

КООПЕРАЦИЯ НАЦИОНАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ НА ПОСТСОВЕТСКОМ ПРОСТРАНСТВЕ: РЕАЛЬНЫЕ И ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ СИСТЕМНЫЕ ЭФФЕКТЫ*

Елена Дмитриевна Волкова – ведущий инженер Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН (ИСЭМ СО РАН). Окончила Иркутский политехнический институт, соавтор 20 опубликованных научных работ. Сфера научных интересов – исследование направлений, обоснование и выбор рационального развития генерирующих мощностей электроэнергетических систем.

Электронная почта: volkova@isem.sei.irk.ru

Сергей Викторович Подковальников – к.т.н., заведующий лабораторией ИСЭМ СО РАН. Окончил Иркутский политехнический институт. Автор и соавтор более 140 научных публикаций, в том числе двух монографий. Член электроэнергетического и энергетического общества международной ассоциации IEEE. Сфера научных интересов – методы обоснования решений в энергетике при неопределенности информации и многокритериальности, эффективность межгосударственных электрических связей и энергообъединений, развитие электроэнергетики, либерализация и организационные структуры в электроэнергетике, моделирование электроэнергетических рынков.

Электронная почта: spodkvalnikov@isem.sei.irk.ru

Людмила Юрьевна Чудинова – к.т.н., старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН. Окончила Ленинградский политехнический институт. Автор и соавтор более 30 научных трудов и книг, в том числе монографии «Эффективность межгосударственных электрических связей». Сфера научных интересов – межгосударственные электрические связи, возобновляемые источники энергии и гидроэлектроэнергетика, оптимизация режимов использования электростанций.

Электронная почта: chudinova@isem.sei.irk.ru



Елена Волкова



Сергей
Подковальников



Людмила
Чудинова



* Работа выполнена в рамках гранта, предоставленного Фондом технического содействия Евразийского банка развития.

ВВЕДЕНИЕ

Снижение уровня кооперации национальных ЭЭС, произошедшее после распада СССР и его Единой энергосистемы (ЕЭС), привело к утрате системных эффектов (структурных, мощностных, режимных). Более тесная электроэнергетическая кооперация стран бывшего СССР с формированием общего электроэнергетического пространства обеспечила бы ощутимые интеграционные эффекты всем участвующим сторонам.

Чтобы реализовать такую кооперацию, требуется решение целого ряда научно-методических и организационных задач. Прежде всего необходимо показать, насколько высоки могут быть потенциальные системные эффекты и, соответственно, эффективность участия в электроэнергетической кооперации и общем электроэнергетическом рынке (ЭЭР) на постсоветском пространстве для всех участников — стран бывшего СССР. Поэтому первоочередного решения требует задача определения потенциальных системных эффектов, которые могут быть получены при более тесной кооперации национальных ЭЭС на постсоветском пространстве как в настоящее время, так и в перспективе.

Указанная задача включает комплекс подзадач, в том числе: а) анализ современного состояния и перспектив развития электроэнергетических систем стран постсоветского пространства; б) анализ обменов перетоками между указанными странами; в) обобщение и систематизацию оценок системных эффектов, имевших место в ЕЭС СССР; г) выявление и анализ системных эффектов, реализующихся в ходе текущего взаимодействия национальных ЭЭС стран бывшего СССР; д) оценку потенциальных эффектов, которые могут быть достигнуты в настоящее время и в перспективе до 2030 года при кооперации национальных энергосистем в рассматриваемом регионе. Ниже изложены результаты, полученные в ходе решения данных подзадач.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ СТРАН ПОСТСОВЕТСКОГО ПРОСТРАНСТВА

Основные показатели национальных электроэнергетических систем стран бывшего СССР приведены в таблице 1. Как видно из представленных данных, уровень установленных мощностей электростанций этих стран по состоянию на 2010 год приближается к 365 ГВт. Таким образом, энергообъединение стран постсоветского пространства является одним из самых крупных не только в Евразии, но и в мире. При этом на постсоветском пространстве сосуществуют национальные электроэнергетические комплексы, различающиеся

Таблица 1. Основные показатели электроэнергетических комплексов стран постсоветского пространства, 2010 год

Страна	Установленная мощность электростанций, ГВт			Выработка электроэнергии, ТВт·ч			Электропотребление		Обмен электроэнергией с другими странами, ТВт·ч					
	Всего	ТЭС	ГЭС- ГАЭС + НВИЭ*	АЭС	Всего	ТЭС	ГЭС- ГАЭС + НВИЭ	АЭС	Общее, ТВт·ч	Удельное, кВт·ч/ чел.	Передано за пределы страны	Получено из-за пределов страны	Сальдо- допорогов	Доля от эл. потр., %
Азербайджан	6.396	5.401	0.995		18.71	15.003	3.707		18.348	2016	0.462	0.1	0.362	1.97
Армения	3.505	1.931	1.166	0.408	6.491	1.438	2.563	2.49	5.676	1720	1.061	0.246	0.815	14.36
Беларусь	8.407	8.392	0.015		34.895	34.849	0.046		37.595	3957	5.1	7.8	-2.7	-7.18
Грузия	3.328	0.73	2.598		10.058	0.683	9.375		8.755	1990	1.524	0.221	1.303	14.88
Казахстан	19.592	17.252	2.34		82.629	74.599	8.03		84.101	5128	1.538	3.01	-1.472	-1.75
Кыргызстан	3.666	0.716	2.95		12.063	0.808	11.255		10.503	1910	1.636	0.076	1.56	14.85
Латвия	2.57	0.948	1.622		6.685	3.05	3.635		7.558	3435	3.1	3.973	-0.873	-11.55
Литва	4.597	3.529	1.068		5.748	3.98	1.768		11.738	3354	1.041	7.031	-5.99	-51.03
Молдова	3.012	2.948	0.064		6.115	5.702	0.413		5.757	1371	0.383	0.025	0.358	6.22
Россия	229.949	158.124	47.521	24.304	1038	699.2	168.4	170.4	1020.977	7145	19.946	2.923	17.023	1.67
Таджикистан	5.105	0.318	4.787		16.435	0.033	16.402		16.581	2182	0.286	0.432	-0.146	-0.88
Туркменистан	4.157	4.156	0.001		15.196	15.193	0.003		14.473	2954	0.723	0	0.723	5
Узбекистан	12.472	10.662	1.81		51.712	47.162	4.55		50.718	1818	0.994	0	0.994	1.96
Украина	54.567	35.186	5.546	13.835	188.829	86.474	13.203	89.152	184.641	4049	6.097	1.909	4.188	2.27
Эстония	2.931	2.57	0.361		12.962	12.622	0.34		9.708	7468	4.354	1.1	3.254	33.52
Всего	364.254	252.863	72.844	38.547	1506.528	1000.796	243.69	262.042	1487.129	5158	48.245	28.846	19.399	1.3



