

СТАТЬИ

УДК 621.3.026

ВЫБОР ЕДИНИЧНОЙ МОЩНОСТИ ЭНЕРГБЛОКА АЭС

*Алексеев П.Н., Мордашев В.М., Прошкин А.А., Стукалов В.А., Субботин С.А.,
Цибульский В.Ф., Чернилин Ю.Ф. (РНЦ «Курчатовский ин-т», г. Москва)*

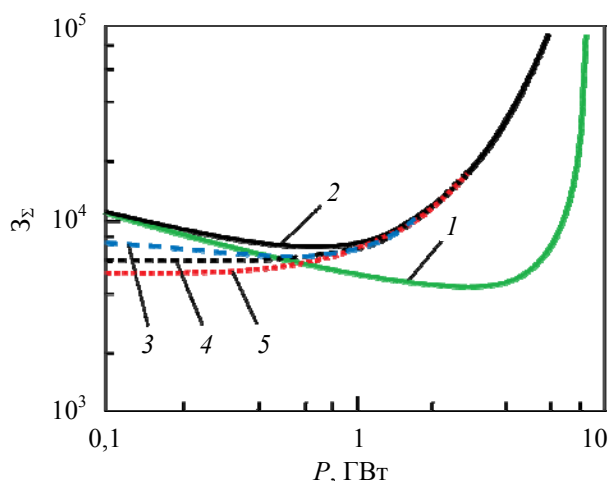
Особенность современного состояния ядерной энергетики нашей страны заключается в необходимости принятия в ближайшие годы базовых решений в технологической и экономической областях, которые будут иметь долгосрочные последствия. Эти решения должны касаться всех аспектов ядерно-энергетического комплекса. Прежде всего необходимо обосновать долю атомной энергии в энергопроизводстве, единичную мощность энергоблока АЭС, наилучшим образом адаптированную к развивающейся сетевой инфраструктуре, решить принципиальные проблемы топливообеспечения: увеличение объема добычи природного урана и мощностей обогатительного производства, развитие быстрых реакторов с расширенным воспроизводством топлива, замыкание ядерного топливного цикла, лицензирование и производство смешанного оксидного топлива, улучшение топливоиспользования в тепловых реакторах. В настоящее время нет обоснованных современных и перспективных требований к единичной мощности серийного блока АЭС как с ВВЭР, так и быстрым реактором. Выбор единичной мощности АЭС должен быть рассмотрен с учетом разных факторов, а не только с позиций минимизации капитальной и эксплуатационной составляющих стоимости электроэнергии.

Основной задачей настоящей работы являлась выработка рекомендаций для обоснования оптимальной единичной мощности энергоблока АЭС на основе анализа влияния различных факторов создания и эксплуатации АЭС (капитальных затрат, срока строительства, ущерба от непредусмотренного останова энергоблоков, унификации, качества изготовления, ущерба от аварии и др.) на экономические показатели электросетей и потребности в электроэнергии регионов страны.

На первом этапе развития ядерной энергетики вопрос об оптимальной единичной мощности блока АЭС не ставился. Первый промышленный энергоблок Нововоронежской АЭС имел электрическую мощность 210 МВт (1964 г.), затем был пущен блок мощностью 365 МВт (1969 г.), первый серийный мощностью 440 МВт. Далее фактически без всестороннего экономического обоснования был создан проект ВВЭР-1000, в настоящее время ведутся разработки АЭС с ВВЭР-1500 и быстрым реактором мощностью 1200 и 1800 МВт.

Конкурентоспособность того или иного типа электростанции для различных регионов определяется с точки зрения заказчика ценой производимой электроэнергии, стоимостью электростанции, сроками строительства и окупаемости, безопасностью и экологичностью, стоимостью доставки электроэнергии потребителю. Между тем должна существовать оптимальная с экономической точки зрения единичная мощность блока АЭС, зависящая от местных условий и возможностей машиностроения. На экономичность блока АЭС влияют многочисленные факторы, но только, пожалуй, удельные капитальные затраты, снижение утечки нейтронов в большом реакторе и удельное количество персонала благоприятны для повышения мощности блока. Остановимся на некоторых из этих факторов, относящихся к АЭС с реакторами любого типа.

