

ность в 2014 году. Сейчас на станции работает пять гидроагрегатов. Из них три — это новое оборудование, пущенное в работу в период с декабря 2011 года по июль 2012 года. Как пояснили в пресс-службе компании, в выработке электроэнергии также участвуют два гидроагрегата, которые меньше прочих пострадали в аварии и были пущены в работу после восстановительного ремонта в 2010 году. В дальнейшем их предполагается вывести из работы и заменить на новые. Инвестпрограмма станции предусматривает ежегодный ввод в работу по три новых гидроагрегата. Статистика энергокомпании показывает, что в 2011 году СШГЭС выработала более 18 млрд кВт•ч электроэнергии и почти достигла доаварийного уровня использования мощностей. Тогда годовая выработка составляла 20–22 млрд кВт•ч.

По оценкам экспертов, сегодня в Сибири фактически сложился паритет тепловой и гидрогенерации. По данным СО ЕЭС, установленная мощность электростанций Сибири имеет структуру, в которой 52% приходится на долю тепловой генерации и 48% на долю ГЭС. Но это лишь номинальные показатели. «Электростанции, даже при отсутствии оборудования в ремонте, практически не работают с нагрузкой, соответствующей их установленной мощности, из-за различных сезонных, режимных, ресурсных и других ограничений. Реально доступной является только так называемая располагаемая мощность. Так вот, для сибирских ГЭС, установленная мощность которых составляет 23,27 тыс. МВт, ее величина с учетом гидрологических ограничений составляет всего 10,5 тыс. МВт. Для тепловых станций относительная величина ограничений меньше и располагаемая мощность составляет 20,1 тыс. МВт», — рассказал Владимир Смирнов. Таким образом, доля фактического участия тепловых станций в энергобалансе составляет 65%, ГЭС — 35%. При этом тепловые электростанции работают, как правило, в базовом режиме, а ГЭС помимо несения базовой мощности осуществляют регулирование суточной неравномерности нагрузок всей энергосистемы.

Между тем в последнее время в сибирской генерации наметился крен в сторону проектов гидроэнергетики, обеспечивающих производство более дешевой электрической энергии. Так, ввод только одной БогЭС обеспечит прирост мощности на 3 тыс. МВт, что существенно превышает показатели строящихся тепловых энергоблоков. В то же время за последние два года в Сибири введено в эксплуатацию новое теплоэнергетическое оборудование, обеспечившее прирост мощности около 1,6 тыс. МВт.

Генеральный директор ОАО «Э.ОН Россия» Максим Широков полагает, что наметившийся крен в сторону гидроэнергетики не совсем оправдан. «Если учесть неравномерное распределение гидро-ресурсов и климатические факторы, относительную дороговизну строительства мощностей ГЭС по сравнению с тепловыми станциями, то наращивать долю ГЭС в балансе необходимости нет. Существуют риски маловодных лет, которые повторяются с завидной регулярностью. В каждом конкретном случае необходимо выбирать тот вариант для потребителей, который наиболее привлекателен с точки зрения цены и надежности», — убежден господин Широков.

Генеральный директор «Сибирской генерирующей компании» Сергей Мироносецкий, в свою очередь, считает, что сегодня назрела необходимость создавать условия для развития тепловой генера-



ЗАПУСК БОГЭС, ПО ПРОГНОЗАМ ЭКСПЕРТОВ, ПРИНЦИПИАЛЬНО НЕ ОТРАЗИТСЯ НА СУЩЕСТВУЮЩЕМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ БАЛАНСЕ РЕГИОНА И НЕ ПРИВЕДЕТ К СНИЖЕНИЮ ЦЕН НА РЫНКЕ

ции и в первую очередь — когенерации. «В отличие от традиционных электростанций станции, работающие в режиме комбинированной выработки, не выбрасывают тепло, которое образуется при их работе, в атмосферу, а используют его для подогрева воды. Это не только улучшает экологические показатели и эффективность производства, но и позволяет сократить расходы на топливо», — пояснил господин Мироносецкий. По его словам, для производства одного и того же количества тепла и энергии на ТЭЦ, работающей в комбинированном режиме, необходимо угля на четверть меньше, чем для производства этого же объема тепла и энергии отдельно на котельной и ГРЭС.