уровнями установленной мощности своих электростанций в десятки раз. Россия, что очевидно, доминирует, имея установленную мощность и выработку электростанций, составляющих примерно две трети аналогичных показателей стран бывшего СССР. В то же время установленная мощность электростанций таких стран, как Армения, Латвия, Эстония, составляет менее 1% от общей мощности энергообъединения.

Структура мощностей стран бывшего СССР весьма различна. Только в России, на Украине и в Армении развиваются все три основных типа генерации: тепловая (на органическом топливе), гидравлическая и атомная. Остальные страны базируют свою электроэнергетику на тепловых и гидроэлектростанциях (ТЭС и ГЭС). В зависимости от наличия или, наоборот, отсутствия гидроэнергоресурсов преобладает второй либо первый тип генерации. Так, в Грузии, Кыргызстане, Таджикистане преобладает гидроэнергетика. В остальных странах основу электроэнергетического комплекса составляют ТЭС, хотя в некоторых из них ГЭС играют определенную роль (Азербайджан, Казахстан, Латвия, Литва, Узбекистан).

Различие структуры генерирующих мощностей в странах бывшего СССР предопределяет кооперацию национальных ЭЭС, которая в определенной степени осуществляется и требует дальнейшего усиления.

Вместе с тем нельзя не отметить проблемы электроэнергетической кооперации стран бывшего СССР (Волкова и др., 2011). Это политическая и экономическая разнородность субъектов кооперации, наличие значительных (50–70%, а в отдельных республиках 90%) объемов морально и физически устаревшего генерирующего и передающего оборудования, низкие темпы модернизации в электроэнергетической отрасли, различие структурной организации национальных электроэнергетических рынков, наличие потенциальных рисков, связанных с возможными нарушениями договоренностей между кооперирующимися участниками, и ряд других.

В таблице 2 сведены прогнозы развития национальных электроэнергетических комплексов стран бывшего СССР на перспективу до 2020 года. Необходимо отметить, что в разных странах существует разный состав и содержание документов, регламентирующих перспективное развитие и планирование национальной электроэнергетики. Соответственно, рассматриваются и разные горизонты планирования (от 2015 года до 2030-го). При этом документы разных стран не всегда согласуются друг с другом.

Для России, Украины, Казахстана, которые в основном формируют электроэнергетический комплекс всего постсоветского пространства, перспективы развития отрасли (в том числе долгосрочные) прорабатываются достаточно детально в разного рода национальных директивных документах (энергетических стратегиях, программах, схемах

Страна	Электропотребление, ТВт ·ч	Установленная мощность, ГВт				
		Всего	ТЭС	ГЭС- ГАЭС	АЭС	НВИЭ
Азербайджан	28.8	9.8	7.5	1.1		1.2
Армения	7.3	4.1	2.1	1.3	0.4	0.3
Беларусь	41.1	11.8	9.2	0.2	2.4	0
Грузия	17.6	6.8	1.3	5.5		
Казахстан	116	25.7	21.7	2.8		1.2
Кыргызстан	12.5	4.4	0.9	3.5		
Латвия	10.1	3.1	1.1	1.5		0.5
Литва	13.1	4.2	2.5	1.1		0.6
Молдова	9.5	3.5	3.4	0.1		
Россия	1288	277.2	185	55.7	35.3	1.4
Таджикистан	20.8	6.4	0.8	5.6		
Туркменистан	20.3	5.3	5.2	0.1		
Узбекистан	64	16.9	14.3	2.4		0.2
Украина	230.5	53.5	26.2	9.9	15.8	1.6
Эстония	12.2	3.9	3	0		0.9
Всего	1891.8	436.6	284	90.8	53.9	7.9

Таблица 2. Прогноз электропотребления и развития установленной мощности, 2020 год

Источник: Мре.kmu.gov.ua, 2012; АПБЭ, 2011; Carecprogram.org, 2012; Reset, 2012; ENTSO-E, 2011; Ministry of Economic Affairs and Communications, 2012; Правительство Республики Казахстан, 2012 и др.

развития электроэнергетических систем). В условиях неизбежной неопределенности указанных данных принимались базовые (средние) сценарии развития электроэнергетики. Поэтому значения из таблицы 2 представлены однозначно. НВИЭ в таблице выделены в отдельный столбец, поскольку, согласно указанным документам, в рассматриваемой перспективе их объемы и значимость возрастают.

