

населения 250 тыс. чел. — 500—800 МВт, 500 тыс. чел. — 1000—1200 МВт, от 1 млн чел. — более 2000 МВт. Следовательно, наиболее востребованными оказываются энергоблоки АТЭЦ единичной мощностью по отпуску тепла до 100—150 МВт.

Применение малых АТЭЦ из условий обеспечения безопасности и надежности теплоснабжения ограничено городами с населением до 500 тыс. человек, и они могут использоваться для покрытия не более половины прироста тепловых нагрузок, а также вытеснять не более половины нагрузки действующих теплоисточников. Для этих условий потенциал применения малых АТЭЦ в стране может составить:

по приросту тепловых нагрузок — 15 ГВт;

по вытеснению существующих тепловых нагрузок — 48 ГВт.

Соответствующая суммарная электрическая мощность АТЭЦ составит 10 и 32 ГВт при использовании энергоблоков с соотношением отпусаемой тепловой и электрической мощности, равным 1,5, что характерно для установок на базе реакторов типа ВК-50, -100.

Таким образом, электрогенерирующие установки малой мощности нашли значительное

применение в энергетике страны. Их суммарный ввод в 2001—2007 гг. превысил ввод крупных электростанций. В стране имеются большие возможности для развития малой энергетики, в том числе атомных электростанций малой мощности. Приоритетом должно стать комбинированное производство электрической и тепловой энергии. Масштабы применения конкретных технологий будут определяться их технико-экономическими показателями.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Филиппов С.П. Развитие централизованного теплоснабжения в России. — Теплоэнергетика, 2009, № 12, с. 2—14.
2. Филиппов С.П. Малая энергетика в России. — Там же, 2009, № 8, с. 38—44.
3. Филиппов С.П. Прогнозирование энергопотребления с использованием комплекса адаптивных имитационных моделей. — Известия РАН. Энергетика, 2010, № 4, с. 41—55.

УДК 620.9

ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ РЕГИОНОВ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ РОССИИ ДО 2030 г. И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ АЭС МАЛОЙ МОЩНОСТИ

Воропай Н.И., Марченко О.В., Стенников В.А.

(Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск)

Реализация региональной энергетической политики, сформулированной в Энергетической стратегии России до 2030 г., на территории нашей страны с ее различными социально-экономическими и природно-климатическими условиями должна учитывать специфику регионов и осуществляться во взаимосвязи со стратегическими общегосударственными задачами перспективного развития экономики и энергетики [1, 2]. Для более четкого понимания региональной энергетической политики на перспективу до 2030 г. целесообразно рассмотреть результаты реализации действовавшей ранее Энергетической стратегии России до 2020 г. Эти результаты таковы:

снижение доли Западной Сибири в добыче углеводородов за счет увеличения их добычи в других регионах страны;

усиление энергетических связей между регионами за счет развития энергетической инфраструктуры (нефте- и газопроводов, линий электропередачи);

уменьшение диспропорций как в структуре потребления топлива, так и в энергообеспеченности различных регионов (разрыв между 50% «лучших» и 50% «худших» регионов по степени энергообеспеченности уменьшился с 20 до 15%);

приоритетное развитие энергетики в регионах с высокой стоимостью энергоресурсов в рамках соответствующих федеральных целевых

программ (Дальний Восток, Забайкалье, Калининградская область, Северный Кавказ и др.).

Указанные особенности развития энергети-

лоснабжения городов. Эта проблема явилась одной из ключевых в плане отсутствия интереса к развитию атомных станций малой мощности в

Т а б л и ц а 3. Ввод электрогенерирующих установок малой мощности, МВт

Единичная мощность	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2002—2007 гг.
Ввод малых электростанций:								
до 60 кВт	134	151	206	265	470	919	1443	3455
60—300 кВт	30	47	68	83	137	279	415	1028
более 300 кВт	1422	1609	1363	1243	1046	1617	2017	8895
Всего	1585	1808	1637	1591	1653	2815	3875	13 379
Ввод крупных электростанций*	2773	579	1851	950	2861	1307	2082	9630
* По данным ЦДУ ТЭК.								