Капитальные и текущие затраты на головной блок. Общеизвестно, что с увеличением мощности блока удельные капитальные затраты уменьшаются. В настоящей статье рассмотрен выбор наиболее экономичной мощности блока АЭС в предположении, что в течение 20 лет необходимо ввести в строй АЭС суммарной мощностью ~100 ГВт. С учетом опыта эксплуатации и при достаточно простых предположениях о



Р и с. 1. Зависимость приведенных удельных затрат от единичной мощности блока с учетом капитальных и текущих затрат на головной блок (1), ущерба потребителя от недопоставки электроэнергии при непредвиденном останове блока (2), снижения капитальных затрат на каждый следующий блок на 0,1 (3), 0,2 (4), 0,3% (5)

его распространении на другие мощности была получена зависимость приведенных с учетом дисконтирования удельных капитальных и текущих затрат (в некоторых условных единицах) только от мощности блока АЭС. Из рис. 1 (кривая 1) следует, что оптимальная электрическая мощность блока равна 2,4 ГВт, приведенные капитальные и текущие затраты в диапазоне 1,2—4 ГВт отличаются от минимальных не более чем на 10%. Этот диапазон и представлялся, по-видимому, экономически целесообразным для условий нашей страны.

Ущерб от непредусмотренного останова блока (недопоставка электроэнергии потребителям). Он может существенно сказываться на экономических показателях АЭС. Ущерб тем больше, чем больше мощность блока. Рост единичной мощности блока АЭС с 500 до 1500 МВт увеличивает математическое ожидание ущерба примерно в 25 раз [1, 2]. Это было учтено следующим образом. Предполагалось, что ущерб потребителя от недопоставки электроэнергии из-за внезапных отказов и аварий в 10 раз превышает себестоимость такого же количества электроэнергии (хотя в нормативных документах этот коэффициент принимается равным 40). Зависимость недопоставки электроэнергии от мощности была учтена простой моделью, учитывающей опыт эксплуатации отечественных и зарубежных АЭС. В результате построена кривая 2 на рис. 1, отражающая суммарные приведенные затраты (капитальные + текущие +

ущерб потребителя). Из нее следует, что в диапазоне 0,3—1 ГВт эти затраты отличаются от их минимума (при 0,7 ГВт) не более чем на 10%.

Серийность при строительстве электростанции (ТЭС, АЭС). В настоящих исследованиях предполагалось, что капитальные затраты на каждый последующий блок снижаются соответственно на 0,1 (кривая 3), 0,2 (кривая 4) и 0,3% (кривая 5). Из рис. 1 следует, что даже для случая, когда каждый последующий блок всего на 0,1% дешевле предыдущего, оптимальная мощность снижается до 0,5 ГВт, экономически целесообразный диапазон мощностей блока (отличие от оптимума не более чем на 10%) составляет 0,2—0,8 ГВт. При большем удешевлении последующих блоков совокупные удельные затраты имеют тенденцию монотонно снижаться с уменьшением мощности блока.

Важность серийности и унификации в ядерной энергетике можно проиллюстрировать следующим образом. Стандартизация блоков АЭС во Франции [1] привела к тому, что удельные капитальные затраты на блок мощностью 0,9 ГВт (а таких блоков построено было больше, чем блоков мощностью 1,3 ГВт) составляли 90% удельных капитальных затрат на блок мощностью 1,3 ГВт. Без стандартизации они составляли бы 120%. С увеличением числа унифицированных блоков, т.е. с уменьшением мощности одного блока при сохранении суммарной мощности всех АЭС удельные капитальные и текущие затраты снижаются.

Затраты на транспортировку. С ростом размеров корпуса реактора и других составляющих блока, т.е. с увеличением мощности блока затраты на его транспортировку, как правило, повышаются. Иногда требуется специально транспортное оборудование или даже переоборудование путей сообщения и изменение графиков движения.

Ущерб от аварий. Чем больше мощность реактора, тем больше риск и ущерб от аварии, в том числе и психологический, тем больше будут страховые отчисления в случае их введения, как это сделано, например, в США [1].