Как видно из таблицы, до 2020 года рост электропотребления в странах бывшего СССР составит более 27%, а генерирующей мощности — 20%. Отставание развития генерации от перспективных потребностей обусловлено тем, что в ряде стран будет происходить восстановительный рост электропотребления (с достижением уровня 1990 года), который может быть покрыт имеющимися мощностями. Причем в Армении уровень электропотребления 1990 года, как ожидается, не будет достигнут и в 2020-м. Лидирующую роль на постсоветском пространстве сохранит российский электроэнергетический комплекс. Его доля в общем объеме установленной мощности и электропотреблении стран постсоветского пространства за предстоящее десятилетие практически не изменится. В Беларуси проявится новая для нее ядерно-энергетическая генерация. При этом общая структура установленных мощностей не претерпит кардинальных измене-



ний по сравнению с текущей ситуацией. Доля ТЭС снизится на 4%, доля атомных электростанций (АЭС) и ГЭС возрастет на 1–2%, а доля НВИЭ составит 2% в общем объеме мощностей. В более долгосрочной перспективе до 2030 года АЭС намечается также ввести в Казахстане, Литве и, возможно, Эстонии.

Следует отметить, что разработка совместных энергетических стратегий, программ и схем развития электроэнергетических систем странами бывшего СССР позволила бы сформировать предпосылки для реализации системных эффектов взаимодействия национальных ЭЭС в перспективе.

ОБМЕН ПЕРЕТОКАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ МЕЖДУ СТРАНАМИ БЫВШЕГО СССР В ПОСТСОВЕТСКИЙ ПЕРИОД

Безусловным лидером в экспортных поставках электроэнергии среди стран бывшего СССР является Россия (см. таблицу 1). Ее доля в общем объеме экспорта указанных стран в 2010 году превысила 40%. При этом российская доля в импорте относительно невелика и составляет около 10%. По состоянию на 2010-й по импорту электроэнергии лидируют Беларусь и Литва (первая немного опережает вторую), суммарно занимая более 50% всего объема импорта. Беларусь таким образом оптимизирует тарифы на электроэнергию для своих потребителей, а Литва стала нетто-импортером после закрытия Игналинской АЭС в конце 2009 года.

Хотя, как отмечалось, Россия является лидером в экспорте электроэнергии, наиболее экспортно-ориентированной оказывается Эстония, у которой сальдо-переток (имеющий положительную величину) составляет более одной трети собственного годового потребления. Чистыми нетто-импортерами с отрицательным сальдо-перетоком в 2010 году были пять стран, включая упомянутые Беларусь и Литву, а также Казахстан, Латвию и Таджикистан. В наибольшей степени зависима от импорта электроэнергии Литва, у которой сальдо-переток составляет более 50% от всего годового объема электропотребления.

В таблице 3 представлены в динамике данные по электроэнергетике стран бывшего СССР, охватывающие весь постсоветский период. Исходная информация для таблиц была получена в ходе анализа многочисленных национальных и международных источников (Ершевич, Антименко, 1993; Мишук, Коротков, 2005; Агентство Республики Казахстан по статистике, 2012; Национальный статистический комитет Республики Беларусь, 2012; Государственный комитет статистики Азербайджана, 2012; ЭЭС СНГ, 2012 и др.).

Как видно из таблицы 3, переломным явился 1998 год, на который пришлось смена тенденции падения потребления и выработки

Таблица 3. Динамика обобщенных электроэнергетических показателей бывших республик ССРР за постсоветский период

Годы	Установленная мощность электростанций, ГВт				Выработка электроэнергии, ТВт·ч				Электропотребление			Обмен электроэнергией с другими странами, ТВт·ч			
	Всего	ТЭС	ГЭС- ГАЭС+ НВИЭ	АЭС	Всего	ТЭС	ГЭС- ГАЭС+ НВИЭ	АЭС	Общее, ТВт·ч	Удельное, кВт·ч/ чел.	Передано за пределы страны	Получено из-за пределов страны	Сальдо- перето- к	Доля эл. потр., %	
1990	340.471	238.191	65.095	37.185	1725.737	1279.863	233.841	212.033	1689.835	5839	180.847	144.945	35.902	2.12	
1991	341.841	239.702	64.962	37.177	1681.947	1234.505	234.742	212.7	1659.973	5708	168.338	146.364	21.974	1.32	
1992	340.866	239.502	65.187	36.177	1558.2	1116.11	233.651	208.439	1547.237	5313	134.05	123.087	10.963	0.71	
1993	341.006	238.558	65.336	37.112	1459.406	1007.163	245.117	207.126	1448.762	4977	122.869	112.225	10.644	0.73	
1994	343.462	240.183	66.167	37.112	1324.947	901.529	248.621	174.797	1320.255	4542	108.633	103.941	4.692	0.36	
1995	343.322	239.773	66.204	37.345	1292.508	868.547	241.703	182.258	1283.348	4421	99.39	90.23	9.16	0.71	
1996	339.999	236.109	66.327	37.563	1263.114	839.865	218.267	204.982	1253.535	4324	81.02	71.441	9.579	0.76	
1997	339.395	235.924	66.275	37.196	1236.727	815.568	219.252	201.907	1227.417	4238	72.001	62.691	9.31	0.76	
1998	340.799	236.344	66.859	37.596	1223.195	800.591	228.46	194.144	1211.342	4193	74.892	63.039	11.853	0.98	
1999	342.434	237.831	67.077	37.526	1237.352	801.383	230.029	205.94	1229.225	4261	69.112	60.985	8.127	0.66	
2000	342.027	237.972	67.129	36.926	1272.598	823.508	230.666	218.424	1265.235	4392	67.312	59.949	7.363	0.58	
2001	343.935	238.466	67.561	37.908	1295.045	827.966	240.631	236.449	1279.414	4459	70.267	54.636	15.631	1.22	
2002	344.539	238.34	68.291	37.908	1302.967	837.645	229.268	236.054	1287.528	4499	66.679	51.24	15.439	1.2	
2003	345.323	239.078	68.337	37.908	1349.465	873.818	226.424	249.224	1329.474	4653	74.099	54.108	19.991	1.5	
2004	346.875	239.423	68.544	38.908	1378.528	878.902	250.417	249.209	1360.456	4770	71.987	53.915	18.072	1.33	
2005	346.896	239.814	68.874	38.208	1400.829	901.09	248.439	251.3	1381.536	4847	71.628	52.335	19.293	1.4	
2006	351.498	242.716	69.574	39.208	1454.871	949.189	247.755	257.927	1435.575	5035	68.319	49.023	19.296	1.34	
2007	354.807	245.116	70.442	39.25	1486.666	970.137	251.606	264.924	1466.322	5136	68.906	48.562	20.344	1.39	
2008	355.727	245.958	70.961	38.808	1510.945	1011.855	233.848	265.242	1489.848	5213	65.903	44.806	21.097	1.42	
2009	359.258	248.105	72.31	38.843	1436.851	933.303	243.694	259.855	1416.872	4927	60.822	40.843	19.979	1.41	
2010	364.254	252.863	72.844	38.547	1506.528	1000.796	243.69	262.042	1487.129	5158	48.245	28.846	19.399	1.3	