ки привели к формированию новых энергодефицитных и энергоизбыточных регионов и смещению центров добычи, переработки и экспорта топливно-энергетических ресурсов на север и восток страны.

Одновременно следует отметить возникшие проблемы:

значительная диспропорция в обеспеченности регионов энергоресурсами и структуре их потребления, необходимость рационального распределения доходов от добычи и производства топливно-энергетических ресурсов между ресурсодобывающими регионами и федеральным центром;

недостаточная согласованность стратегий, программ и планов социально-экономического развития регионов со стратегическими документами в сфере развития энергетики федерального значения (генеральные схемы, отраслевые стратегии, федеральные целевые программы) и инвестиционными программами топливно-энергетических компаний;

«узкие места» в системах энергоснабжения на меж- и внутрирегиональном уровнях;

недостаточное развитие малой энергетики и низкая вовлеченность в энергобаланс местных источников регионального и локального значения. В частности, атомные станции малой мощности не нашли отражения в Энергетической стратегии России до 2020 г. и в процессе ее реализации;

отсутствие во многих регионах региональных энергетических программ и программ энергосбережения, а также программ развития теп-

регионах.

Для достижения целевых установок региональной энергетической политики в Энергетической стратегии России до 2030 г. предусмотрено решение следующих задач:

совершенствование взаимодействия на основе законодательного разграничения полномочий в сферах реализации энергосберегающей политики, обеспечения надежности, регулирования и развития энергетического сектора между федеральными, региональными органами исполнительной власти и органами местного самоуправления;

государственная поддержка развития меж- и внутрирегиональной энергетической инфраструктуры;

реализация крупных региональных инициатив государства и бизнеса (энергетическое освоение Восточной Сибири и Дальнего Востока, Ямала, Арктики);

стимулирование комплексного развития региональной энергетики, в том числе использование энергии атомных источников малой мощности в районах их возможной конкурентоспособности.

Сформулированные задачи будут решаться с использованием следующих мер и механизмов государственной энергетической политики:

обеспечение согласованности федеральных и региональных стратегических программ развития энергетики и отдельных ее отраслей и секторов, законодательное разграничение полномочий и зон ответственности властей разного уровня, совершенствование и повышение про-

значности системы распределения доходов от добычи и производства энергоресурсов;

ликвидация перекрестного субсидирования в электроэнергетике;

300—700 МВт. В настоящее время в мировой ядерной энергетике действует тенденция проектирования и строительства АЭС повышенной мощности (энергоблоки электрической мощ-

Т а б л и ц а 1. Установленная мощность электростанций России до 2030 г., ГВт

Мощность	2005 г.	2008 г.	1-й этап (2013—2015 гг.)	2-й этап (2020—2022 гг.)	3-й этап (2030 г.)
Всего	216,3	224,9	239—267	275—315	355—445
В том числе:					
АЭС	23,7	23,8	28—33	37—41	52—62
ГЭС, гидроаккумулирующие электростанции, возобновляемые источники энергии	46,2	47,2	55—59	66—73	91—129
конденсационные электростанции	67,1	68,4	67—83	73—103	100—148
ТЭЦ	79,3	85,5	89—92	98—99	106—112

развитие необходимых меж- и внутрирегиональных энерготранспортных коммуникаций, создание разных видов энергетической инфраструктуры для региональных территориально-производственных кластеров энергоемкого (ресурсного) и энергоэффективного (инновационного) типа развития;

разработка и реализация региональных энергетических программ, региональных программ энергосбережения, максимизация экономически эффективного использования местных источников топливно-энергетических ресурсов, развитие экономически эффективных децентрализованных и индивидуальных систем топливоснабжения.

