

Развитие гидроэнергетики в России и его обеспечение

Веселов Федор, к.э.н. зам. директора

ФГБУН Институт энергетических исследований РАН

Гидроэнергетика в электроэнергетике России

- В 2021 году доля ГЭС и ГАЭС в установленной мощности и производстве эл.энергии в стране составила около 19%
- Перечень площадок станций значителен, но все же ограничен. В Генсхеме 2008 г. рассматривались проекты ГЭС и ГАЭС суммарной мощностью 48+6 ГВт (включая Эвенкийскую ГЭС 12 ГВт). При актуализации Генсхемы в 2022 году рассматривались проекты ГЭС и ГАЭС мощностью 23+5 ГВт
- Основной гидропотенциал сосредоточен в восточной части страны. Внутри России до 2050 года основная часть спроса на электроэнергию останется в Европейской части. Поэтому освоение потенциала ГЭС сверх потребностей СФО и ДВФО потребует сопутствующего масштабного развития дальних электропередач.
- Геополитическая ситуация в регионе СВА не создает предпосылок для долгосрочной энергетической интеграции энергосистем и рынков(энергетические «мосты» и «кольца») и масштабного роста экспорта российской электроэнергии, в т.ч. от ГЭС

Гидроэнергетика в электроэнергетике России

- Перспективы развития ГЭС определяются не из сохранения их доли в производственной структуре, а эффективными масштабами, востребованными в балансах энергии и мощности
- Неопределенность сценариев роста экономики (от базовых 3% до инвестиционно-интенсивных сценариев с ростом 3,7-4,5%) приводит к росту электропотребления в 2050 году от 40% до 60-75%
- Проведенная ИНЭИ РАН оптимизация структуры мощностей показывает эффективное увеличение мощности ГЭС до 75-83 ГВт, т.е. прирост мощности составит 22-30 ГВт
- Аналогичные объемы роста мощности ГЭС ожидаются при реализации сценариев более глубокой, чем СНУР, декарбонизации производства электроэнергии
 - При этом ГЭС активно востребованы, как регуляторы неравномерности режимов производства при большом объеме ВИЭ, и более эффективны, чем накопители, в условиях продолжительных (несколько дней) периодов слабого ветра
- Возможности еще более масштабного роста мощности ГЭС требуют анализа в части:
 - Предложений по дополнительным площадкам размещения электростанций
 - Возможностей смежных отраслей по наращиванию и поддержанию темпов ввода мощности ГЭС 5-8 ГВт в пятилетку (что сопоставимо с советскими темпами)

Управление развитием гидроэнергетики

- Масштабные инвестиционные вызовы в гидроэнергетике делают актуальным переход от проектного к программному управлению развитием отрасли. Вместо локальной оптимизации параметров реализации каждого проекта на одном объекте, применяется общая, долгосрочная оптимизация использования единого потока ресурсов: финансовых, материальных, кадровых
- Для этого есть хорошие условия: концентрация большинства активов гидрогенерации в рамках компании, контролируемой государством
- Важный результат такого управления – формирование долгосрочных сигналов по стабильному рынку сбыта продукции смежных отраслей (энергомаш, электротехника), выстраиванию их инвестиционных планов по масштабированию производства и улучшению параметров оборудования – включение факторов удешевления стоимости ГЭС
- Переход от отдельных заказов по проектам к отраслевому заказу с прогнозируемыми ценами и гарантированными сроками. Дополнительный фактор риска – цены материалов (металлы и проч.) – требуется государственное влияние на ценовые параметры поставки для стратегических нужд (в т.ч. энергостроительство и производство оборудования)

Варианты финансирования программы гидроэнергетики

- В настоящее время финансовый поток ГЭС формируется двумя компонентами:
 - Выручка на РСВ и КОМ – обеспечивает финансирование текущих расходов и программы ТПИР
 - Выручка по ДПМ – окупаемость проектов с заданной нормой доходности
- Насколько хорошо ГЭС вписываются в существующий рынок?
 - ГЭС не имеют топливных затрат и не участвуют в ценовой конкуренции с ТЭС, являясь ценопринимателями. При этом ГЭС получают высокую маржу и сверхрентабельны на РСВ
 - в отличие от ТЭС, ВИЭ и АЭС, проекты ГЭС индивидуальны, не имеют типового капекаса в ДПМ, участие в технологически-нейтральных конкурсах проблематично
- ГЭС – это действительно не только источник электроэнергии, а комплексный энергохозяйственный объект межотраслевого значения, имеющий наибольшие внеэнергетические эффекты
 - противоположный эффект и влияние на водный транспорт, стратегические и хозяйственные запасы воды, встраивание в дорожную сеть, развитие рекреации и услуг
 - срок службы в 100+ лет делает ГЭС коренным источником энергоснабжения, обеспечивающим стратегические планы размещения производительных сил и населения
 - мультипликативные эффекты в экономике, возникающие при создании ГЭС, должны включаться в расширенную оценку эффективности и эффективности бюджетной поддержки

Варианты финансирования программы гидроэнергетики

- Модификация ДПМ. Переход к программному управлению в гидроэнергетике позволяет оценивать средний тариф на оплату мощности для реализации потока проектов с нормированной доходностью и сгладить тарифные «скачки» от включения каждого нового объекта
- Тарифное регулирование. Переход на тарифное регулирование, исходя из прогноза НВВ (с учетом инвестиционных обязательств) может снять вопросы к использованию сверхприбыли с РСВ и завышенности ДПМ-тарифов для новых ГЭС. Рост цены одноставочной производства от ГЭС может быть существенно снижен за счет:
 - удешевления стоимости проектов при долгосрочном отраслевом заказе оборудования
 - со-финансирования от государства (минимально – водохранилища, дополнительный объем должен опираться на оценку мультипликативных эффектов)
- Сохранение возможностей для частных инвестиций в ГЭС
 - энергоснабжение новых промышленных зон может осуществляться по действующей в Скандинавии схеме МАНКАЛА. Бесприбыльность компании-оператора позволяет получать инвесторам энергию по себестоимости, окупая инвестиции в ГЭС через экономию энергетических затрат в сравнении с покупкой энергии на рынке.