электроэнергии в рассматриваемых странах на тенденцию роста. При этом экспортно-импортные обмены электроэнергией последовательно снижались в течение всего рассматриваемого периода. Это наглядно показывают данные из таблицы 4, рассчитанные на основе информации из таблицы 3. Относительное (по сравнению с 1990 годом) снижение объемов экспорта/импорта электроэнергии значительно превышает тот же показатель для выработки и потребления электроэнергии. Причем если выработка и потребление электроэнергии демонстрируют тенденцию к восстановлению докризисного уровня 1990 года, то экспортно-импортные обмены проявляют устойчивую тенденцию ко все более глубокому падению.

Следует иметь в виду, что в таблице 3 указаны экспортно-импортные обмены электроэнергией не только в границах постсоветского пространства, но и с третьими странами. Как показали выполненные расчеты, падение экспортных перетоков только между странами бывшего СССР за период с 1990 по 2010 год достигло 82%. В то же время этот показатель с учетом торговли с третьими странами был ниже, составляя примерно 73% (см. таблицу 4). Следует отметить, что объемы импорта электроэнергии из третьих стран как в 90-е годы, так и в настоящее время крайне малы. Поэтому падение импортных обменов из таблицы 4 фактически характеризует этот показатель для стран постсоветского пространства.

Хотя торговля с третьими странами за постсоветский период сократилась, ее доля в общем объеме торговли электроэнергией за этот же период существенно возросла. Так, в 1990 году она составляла 20%, а к 2010 году увеличилась более чем в два раза, достигнув 45%. Как видно из вышесказанного, это произошло за счет большего сокращения торговли электроэнергией между странами постсоветского пространства.

Таким образом, необходимо констатировать, что на постсоветском пространстве имеет место тенденция постоянного снижения объемов торговли электроэнергией, а значит, и уровня электроэнергетической кооперации. При этом существенно ограничивается взаимовыгодная реализация интеграционных системных эффектов взаимодействия национальных ЭЭС.

Таблица 4. Динамика снижения выработки, потребления и перетоков электроэнергии (относительно 1990 года), %

Годы	Выработка	Потребление	Экспорт	Импорт
1998	29.1	28.3	58.6	56.5
2008	12.6	11.8	63.6	69.1
2009	17.8	16.2	66.4	71.8
2010	12.7	12	73.3/82*	80.1

Примечание: * в знаменателе — падение объемов обмена электроэнергией только между странами постсоветского пространства.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СИСТЕМНЫХ ЭФФЕКТОВ В ЕЭС СССР

Консолидация отдельных ЭЭС в объединенные энергосистемы (ОЭС), а затем в ЕЭС СССР привела к ряду положительных эффектов, что существенно снизило затраты на развитие и функционирование электроэнергетики и повысило надежность электроснабжения в целом. К числу таких эффектов относятся мощностной, режимный, структурный, экологический и другие.

Мощностной эффект обусловлен одновременностью наступления максимумов нагрузки в ЭЭС, входящих в объединение, вследствие разницы в пояском времени и конфигурации графиков нагрузки, а также сокращением резервов и повышением гарантированной отдачи ГЭС. Анализ показал (Волькенау и др., 1981; Ершевич, Антименко, 1993), что снижение максимума нагрузки ЕЭС СССР и, соответственно, потребности в генерирующих мощностях в результате разницы во времени наступления суточных максимумов нагрузки ОЭС составляло 2–3%. Дополнительно к указанному возникает эффект от разновременности наступления максимумов нагрузки в районных ЭЭС при их объединении в ОЭС. Данная составляющая мощностного эффекта также оценивается в 2–3% от максимума нагрузки ЕЭС, что выражается в значительном снижении потребности в генерирующих мощностях.

Весьма значимой составляющей мощностного эффекта является сокращение мощностей резервов. Экономия аварийного и ремонтного резервов в ЕЭС СССР при обеспечении требуемой надежности оценивалась в 3–4% (Волькенау и др., 1981).