Прогноз поэтапного изменения установленной мощности электростанций по виду производства энергии согласно Энергетической стратегии России до 2030 г. приведен в табл. 1. Мощности электростанций соответствуют прогнозируемым на 2030 г. вариантам производства электроэнергии в объеме 1800—2210 млрд кВт·ч. Есть и другие, более осторожные прогнозы. В частности, в проекте Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики приняты более низкие уровни производства электроэнергии на 2030 г. [3]. Тем не менее независимо от принятых темпов роста энергопотребления большинство прогнозов слабо отражают возможности использования атомных станций малой мощности, особенно с учетом их роли в региональной энергетике.

Согласно классификации МАГАТЭ к малым относятся энергоблоки электрической мощностью менее 300 МВт, средней мощности —

ностью 1000—1600 МВт). В странах, имеющих мощных потребителей электроэнергии и хорошо развитые сети линий электропередачи, рост мощности АЭС повышает их экономичность за счет фактора масштаба. Однако для стран со слаборазвитыми электрическими сетями и ограниченными инвестиционными возможностями более привлекательными оказываются атомные станции с реакторами средней и малой мощности. Строительство атомных станций малой мощности может рассматриваться также в качестве целесообразного варианта энергоснабжения малых потребителей, расположенных в местах с дорогим органическим топливом. Такое решение проблемы энергоснабжения особенно актуально для нашей страны, где значительная часть территории расположена либо в зоне децентрализованного электроснабжения, либо в пределах локальных энергоузлов.

В настоящее время рынок атомных станций малой мощности отсутствует, большинство работ в области малой ядерной энергетики находится в стадии научных исследований и разработки концептуальных проектов. Созданные ранее отдельные установки малой мощности служили примерами решения технической задачи, но пока не показали экономических преимуществ этой технологии, за исключением Билибинской АЭС. В 15 государствах — членах МАГАТЭ ведутся разработки более 50 инновационных проектов реакторов малой и средней мощности. Наиболее характерная тепловая мощность разрабатываемых реакторных установок составляет 700—900 МВт, электрическая мощность энергоблока — 200—300 МВт [4, 5].

Разработка установок меньшей мощности большинство стран рассматривает как менее актуальную задачу: таких разработок относительно немного и они находятся на стадии концептуальных проектов.

Известно, что в крупных зарубежных и оте-

2,1 руб./кВт·ч) (здесь и далее 1 дол. равен 30 руб.), причем в зависимости от стоимости топлива в одних случаях более экономичными оказываются АЭС, в других — электростанции на органическом топливе. Уменьшение мощности реакторной установки влечет за собой не

Т а б л и ц а 2. Техничко-экономические показатели и стоимость энергии, производимой атомными станциями малой мощности