Таким образом, из рассмотренных пяти факторов только один — удельные капитальные затраты — оказывает положительное влияние на экономические показатели АЭС при увеличении мощности реактора.

Единая энергетическая система России (ЕЭС России) и межсистемные электрические

сети. Электроэнергетика России основана на поэтапном объединении и организации параллельной работы энергетических систем с формированием межрегиональных энергосистем и их объединением в единую электроэнергетическую систему. Единая энергосистема России — основной объект электроэнергетики страны — представляет собой комплекс электростанций и электрических сетей, объединенных общим режимом и единым централизованным диспетчерским управлением. Управление гигантским, синхронно работающим объединением, достигающим с запада на восток 7 тыс. км и с севера на юг — более 3 тыс. км, представляет собой сложнейшую инженерную задачу, не имеющую аналогов в мире [3, 4]. Из 74 в составе ЕЭС России находятся 69 энергосистем. Из семи Объединенных энергосистем (ОЭС) параллельно в составе ЕЭС работают шесть — Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Северного Кавказа, Сибири. ОЭС Востока работает раздельно от ОЭС Сибири. Годовой максимум нагрузки, зафиксированный в 2000 г. в ЕЭС, составил 128,7 тыс. МВт. Выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС в 2000 г. составила 820,8 млрд кВт·ч, в том числе ТЭС 542,3 млрд кВт·ч, ГЭС — 149,8 млрд кВт·ч, АЭС — 128,7 млрд кВт·ч. Параллельно с ЕЭС России работают энергосистемы Казахстана, Украины, Молдавии, Белоруссии, Эстонии, Латвии, Литвы, Азербайджана, Грузии и через вставку постоянного тока — энергосистема Финляндии. В европейской части ЕЭС России сформировалась развитая сеть напряжением 500—750 кВ, в азиатской части одновременно с развитием сети 500 кВ промышленно осваивалось напряжение 1150 кВ. Высоковольтные линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше составляют основную системообразующую сеть ЕЭС и эксплуатируются межсистемными электрическими сетями. Их протяженность составляет 153,4 тыс. км. В целом по стране протяженность линий электропередачи всех классов напряжений составляет 2647,8 тыс. км.

Особенности структуры электрических систем и сетей. Генераторы электрической энергии по техническим и экономическим соображениям редко располагают вблизи потребителей. Для связи между ними сооружают линии электропередач (ЛЭП), которые соединяются

между собой посредством подстанций, состоящих из коммутационной аппаратуры, трансформаторов, приборов измерения и контроля, управления и защиты. В целом подстанции образуют собой узлы электрической системы. Для нашей страны существенными являются такие особенности: кластерная и слабо связанная система крупнорегиональных электросетей, большая протяженность магистральных ЛЭП, сильная неравномерность насыщенности сетевого хозяйства, наличие небольшого числа мощных опорных для сети энергогенерирующих узлов (в основном атомных), являющихся системообразующими. Если рассмотреть карту ЕЭС России и сравнить ее с картой ЕЭС Франции, то видно принципиальное отличие в степени насыщенности и равномерности покрытия территории линиями электропередач. Франция по площади (551 тыс. км²) меньше российского Центрального федеративного округа (650 тыс. км²), но имеет трижды закольцованную и не менее чем 10-узловую систему ЛЭП, обмениваясь при этом электроэнергией со всеми соседними государствами. На такой насыщенной связями территории Франции естественно располагаются в узлах станции установленной мощностью до 5 ГВт из блоков по 1300—1400 МВт. В Приволжском федеральном округе (1038 км²) и тем более в Сибирском (5144 км²) сетевого обеспечения фактически нет.

Возможности электросетей России. Основная электрическая сеть ЕЭС России выполняет три главные функции: выдачу мощности крупных электростанций, электроснабжение крупных узлов нагрузки (промышленных агломераций, мегаполисов и др.), обеспечение совместной работы энергосистем в составе ЕЭС России. В формировании основной электрической сети ЕЭС России определяющими являются мощность и размещение электростанций, их структура и режимы работы, территория, охватываемая энергообъединением, и взаимосвязанность (единство режимов работы) входящих в нее энергосистем, обуславливающая межсистемный обмен энергией. Все это определяет структуру электрических связей, сочетание напряжений и принципиальную схему основной сети.