В качестве одного из важных слагаемых мощностного эффекта нельзя не отметить повышение гарантированной мощности ГЭС в ЕЭС. Как известно, эта мощность определяется по маловодному году с 95%-ной обеспеченностью речного стока. В результате асинхронности стока, имевшей место в различных речных бассейнах СССР, а также за счет многолетнего опыта по компенсационному регулированию суммарная гарантированная мощность ГЭС повысилась в среднем на 0.5% от максимума нагрузки (Ершевич, Антименко, 1993).

В таблице 5 приведены указанные выше составляющие мощностного эффекта, полученного в ЕЭС СССР по состоянию на 1990 год, и их экономические эквиваленты, рассчитанные в предположении, что сэкономленные мощности оцениваются по современным стоимостным показателям. При этом учитывался средний курс рубля за 2012 год относительно доллара США.

Как видно из таблицы, мощностной эффект и его экономический эквивалент весьма значительны. Единовременный экономический эффект приводился к годовой размерности с помощью коэффициента возврата капитала — CRF (Capital Recovery Factor):



$$CRF = \frac{d(1+d)^T}{(1+d)^T - 1}, \quad (1)$$

где d — ставка дисконтирования, принимаемая в размере 15%, T — срок возврата капитала, принимаемый равным 15 годам. В таком случае CRF получился равным 0.171. Указанные значения показателей соответствуют рекомендуемым нормативными документами по рынку мощности (Правительство РФ, 2010).

Режимный эффект повышает экономичность работы ЭЭС и достигается при оптимизации режимов работы электростанций за счет рациональной загрузки более совершенного нового генерирующего оборудования и вывода устаревшего, обладающего низкими технико-экономическими показателями, с высокими расходами условного топлива. Так, в ЭЭС СССР эффект от улучшения использования электростанций оценивался в 10–12 млн тонн условного топлива (Кучеров и др., 1996). Для современных экономических условий при цене замыкающего топлива в \$80–100/тонна условного топлива (Кононов, 2011) данный эффект составил бы \$0.8–1.2 млрд/год или в среднем в рублях — 31 млрд рублей в год.

Следует отметить, что полученные величины эффектов не учитывают затрат на дополнительное развитие электрических сетей, необходимых для обменов перетоками, что позволяет реализовать данные эффекты. Интегральная оценка эффективности ЭЭС СССР показала, что экономия затрат на развитие и функционирование Единой энергосистемы в 1.5–2.5 раза (то есть в среднем в два раза) превышает затраты на развитие системообразующей электрической сети (Волькенау и др., 1981). Таким образом, чистый экономический эквивалент реализации мощностного эффекта может быть оценен в 428.1 млрд рублей в год, а приведенный к годовой размерности — в 73.3 млрд рублей в год. Соответственно, чистый экономический эквивалент режимного эффекта составляет 15.5 млрд рублей в год, а суммарный годовой чистый экономический эквивалент достигает 88.8 млрд рублей в год.

Таблица 5. Оценка мощностного системного эффекта ЭЭС СССР

Составляющие эффекта	Мощностной эффект, ГВт	Единовременный экономический эффект, млрд руб.	Годовой экономический эффект, млрд руб./год
Снижение максимума нагрузки	11.2	488.9	83.6
Сокращение резервных мощностей	9.3	259.4	44.4
Повышение гарантированной мощности ГЭС	1.2	107.9	18.5
Суммарный эффект	21.7	856.2	146.5

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СИСТЕМНЫХ ЭФФЕКТОВ, РЕАЛИЗУЮЩИХСЯ ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ НАЦИОНАЛЬНЫХ ЭЭС НА ПОСТСОВЕТСКОМ ПРОСТРАНСТВЕ

В результате взаимных обменов электроэнергией на постсоветском пространстве, рассмотренных ранее, реализуются некоторые системные эффекты объединения национальных ЭЭС стран бывшего СССР. Данные эффекты в определенной степени характеризуют уровень интеграции ЭЭС рассматриваемых стран. Ниже приведены примеры реализации системных эффектов на постсоветском пространстве, для которых были найдены и/или рассчитаны численные, в том числе экономические оценки. Очевидно, что они не характеризуют ситуацию в целом, а лишь дают представление о величине отдельных эффектов.

Как отмечалось ранее, Беларусь снижает расходы на приобретение топлива, требуемого для выработки электроэнергии, посредством увеличения ее импорта из России и других близлежащих постсоветских республик. В результате минимизируются тарифы на электроэнергию для белорусских потребителей, чем достигается реализация режимного эффекта. По оценкам авторов, полученным с использованием информации Belanews.ru, в 2009 году за счет импорта электроэнергии из России, Украины, Литвы и Латвии Беларусь получила экономический эффект в размере более 5 млрд рублей. Эффект был определен как разность затрат на производство электроэнергии в Беларуси и ее импорт. Этот эффект, как показывают расчеты, трансформировался в снижение стоимости электроэнергии для белорусских потребителей примерно на 5.5%. В 2010 году эффект от импорта, по расчетам авторов, составил около 4 млрд рублей. При этом стоимость электроэнергии для белорусских потребителей оценочно снизилась более чем на 4%. Снижение эффекта в 2010-м произошло вследствие того, что из-за недоговоренностей по цене между сторонами и несоблюдения платежной дисциплины импорт Беларуси электроэнергию из России в этом году упал практически в 100 раз и составил только 30.3 млн кВт·ч вместо 2.9 млрд кВт·ч в 2009 году (Абсаметова и др., 2012).