Показатель	«Елена»	«Крот»	«Саха-92»	ТЭС-М	«Рута»	«Ангстрем»	АБВ наземная	ЯТЭУ-М	АБВ плавучая	«Уран»	КЛТ-40 плавучая
Число блоков	1	2	2	2	2	1	2	2	2	2	2
Тепловая мощность блока, МВт	3,4	6	7	5	20	30	38	14,5	38	42	160
Тепловая мощность малой станции, МВт	3,4	12	14	10	40	30	76	29	76	84	320
Установленная электрическая мощность в режиме, МВт:											
конденсационном		1,6	2			7,2	12,8		12	15	70
теплофикационном		0,78	1	2		5,3	6,5	6	6	7,4	
Мощность по отпуску теплоты, Гкал/ч	2,84	5	2	4	34,4	12	31	12	24	30	
Годовая выработка энергии:											
электрической, млн кВт·ч		3,9	5	10		26,3	32,5	30	30	37	350
тепловой, тыс. Гкал	14,2	25	10	20	172	60	155	60	120	150	
Годовой отпуск энергии:											
электрической, млн кВт·ч		2,5	4,8	9,7		21,8	26,3	29,1	25,5	32,6	326
тепловой, тыс. Гкал	14,2	25	9,5	19,4	163	58,2	132	58,2	102	132	
Срок службы, лет	25	30	20	20	40	30	30	30	30	25	40
Стоимость строительства, млрд руб.	0,9	0,4	0,6	3,2	3,6	3,1	11,5	11,2	5,6	6,9	14,5
Удельные капиталовложения на единицу мощности, тыс. руб./кВт:											
тепловой	260	35	44	317	89	103	151	385	74	82	45
электрической		272	310	1585		427	898	1860	467	459	207
Срок строительства, лет	3	3	3	2	3	3	6	3	3	6	3
Годовые постоянные издержки, млрд руб.	0,06	0,03	0,04	0,22	0,24	0,21	0,42	0,22	0,38	0,47	0,86
Годовые топливные затраты, млрд руб.	0,16	0,09	0,16	0,35	0,14	0,71	0,48	0,35	0,48	0,36	1,2
Доля затрат на тепло	1	0,52	0,5	0,465	1	0,488	0,474	0,5	0,367	0,367	
Стоимость энергии:											
электрической, руб./кВт·ч		33	29	53		30	49	32	38	35	11
тепловой, тыс. руб./Гкал	23	3	15	23	5	11	9	16	5	5	

чественных энергосистемах АЭС большой мощности и базисные электростанции на угле или природном газе производят электроэнергию стоимостью 4—7 цент/(кВт·ч) — 1,2—

только изменение схемно-конструкторских решений, но и ухудшение (иногда существенное) экономических показателей. Поэтому следует ожидать, что применение атомных станций ма-

лой мощности может оказаться экономически эффективным лишь для потребителей, находящихся на территории, не охваченной централизованным электроснабжением. К таким территориям относятся северо-восточные регионы, где расположено большое количество изолированных от энергосистем потребителей, энергоснабжение которых осуществляется от автономных энергоисточников малой мощности (дизельных электростанций и котельных) при высокой стоимости органического топлива.

Для предварительной оценки конкурентоспособности атомных станций малой мощности с альтернативными энергоисточниками целесообразно воспользоваться материалами конкурса [6], на котором все станции сравнивали по единой методике, в привязке к одному и тому же пункту (север Чукотки) при едином годовом числе часов использования электрической и тепловой мощности — 5000. В связи с тем, что стоимостные показатели в ценах 1991 г. устарели, проведена корректировка удельных капиталовложений на основании сопоставления затрат на строительство станций большой и средней мощности, выраженных в рублях 1991 г. и долларах США разных лет, учета валютных курсов, индекса роста цен, а также данных Госкорпорации «Росатом» по затратам в строящуюся плавучую атомную станцию с реакторной установкой КЛТ-40С. Кроме того, скорректированы топливные затраты для учета роста цены на уран. Для электростанции, работающей в базисном режиме, наиболее важным критерием экономической эффективности является стоимость электроэнергии, равная отношению суммарных дисконтированных затрат к суммарному дисконтированному отпуску. Тот же подход справедлив и для расчета стоимости тепловой энергии. В случае совместного отпуска электрической и тепловой энергии затраты должны быть разделены между этими двумя видами энергии. Чаще всего разнесение затрат делают по «физическому» принципу, пропорционально долям тепловой энергии реактора. Однако такое разнесение является условным и поэтому может быть сделано произвольным образом. В условиях рыночной экономики для конкурентоспособности как электрической, так и тепловой энергии разнесение затрат должно быть таким, чтобы соотношение стоимости тепла и электроэнергии атомной станции примерно соответствовало

этому соотношению у конкурирующих энергоисточников.

В табл. 2 приведены технико-экономические показатели атомных станций малой мощности и стоимость вырабатываемой ими электрической и тепловой энергии. Годовая норма дисконта (здесь и далее) принималась равной 10%. Полученные результаты характеризуются большим разбросом, однако в целом прослеживается повышение экономичности атомных станций малой мощности с увеличением мощности.

