероприятий поэтапной реализации с определением объемов и источников финансирования.

Также в долгосрочной отраслевой программе быть место развитию на отдаленных сельских территориях ветроэнергетических установок при максимальной поддержке и участии государства.

По словам г-на Уразалинова, в предлагаемой разработке элемент должны быть отражены и вопросы охраны окружающей среды, энергосбережения, подготовки кадров, определены вопросы и предложения по внесению изменений и дополнений в законодательные и нормативно-правовые акты. Предлагается разработать основы ценовой политики в электроэнергетике на ближайшую и отдаленную перспективу, а также предложить по организационной структуре управления отраслью в целом и ее отдельных звеньев, с целью дальнейшего совершенствования рыночных отношений, не исключая вопросы управляемости и предсказуемости процесса энергоснабжения потребителей. В частности, вопросы создания отраслевого регулятора, независимого от структурных подразделений, перехода на систему предоплаты за электроэнергию для всех потребителей, создание многоуровневой системы для групп потребителей и т.д. Кстати, и в требовании принятия долгосрочного программного документа, предусматривающего необходимые меры для решения вопросов финансирования и тарифного регулирования в отрасли, говорил на форуме и г-н Ли.

В целом, как отметил г-н Уразалинов, отсутствие такой программы привлекат к возникновению массы вопросов как со стороны потребителей о возможности дальнейшего развития отрасли экономики до и после 2015 года, так и у отраслевых организаций о целесообразности начала проектирования энергетических предприятий, строительство и реконструкция которых должны быть осуществлены через 4-5 лет. Лишь при условии ее разработки и последующей реализации Казахстан сможет рассчитывать на дальнейшее эффективное развитие электроэнергетической отрасли в частности и экономики страны в целом, считают энергетики.

Подготовила Елена БУТЫРИНА