Россия, в свою очередь, имела экономический эффект от экспорта электроэнергии, который в 2009-м, по оценкам авторов, превысил 1.6 млрд рублей. При расчете данного эффекта учитывались не только доходы от продажи электроэнергии в Беларусь, но и затраты на покупку соответствующего объема электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии и мощности в России, а также затраты на транспорт этой электроэнергии по российским электрическим сетям (Совет рынка, 2010; Казаченков, 2010). В 2010 году этот эффект был незначителен, составив около 19 млн рублей, в связи с тем, что, как указы-



валось выше, поставки из России в Беларусь в этом году снизились практически на два порядка.

Обмен мощностями между ОЭС Сибири и ОЭС Урала через сети АО «КЕГОС» (Казахстан) традиционно осуществляется в следующем режиме: в часы вечернего максимума происходила выдача мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Урала (и через нее в Европейскую часть России), в часы ночного минимума в Европейской части России в ОЭС Сибири осуществлялся прием мощности из ОЭС Урала. Это позволяет реализовать режимный эффект регулирования суточного графика нагрузки в Европейской части России, используя для обмена перетоками между двумя российскими регионами электрические сети Северного Казахстана. Казахстан при этом имеет экономический эффект от предоставления транзита России. Так, в 2010 году этот эффект составил около 840 млн рублей (Newskaz.ru, 2011).

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ СИСТЕМНЫЕ МОЩНОСТНЫЕ ЭФФЕКТЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ДОСТИГНУТЫ В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ПРИ КООПЕРАЦИИ НАЦИОНАЛЬНЫХ ЭЭС НА ПОСТСОВЕТСКОМ ПРОСТРАНСТВЕ

Выполнялись оценки мощностного эффекта объединения национальных ЭЭС стран бывшего СССР, обусловленного одновременностью наступления и различием конфигурации суточных и годовых максимумов и графиков нагрузки, по состоянию на 2009 год. Для этого в условиях ограниченности имеющихся исходных данных использовался специальный подход. Вначале выполнялось совмещение годовых графиков месячных максимумов нагрузки национальных ЭЭС и определялся совмещенный годовой максимум ($P_{Мг}$). Далее для месяца этого максимума выполнялось совмещение суточных графиков нагрузки национальных ЭЭС и определялся уточненный совмещенный годовой максимум нагрузки ($P_{Мгс}$). Уточнение необходимо вследствие того, что месячные максимумы нагрузки не учитывают суточное изменение нагрузки и наступление суточных максимумов в разных национальных ЭЭС в различное время вследствие сдвига часовых поясов друг относительно друга.

Необходимо отметить, что установленные мощности электростанций выбираются по годовому максимуму нагрузки и всегда превышают его. Это превышение в основном обусловлено требованием резервирования мощностей, а также некоторыми другими причинами, в частности, необходимостью дублирования негарантированных мощностей (возобновляемых источников энергии), наличием так называемых «разрывов» мощности. При выполнении перспективных энергобалансовых расчетов величина резервов обычно принимается

как доля от максимума нагрузки (в данном случае объем резервов задавался на уровне 20%). Поэтому изменение максимума нагрузки приводит и к изменению потребности в установленной мощности.

Имея совмещенный годовой максимум нагрузки всего энергообъединения (P_{Mec}) и зная годовые максимумы нагрузки всех национальных ЭЭС ($P_{Mi}(i=\overline{1, I})$, где i — индекс национальной ЭЭС, I — общее количество ЭЭС), а также задавая принятым коэффициентом резервирования, нетрудно определить мощностной эффект как экономии установленных мощностей, укрупненно включающих рабочие и резервные:

$$\Delta N_{эф} = \sum_{i=1}^I 1,2P_{Mi} - 1,2P_{Mec} = 1,2 \left(\sum_{i=1}^I P_{Mi} - P_{Mec} \right). \quad (2)$$

В качестве исходной информации для выполнения расчетов использовались электропотребление, включая его внутригодовое распределение, максимумы нагрузки, суточные графики нагрузки на день прохождения годового максимума за 2008–2009 годы (ЭЭС СНГ, 2012; СО ЕЭС, 2011; GSE, 2011 и др.).

Годовые графики месячных максимумов нагрузки (см. рисунок 1) построены пропорционально месячным объемам электропотребления, заданным в относительных единицах, исходя из предположения, что годовое электропотребление распределяется по месяцам и сезонам года так же, как и электрическая нагрузка, и число часов использования максимума нагрузки в каждом месяце неизменно в течение года.

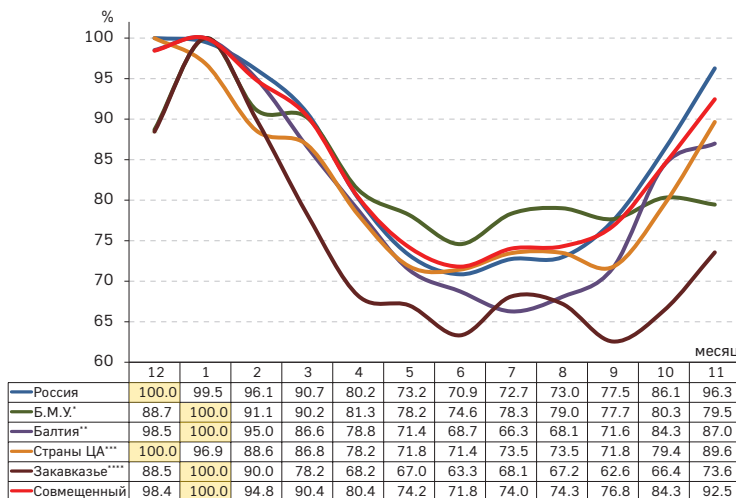


Рисунок 1. Конфигурация годовых графиков на-грузки ЭЭС стран бывшего СССР (2009 год)

Примечание: * Беларусь, Молдова, Украина; ** Латвия, Литва, Эстония; *** Казахстан, Кыргызстан, Таджикистан, Туркменистан, Узбекистан; **** Азербайджан, Армения, Грузия.