Традиционными конкурирующими с атомными станциями энергоисточниками для зоны децентрализованного энергоснабжения являются дизельные электростанции, индивидуальные теплогенераторы и мелкие котельные. В табл. 3 приведены технико-экономические показатели этих технологий, в табл. 4 — цена топлива в зависимости от цены нефти на мировом рынке и

Таблица 3. Технико-экономические показатели энергоисточников при годовом числе часов использования установленной мощности 5000

Показатель	Дизельная электростанция	Котельная
Капиталовложения, тыс. руб./кВт	15—30	24—30
Годовые постоянные издержки, % капиталовложений	5	5
К.п.д., %	35	80
Срок службы, лет	15	30

стоимости электрической и тепловой энергии, вырабатываемой дизельной электростанцией и котельной (цена дизельного топлива составляет примерно 1,4, мазута — 0,8 цены нефти, розничная цена топлива вдвое превышает оптовую вследствие затрат на транспорт).

Видно, что даже при высоких ценах на нефть производство электроэнергии атомными станциями по сравнению с дизельными значительно дороже. Исключение составляет более мощная станция с реакторами КЛТ-40, которая конкурентоспособна с дизельной электростанцией при современной цене нефти (около 100 дол. за баррель). Стоимость тепловой энергии станций «Крот», «Рута», АБВ (плавучий вариант), «Уран» и котельной сопоставима. Изменение доли затрат на тепло (как указывалось — это величина условная) может повысить экономичность электроснабжения. В связи с этим для

указанных установок, и в первую очередь для КЛТ-40, которая является наиболее перспективной как по технико-экономическим показателям, так и по степени освоенности (ведется строительство головного образца), возможно более детальное исследование конкурентоспособности для конкретных потребителей. Увеличение числа часов использования мощности, поиск пунк-

ских оценок) может привести к выявлению вариантов, при которых атомные станции малой мощности окажутся экономически эффективными.

В качестве примера обоснования выбора перспективных энергоисточников для конкретных пунктов, расположенных в изолированных северных районах, где возможно использование

Т а б л и ц а 4. Стоимость топлива, электрической и тепловой энергии

Нефть, дол./баррель	Дизельное топливо, тыс. руб./т усл. топл.		Мазут, тыс. руб./т усл. топл.		Электроэнергия, руб./кВт·ч	Тепловая энергия, тыс. руб./Гкал
	Оптовая	Розничная	Оптовая	Розничная		
50	11	16	6	9	6,3—6,6	2,5—2,7
75	16	24	9	14	9,1—9,4	3,4—3,5
100	22	32	12	18	11,9—12,2	4,2—4,3
125	27	40	15	23	15,1—15,4	5—5,1
150	32	48	18	28	17,8—18,1	5,8—6

Т а б л и ц а 5. Технико-экономические показатели конкурирующих энергоисточников

Показатель	ТЭЦ на угле	Дизельная электростанция с утилизацией тепла	Атомная станция малой мощности
Удельные капиталовложения на единицу установленной электрической мощности, тыс. руб./кВт	75—90	30—45	180—360
Отношение установленной тепловой и электрической мощности	1,2	0,88	0,83
Годовое число часов использования установленной мощности:			
электрической	6500	6500	6500
тепловой	4000	4000	4000
Доля потерь и затрат энергии на собственные нужды:			
электрической	0,2	0,2	0,2
тепловой	0,15	0,15	0,15
Годовые постоянные издержки, % капиталовложений	10	5	7 (включая затраты на топливо)
К.п.д. производства энергии:			
электрической	0,3	0,4	—
тепловой	0,7	—	—
Срок строительства, лет	5	3	5
Срок службы, лет	30	20	40

тов с более дорогим привозным органическим топливом, уточнение капиталовложений и топливных затрат (принятие менее пессимистиче-

ских оценок) может привести к выявлению вариантов, при которых атомные станции малой мощности окажутся экономически эффективными.