Но если об оптимальном балансе генераций участники рынка продолжают спорить, то необходимость модернизации возрастной российской энергетики сомнений не вызывает ни у кого. «Решение вопроса старения мощностей — одна из самых острых задач, стоящих перед отраслевыми игроками. В рамках разработанной программы «РусГидро» на станциях компании планируется заменить до 50% общего парка турбин, 40% генераторов и 60% трансформаторов. Кроме того, запланирована замена вспомогательного оборудования и оборудования вторичной коммутации, высоковольтных выключателей», — рассказали в пресс-службе компании. Схожие масштабные инвестпрограммы есть у тепловых генераторов, работающих в Сибири, имеющих на своем балансе объекты, оборудование которых произведено еще в первой половине XX века и давно не отвечает современным параметрам эффективности и безопасности.

Однако темпы модернизации сдерживает неразвитость и зарегулированность российского

рынка электрической энергии, убеждены эксперты. «При установлении тарифов главным ориентиром для государства всегда было сдерживание роста конечных цен для потребителей, в результате чего отрасль долгие годы была недофинансирована, что привело к значительному износу основных фондов. В части установления тарифов не изменилась ситуация и сейчас, что наиболее ярко видим в тепле. Из-за искажений существующей модели рынка, когда тарифы на тепло настолько низки, что производство тепла является убыточным видом бизнеса, развитие ТЭЦ невыгодно. Если ситуацию не изменить, то в дальнейшем это приведет к «котельнизации» теплоснабжения и, следовательно, росту цен на тепло», — прогнозирует Сергей Мироносецкий. По словам Максима Широкова, на сегодняшний день в России отсутствует рыночный механизм строительства новых мощностей. «Регуляторные ограничения, высокая доля госкомпаний среди поставщиков электроэнергии на рынке и предоставление преференций этим компаниям (надбавки к ценам АЭС и ГЭС), перекрестное субсидирование между тепловой и электрической энергией, установление предельных цен на мощность при их конкурентном отборе оставляют единственный инструмент окупаемости инвестиций в строительство генерации — это заключение договоров о предоставлении мощности (ДПМ)», — отмечает господин Широков. Но, как указывают участники рынка, источники и механизмы финансирования модернизации тепловой генерации после завершения программы ДПМ до сих пор не определены. И это делает привлечение новых инвестиционных ресурсов в отрасль проблематичным.

Развитию энергетического комплекса Сибири мешает и ряд нерешенных проблем, которые, по мнению аналитика «Инвесткафе» Андрея Сахарова, практически подрывают инвестиционную привлекательность отрасли и тянут котировки акций энергетических компаний на дно. «Совершенно

очевидна необходимость решить имиджевые проблемы, такие как отмена договоров последней мили и перекрестного субсидирования, придание прозрачности механизму тарифообразования, определиться с позицией по RAB-регулированию и структурой сетевого комплекса», — уверен аналитик. Также, по его оценкам, для развития энергетического сектора государство должно выйти из капитала генераторов и сбытов, как и предусматривала реформа РАО.

Сергей Мироносецкий уверен, что государство может серьезно помочь энергетикам, например, отменив предельные уровни цен и избыточные антимонопольные ограничения, а также ограничения по выводу из эксплуатации старого энергооборудования, ликвидировав «перекрестное субсидирование» не только в сетях, но и между тепловой и электроэнергией.

В случае снятия имеющихся ограничений энергетический комплекс Сибири имеет серьезный потенциал развития, убеждены эксперты. По их оценкам, большинство генерирующих компаний региона сейчас находятся «на дне» своего долгосрочного графика доходности. Как полагает ведущий эксперт УК «Финам Менеджмент» Дмитрий Баранов, основные драйверы роста энергетики заключаются в программе развития Сибири и Дальнего Востока, которая вот уже несколько лет последовательно осуществляется при поддержке государства. «Идет масштабное инфраструктурное строительство, осваиваются крупные сибирские месторождения полезных ископаемых, развивается обрабатывающая промышленность. Всем им требуется электроэнергия, а со временем ее потребуется еще больше. Помимо внутренних потребностей драйверами роста отрасли могут стать и поставки электроэнергии за границу. Азия в перспективе может стать серьезным партнером энергетиков Сибири. О ряде таких проектов уже заявлено», — указывает Дмитрий Баранов. ■