Конфигурация суточных графиков нагрузки (см. рисунок 2) принята по отчетным данным за 2009 год. В связи с отсутствием такой информации для Армении, Азербайджана, Беларуси и Молдовы для этого года конфигурация графиков этих стран принята по состоянию на 2008 год (ЭЭС СНГ, 2012). Следует, однако, заметить, что конфигурация графиков нагрузки от года к году меняется несущественно, поэтому такая замена не дает сколько-нибудь существенных погрешностей в расчетах.

Конфигурации графиков на рисунках 1 и 2 даны в относительных единицах. Это позволяет наглядно представить их особенности и различие по странам. На рисунках видно, что во всех странах имеет место провал нагрузки в течение летних месяцев. Он в меньшей степени выражен в Беларуси, Молдове, Украине и странах Центральной Азии (ЦА). Суточные графики различаются часами наступления максимумов нагрузки, их продолжительностью, глубиной провалов. Объединение годовых и суточных графиков позволяет получить более равномерный результирующий график.

Анализ годовых графиков нагрузки показал, что совмещенный максимум нагрузки межгосударственного энергообъединения приходится на январь. В связи с этим суточные графики нагрузки России, Эстонии, Казахстана, Таджикистана и Кыргызстана, где собственные максимумы нагрузки отмечены в декабре, пересчитаны для января. Графики приведены к единому московскому времени через универсальное скоординированное время (coordinated universal time — UTC) (ITU, 2011).

Результаты расчетов сведены в таблице 6. Как видно из указанной таблицы, снижение совмещенного максимума энергообъединения стран бывшего СССР по сравнению с суммой максимумов отдельных

Рисунок 2. Конфигурация суточных графиков нагрузки ЭЭС стран бывшего СССР на день прохождения совмещенного максимума нагрузки (январь 2009 года)

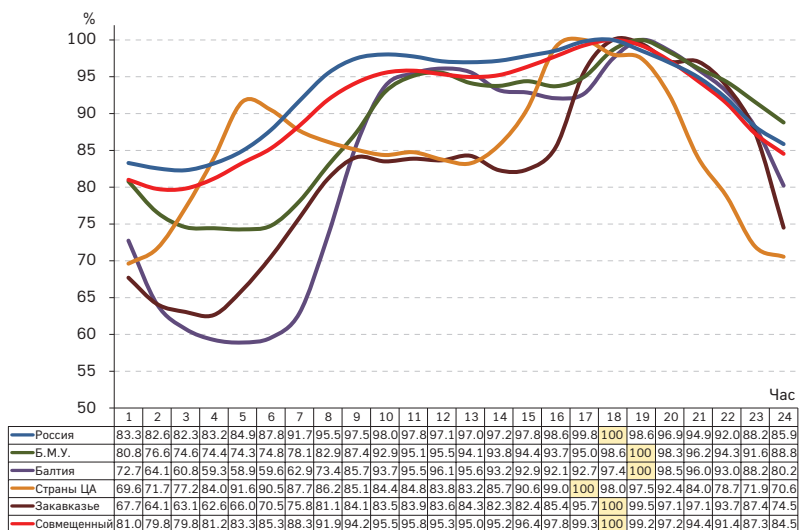


Таблица 6. Совмещение графиков и максимумов нагрузки, 2009 год, МВт

Страна	Максимум нагрузки		Реализуемый эффект
	Собственный	Совмещенный	
Россия 1	145800	145093	707
Украина	30079	29921	158
Беларусь	5733	5439	294
Молдова	1077	1020	57
Эстония	1462	1404	58
Латвия	1340	1305	35
Литва	1713	1623	90
Казахстан	12315	11200	1115
Кыргызстан	2731	2628	103
Таджикистан	2758	2348	410
Туркменистан	2139	1901	238
Узбекистан	7428	7299	129
Армения	1049	1049	0
Азербайджан	3722	3722	0
Грузия	1538	1528	10
Итого	220884	217480	3404
Совмещенный максимум нагрузки*			217480
Сумма собственных максимумов нагрузки**			220884
Разность * и **			3404

Примечание: 1 ЕЭС России без ОЭС Востока, так как последняя в настоящее время имеет слабые связи с ЕЭС.

национальных ЭЭС составляет несколько более 1.5% от совмещенного годового максимума. При этом более 30% эффекта приходится на Республику Казахстан. Следует отметить, что эффект для каждой страны определялся как разность между собственным годовым максимумом нагрузки и нагрузкой в час совмещенного максимума.

Относительно велики эффекты в Таджикистане, Туркменистане и Беларуси, они составляют 15%, 11% и 5% соответственно. В России данный эффект в относительном выражении очень незначителен и составляет всего 0.5%, хотя в абсолютном выражении он находится на втором месте после Казахстана, а в Армении и Азербайджане он вообще нулевой. Последнее объясняется тем, что в этих странах собственные максимумы нагрузки приходятся на час совмещенного максимума энергообъединения в целом.

На всей территории бывшего СССР годовой максимум нагрузки наступает зимой в декабре-январе, и уменьшение совмещенного макси-



Таблица 7. Оценка мощностного системного эффекта, 2009 год

Мощностной эффект, МВт	Единовременный экономический эффект, млрд рублей	Годовой экономический эффект, млрд рублей/год
4085	135.6*/67.8	23.2/11.6

Примечание: *Общий эффект/чистый эффект.