В качестве примера обоснования выбора перспективных энергоисточников для конкретных пунктов, расположенных в изолированных северных районах, где возможно использование

атомных станций малой мощности, рассмотрим варианты энергоснабжения Чаун-Билибинского энергоузла.

Т а б л и ц а 6. Стоимость электрической и тепловой энергии в зависимости от цены топлива при минимальных (плавучая атомная станция малой мощности) и максимальных капиталовложениях (наземная атомная станция малой мощности)

Цена топлива	Стоимость энергии			
	электрической, руб./ (кВт·ч)		тепловой, тыс. руб./Гкал	
	Капиталовложения			
	минимальные	максимальные	минимальные	максимальные
Атомная станция малой мощности				
Уран, дол./фунт U ₃ O ₈ :				
40*	5,8 (6,8**)	11,6	2	4
ТЭЦ на угле				
Уголь, тыс. руб./т усл. топл.:				
3	4,3 (4,8**)	4,9	1,5	1,7
4,5	5,1	5,7	1,8	2
6	5,9	6,5	2,1	2,3
7,5	6,8	7,3	2,4	2,5
9	7,6	8,1	2,6	2,8
Дизельная электростанция с утилизацией тепла				
Дизельное топливо, тыс. руб./т усл. топл.:				
21	7,7	8,2	2,7	2,9
24	8,7	9,2	3	3,2
27	9,7	10,2	3,4	3,5
30	10,7	11,1	3,7	3,9
33	11,7	12,1	4,1	4,2

*Соответствует мировым ценам 2009—2010 гг.

**В варианте без отпуска тепла (при отсутствии соответствующих потребителей).

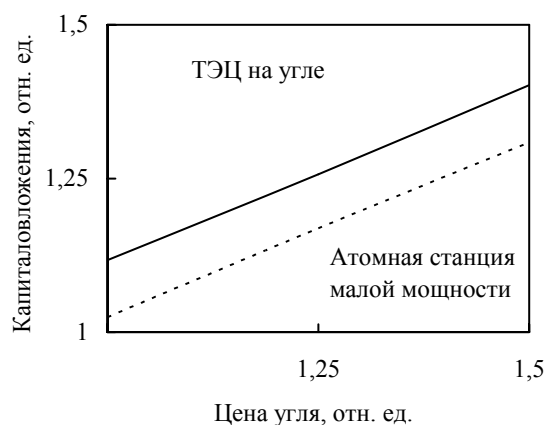
В табл. 5 приведены технико-экономические показатели альтернативных энергоисточников — ТЭЦ на угле, дизельной электростанции с котлами-утилизаторами и атомной станции малой мощности. Возможные пункты размещения энергоисточников — Певек, Билибино и пос. Черский (Якутия). Удельные капиталовложения заданы в виде интервала неопределенности: нижняя граница капиталовложений в атомную станцию приближенно соответствует показателям плавучей станции с реактором КЛТ-40С в Певеке, верхняя — наземной атомной станции той же мощности в Билибино [6, 7].

В табл. 6 приведены результаты расчета стоимости электрической и тепловой энергии при варьировании цены угля и дизельного топлива. Интервал варьирования включает цену угля от 3 тыс. руб./т усл. топл. для пос. Черский до 6 тыс. руб./т усл. топл. для Певека и цену дизельного топлива для рассматриваемых пунктов (21—24 тыс. руб./т усл. топл.), а также и более высокие цены, возможные в долгосрочной перспективе. Плавучая атомная станция малой мощности (см. табл. 6) более экономична, чем дизельная электростанция с котлами-утилиза-

торами при современных и тем более перспективных ценах дизельного топлива. При цене угля 3 тыс. руб./т усл. топл. (пос. Черский) плавучая атомная станция малой мощности менее экономична, чем угольная ТЭЦ, при цене 6 тыс. руб./т усл. топл. (Певек) примерно равноэкономична с ТЭЦ. В перспективе с ростом цены угля атомная станция малой мощности в Певеке может оказаться более предпочтительным вариантом, чем ТЭЦ.