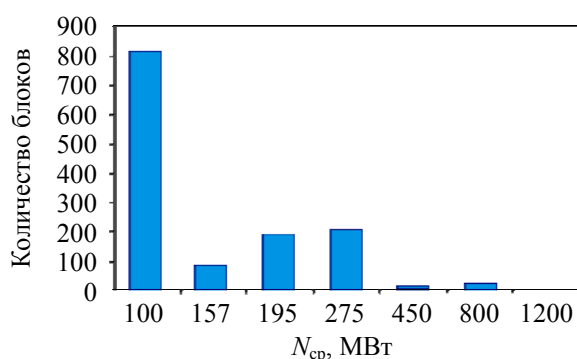
Имеющаяся сеть ЛЭП пока еще обеспечивает передачу мощности и энергии от электростанций к потребителям. Но уже явно видно ее недостаточное развитие, что создает реальные

препятствия надежному обеспечению потребителей электроэнергией и ограничивает полноценное использование существующей генерирующей мощности.

Расчеты показывают, что в силу некоторых факторов (увеличения неравномерности потребления, низкой маневренности оборудования электростанций, экологических и ресурсных ограничений в европейской части и на востоке страны, необходимости транспортировки дешевой электроэнергии из Сибири, расширения объемов экспорта электроэнергии) к 2030 г. для обеспечения требуемого увеличения пропускных способностей основных сечений ЕЭС России (6—11 ГВт) в широтном направлении даже в умеренном варианте развития электроэнергетики потребуются формирование надстройки линий высших классов напряжения.

Необходимая пропускная способность межсистемных электропередач в значительной степени определяется прогнозами нормального и аварийного режимов. С учетом степени износа оборудования сложилась сложная ситуация. Если учесть мощностной ряд электростанций (кроме АЭС), то очевидной становится проблематичность внедрения в существующую сеть энергоисточников единичной мощностью более 1 ГВт (рис. 2).

До 2011 г. предполагается вложить в энергетику 3,1 трлн руб. вводом 40,9 ГВт мощностей с учетом развития сетей. Стоимость строительства составит ~1 трлн руб., из которых две трети средств идут на развитие сетевого хозяйства [5]. И это при том, что заявляемые к новому строительству блоки имеют мощность до 350 МВт. Можно назвать только до 10 площадок (с условием сетевой модернизации), где можно разместить относительно эффективно блоки единичной мощностью более 1500 МВт. При этом модерни-



Р и с. 2. Единичная мощность энергоблока в России

зация сетей электропередачи примерно удвоит заявляемую стоимость сооружения АЭС. Необходимо учитывать и ограничения фактора возмущения системы. Считается допустимым внедрение единичного блока мощностью не более 10% полной мощности относительно самостоятельной энергосистемы. К тому же очевидно, что готовность, например, блоков БН-1200 (БН-1800) вряд ли совпадет с моментом необходимости замены атомных энергоблоков в системообразующих узлах. Эти блоки, по-видимому, придется создавать на новых площадках с соответствующим вводом в этих системах резервирующих мощностей. Норма резервных мощностей в среднем сейчас составляет около 17% мощности ОЭС (по номенклатуре 1990-х годов), но при этом чем меньше мощность энергосистемы и чем она слабее связана с соседними системами, тем норматив резервирования больше и доходит до 50% (для Дальневосточного федерального округа). Кроме того, как отмечено, с ростом единичной мощности блока значительно увеличивается математическое ожидание ущерба от его отключения.

АЭС в региональной электроэнергетике.