Наземная атомная станция малой мощности уступает в экономичности как угольной ТЭЦ, так и дизельной электростанции при цене дизельного топлива до 30—33 тыс. руб./т усл. топл. В связи с этим вариант строительства наземной атомной станции в Билибино в случае существенного удорожания по сравнению с плавучей менее экономичен, чем вариант строительства в том же пункте угольной ТЭЦ.

Однако принятый коэффициент удорожания (в 2 раза), возможно, является слишком пессимистической оценкой. На рисунке представлены результаты расчета зон экономической эффективности ТЭЦ и атомных станций малой мощ-



Зона экономической эффективности ТЭЦ и атомной станции малой мощности в зависимости от цены угля и удельных капиталовложений в атомную станцию: —, --- — максимальные и минимальные капиталовложения в ТЭЦ соответственно

ности (области параметров, в которой лучшей по стоимости производимой энергии является либо одна, либо другая установка). В качестве исходного варианта принята цена угля 6 тыс. руб./т усл. топл. и удельные (на единицу электрической мощности) капиталовложения в атомную станцию 180 тыс. руб./кВт. При повышении цены угля в 1,5 раза атомная станция малой мощности будет равноэкономична с ТЭЦ при увеличении удельных капиталовложений по сравнению с исходными в 1,3—1,4 раза, т.е. до 230—250 тыс. руб./кВт. Согласно прогнозам увеличение цены угля в Чукотском автономном округе даже в ближайшие несколько лет в 1,5 раза вероятно. Тем более вероятно удорожание топлива в более отдаленной перспективе. В связи с этим представляется целесообразным рассмотреть возможность строительства в Билибино стационарного ядерного энергоисточника, удовлетворяющего указанному требованию по капиталовложениям, на базе КЛТ-40 или другой реакторной установки.

Требования к затратам на атомную станцию малой мощности могут быть даже менее жесткими, чем приведенные экономические оценки: государство может дотировать строительство для решения важной социальной проблемы Би-

либино (сохранение квалифицированных кадров и инфраструктуры). Перспектива строительства новой атомной станции в Билибино поможет удержать квалифицированные кадры, что важно также и с точки зрения безопасности дальнейшей эксплуатации Билибинской АЭС и ее последующего вывода из эксплуатации.

Таким образом, в настоящее время наблюдается тенденция уменьшения диспропорций в энергообеспеченности регионов страны, но эта тенденция пока слаба. Ее усилению может способствовать строительство атомных станций малой мощности, роль и место которых в энергообеспечении регионов должны рассматриваться с системных позиций с учетом совместной работы в составе электроэнергетических систем, экономических, экологических и социальных критериев.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Энергетическая стратегия России** на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства РФ № 1715-р от 13.11.2009 г.
2. **Шматко С.И.** Энергетическая стратегия России: преемственность и развитие в условиях мирового финансово-экономического кризиса. — Академия энергетики, 2009, № 3(29), с. 4—9.
3. **Генеральная** схема размещения объектов электроэнергетики России (проект). М.: Минэнерго, 2010.
4. **Исаев А.Н.** Перспективы развития ядерной энергетики — реакторы средней и малой мощности. — Атомная техника за рубежом, 2007, № 2, с. 3—9.
5. **Исаев А.Н.** Перспективы применения реакторов малой мощности с большой длительностью кампании. — Там же, № 6, с. 11—18.
6. **Заключение** центрального жюри конкурса проектов атомных станций малой мощности — АСММ. М.: Ядерное общество, 1994.
7. **Ишеков А.Г., Клинов Д.А., Смирнова Л.С. и др.** Анализ экономической эффективности атомных станций малой мощности. — Атомная энергия, 2007, т. 102, вып. 6, с. 331—336.