Региональная электроэнергетика сегодня составляет более половины всех мощностей электроэнергетической системы страны. Большинство региональных электростанций сегодня работают на природном газе. Вовлечение АЭС в региональную энергетику может существенно улучшить перспективы и положение этого сектора энергетики, в том числе в топливной структуре за счет сокращения потребления газа в производстве электричества и переориентировки его использования на производство тепла. Возможно, именно настоящий этап является наиболее подходящим для принятия решения государственного масштаба в отношении необходимых изменений в электроэнергетике [6]. Для уменьшения природного газа в производстве электричества следует увеличить долю атомной энергии во всей системе. Увеличение этой доли за счет АЭС большой мощности (>1000 МВт) ограничено, по крайней мере, на ближайшую перспективу, поскольку при огромной территории страны, повсеместном росте экономики и потребностей в электричестве дополнительное создание новых энергокомплексов, подобных московскому, северо-западному и

др., в которых может потребоваться значительное число новых мощных АЭС (больше 1000 МВт на блок, или 7,5 млрд кВт·ч в год), маловероятно. В современной структуре электроэнергетики страны доля АЭС большой мощности составляет 7—8% и вероятность роста этой доли в ближайшей перспективе мала. По расчетам Минпромэнерго 75% региональных заявок на новые мощности не удовлетворяются. Так, за 2005 г. такие упущенные возможности составили 5% ВВП.

В течение ближайших 12—15 лет согласно утвержденной общенергетической стратегии предстоит ввести в эксплуатацию около 150 ГВт новых мощностей, значительную долю которых составляют станции единичной мощностью около 100—300 МВт. При сложившейся ситуации (необходимость обновления основных фондов, изменение структуры генерирующих мощностей, сокращение расхода газа и др.) нельзя упускать время для осуществления необходимых перестроек в электроэнергетической системе.

Содействие эффективному решению этой главной на сегодня для энергетики задачи возможно в том числе за счет привлечения опыта серийного производства ядерных энергетических установок (ЯЭУ) для атомного флота, которых было построено более 500 экземпляров. Сохранившаяся научно-техническая и промышленная инфраструктура этого производства, а главное, опыт и традиции могут позволить решить задачи по укреплению энергетической безопасности России и создать необходимые дополнительные возможности для развития ядерной энергетики.

Серийное промышленное производство блочных АЭС средней мощности может позволить [5—9]:

- существенно (до 30%) снизить стоимость строительства АЭС, увеличив их надежность и безопасность;

- до 3 лет сократить сроки сооружения, что повысит коммерческую привлекательность и конкурентоспособность за счет снижения общей стоимости и ускорения оборачиваемости финансовых средств;

- повысить экспортные перспективы отрасли.

Следует также учитывать преимущества региональной ядерной энергетики: стандартизация и серийность изготовления, блочная конструкция АЭС, использование промышленной инфра-

структуры атомного судостроения. За счет массовости, серийности, заводского изготовления и малого срока строительства ЯЭУ возрастают их надежность, безопасность и конкурентоспособность. Если учесть, что промышленность и электрические сети страны в настоящее время ограничены в восприятии множества блоков большой единичной мощности, альтернативным решением может стать перемещение центра атомного машиностроения на судовую промышленную инфраструктуру, в которой имеются квалифицированные кадры, расширение частного сектора и организация частно-государственного партнерства.

Для развития региональных энергосистем необходимо разработать и выполнить федеральную целевую программу создания региональной ядерной энергетики. Программа должна показать технико-экономическую эффективность этого направления развития энергетики, обеспечить разработку проектов таких энергоблоков, их коммерциализацию и возможность для регионов самостоятельно строить региональные АЭС (АТЭЦ) и соответственно обеспечивать региональные потребности в энергии.

Необходимо также организовать проведение исследований в обоснование новых требований, возможно, новых свойств ядерной региональной энергетики. Это относится, в частности, к требованиям увеличения длительности кампаний активной зоны АЭС, следовательно, к новым характеристикам топлива. Квалифицированное сочетание достижений в исследованиях ядерного топлива, конструкционных материалов и технологии теплоносителей позволяет получить новые качества ЯЭУ, особенно малого и среднего мощностного классов.

Современный уровень проектирования и конструирования АС малой и средней мощности дает возможность на имеющейся отработанной, освоенной и лицензированной элементной базе создать ЯЭУ, по конструкции и компоновке отвечающие потребностям пользователя. Атомные станции малой и средней мощности благодаря именно своим малым геометрическим размерам позволяют применять технические решения по самозащитности реакторов, недоступные ЯЭУ большой мощности. Это может привести к тому, что удельные материалоемкость и капитальные затраты становятся соизмеримыми или даже ниже аналогичных параметров больших АС, а относительные эксплуатационные затраты

могут быть также сокращены, в том числе за счет уменьшения числа перегрузок топлива. Это наряду с сокращением сроков создания и ввода в действие за счет высокой степени заводской готовности может позволить серийным проектам АЭС иметь лучшую финансовую эффективность (снижаются чисто затратный период и срок начала окупаемости). Для региональной энергетики в таких ЯЭУ важен именно невысокий уровень начальных вложений, сокращение сроков инвестирования и соответственно меньший финансовый риск, что сделает их привлекательными для инвесторов. С учетом освоенности водородной технологии и наличия научно-технической и промышленной инфраструктуры, а также прототипов (ЯЭУ судовых двигателей) сроки создания блоков будут приемлемыми по времени.

Заключение. Анализ затрат при обеспечении потребностей в электроэнергии с помощью однотипных блоков АЭС позволяет сделать следующие основные выводы:

из рассмотренных факторов, главным образом, только один — удельные капитальные затраты — оказывает положительное влияние на экономические показатели АЭС при увеличении мощности реактора;

при оценке экономичности и эффективности АЭС необходимо учитывать не только капитальные и эксплуатационные затраты, но и ущерб потребителям и обществу в целом от недопоставки электроэнергии за счет отказов и аварий, снижение затрат при серийном производстве унифицированных блоков, сроки строительства и окупаемости, стоимость доставки электроэнергии потребителю, поскольку учет этих факторов может составить основную долю в общих затратах на производство электроэнергии. Поэтому удельные капитальные затраты, следовательно, и мощность блока АЭС не являются определяющими факторами его экономичности;

включение АЭС с двумя блоками ВВЭР-1500 или БН-1800 целесообразно лишь в объединенную энергосистему суммарной мощностью не менее 30—36 ГВт. Но таких энергосистем в стране нет, да и их включение потребу-

ет как минимум удвоения капитальных затрат, необходимых на развитие сетевого хозяйства, поэтому единичная мощность блока не должна превышать 1 ГВт;

поскольку в ближайшие 12 лет предстоит ввести в эксплуатацию около 150 ГВт мощностей, значительную долю которых составят станции единичной мощностью 100—300 МВт, возникает необходимость формирования нового подхода в развитии ядерной энергетики — создание региональной как новой отрасли, базирующейся на коммерчески доступных надежных и безопасных серийных АЭС и АТЭЦ, которые позволяют использовать преимущества стандартизации и серийности изготовления, блочной конструкции АЭС, имеющейся промышленной инфраструктуры атомного судостроения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Корякин Ю.И., Гриневич О.Л.** Эффекты стандартизации в экономике АЭС Франции. — Атомная техника за рубежом, 1986, № 5, с. 13—16.
2. **Осика Л.К.** Системные риски инвестиций. — Электрич. станции, 2007, № 7, с. 2—5.
3. **Надежность** электроснабжения. Сб. статей. Под ред. И.А. Сыромятникова. М.—Л.: Энергия, 1967.
4. **Пелесье Р.** Энергетические системы. М.: Высшая школа, 1982.
5. **Генеральная** схема размещения объектов энергетики РФ до 2020 г. Распоряжение Правительства РФ от 22.02.2008 г. № 215-р.
6. **Антипов С.** Ядерная составляющая энергетической безопасности России (Позиция ЯО России). — Ядерное общество, 2006, № 1, с. 46—47.
7. **Status of Innovative Small and Medium Sized Reactor Designs.** IAEA-TECDOC-1485, 2006.
8. **Методология** оценки инновационных ядерных реакторов и топливных циклов. Отчет по этапу 1Б (первая часть) Международного проекта по инновационным ядерным реакторам и топливным циклам (ИНПРО). МАГАТЭ, TECDOC-1434, 2004.
9. **Лазарев М.В., Лебедева Н.А., Авруцкий Г.Д., Шварц А.Л.** Техно-экономическое обоснование выбора мощности энергоблоков для замещения блоков СКД 300 МВт, вырабатывавших ресурс. — Электрич. станции, 2007, № 2, с. 16—22.

Поступила в Редакцию 20.06.08