мума ЭЭС обусловлено преимущественно разницей в часах (и сутках) прохождения максимумов в отдельных ЭЭС. Относительно небольшая величина эффекта обусловлена также небольшой разницей в часовых поясах (1–2 часа) и примерно одинакового широтного расположения ЭЭС. Тем не менее мощностной эффект, рассчитанный по формуле (2), превышает 4 ГВт.

Обращает на себя внимание, что полученный мощностной эффект существенно ниже того, который имел место в ЭЭС СССР. Это объясняется тем, что в ЭЭС учитывались эффекты, реализуемые как внутри республик, так и между ними. Здесь же реализация эффектов внутри стран (бывших союзных республик) не рассматривается. Она оставляется на усмотрение этих стран. Учитываются только те эффекты, которые могут возникнуть в результате межгосударственной электроэнергетической кооперации.

На основе полученных значений рассчитывались экономические оценки эффектов. Для расчета были приняты исходные данные Минэнерго России. Определялись как единовременный экономический эффект (как произведение удельных капвложений на величину мощностного эффекта), так и приведенный к годовой размерности. Переход от единовременной оценки к годовой осуществлялся умножением первой на коэффициент возврата капитала CRF. Результаты расчетов показали, что экономический эквивалент мощностного эффекта весьма высок (см. таблицу 7).

Как отмечалось ранее, реализация мощностных эффектов требует соответствующего развития электросетевой инфраструктуры, а получаемые при этом экономические эффекты примерно в два раза превосходят затраты. Исходя из сказанного, определены чистые экономические эффекты, приведенные в таблице 7 (в знаменателе).

Следует отметить, что оценка мощностного эффекта для настоящего времени является несколько условной, поскольку мощности для электроснабжения потребителей национальных ЭЭС в условиях ограниченной межгосударственной электроэнергетической интеграции имеются. Однако, учитывая изношенность основных фондов в электроэнергетике, в недалекой перспективе эти мощности потребуют замены (как и электросетевая инфраструктура), и в случае более тесной интеграции на постсоветском пространстве и реализации рассмотренных эффектов такая замена потребует меньшего объема мощностей и инвестиций (соответственно, на величины, указанные в таблице 7).

ОЦЕНКА СИСТЕМНЫХ МОЩНОСТНЫХ ЭФФЕКТОВ ОБЪЕДИНЕНИЯ НАЦИОНАЛЬНЫХ ЭЭС НА ПОСТСОВЕТСКОМ ПРОСТРАНСТВЕ НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2030 ГОДА

Оценка системных мощностных эффектов на перспективу до 2030 года проводилась с использованием методики, изложенной в предыдущем разделе. При этом конфигурация графиков нагрузки, представленная на рисунках 1 и 2, принималась неизменной, а рост электропотребления и максимумов нагрузок задавался согласно национальным директивным документам по развитию электроэнергетики, рассмотренным выше. В таблице 8 сведены результаты совмещения полученных графиков нагрузки и определения совмещенного максимума.

Как видно из таблицы 9, на уровне 2030 года мощностной эффект составляет почти 6.4 ГВт, что выше оценки текущего потенциального эффекта почти на 2.3 ГВт. Результаты экономической оценки полученных мощностных эффектов приведены также в таблице 9. Учет затрат на реализацию указанных эффектов снижает эти экономические оценки в два раза (приведены в знаменателе). Тем не менее они остаются весьма значительными.

Дополнительно был рассмотрен вариант, когда максимум нагрузки в странах Центральной Азии (включая Кыргызстан, Таджикистан, Туркменистан, Узбекистан) вследствие социально-экономического развития (в частности, распространения кондиционирования помещений) к 2030 году смещается на летний период. Это произошло в Японии в 60-х годах, Южной Корее — в 80-х и в Северном Китае — в начале 2000-х (Беляев и др., 2008). Объединение же энергосистем с зимним и летним максимумами нагрузки дает значительные интеграционные эффекты в виде экономии генерирующих мощностей и затрат на их строительство и эксплуатацию. Указанное смещение максимума нагрузки приведет к тому, что при объединении национальных ЭЭС стран юга ЦА и ЭЭС Северного Казахстана, а также России (где имеет место зимний максимум нагрузки) возникнут значительные системные эффекты.

Следует отметить, что в настоящее время максимум электрической нагрузки в регионе в целом приходится на зиму, а расход воды на ирригацию требуется в летний период. Это приводит к противоречию интересов энергетических и сельскохозяйственных водопользователей, а с учетом того, что они находятся преимущественно в разных странах, то и к межгосударственной конфронтации. Смещение же максимума электрической нагрузки на лето приведет к согласованию расхода гидроресурсов для целей электроэнергетики и ирригации в регионе ЦА, поскольку максимальное их использование обеими отраслями будет приходиться только на летний сезон.



Таблица 8. Совмещение графиков и максимумов нагрузки, 2030 год, МВт

Страна	Максимум нагрузки		Реализуемый эффект
	Собственный	Совмещенный	
Россия ¹	228532	227424	1108
Украина	47292	47043	248
Беларусь	6917	6562	355
Молдова	1651	1564	87
Эстония	1652	1586	66
Латвия	2042	1935	107
Литва	2449	2385	64
Казахстан	23600	21464	2136
Кыргызстан	3249	3126	123
Таджикистан	4416	4157	259
Туркменистан	4431	3937	493
Узбекистан	15045	14784	261
Армения	1816	1816	0
Азербайджан	4878	4878	0
Грузия	3762	3738	24
Итого	351731	346399	5332
Совмещенный максимум нагрузки*			346399
Сумма собственных максимумов нагрузки**			351731
Разность * и **			5332

Примечание: ¹ ЭЭС России в целом, т. к. на рассматриваемую перспективу намечается интеграция ОЭС Востока в ЭЭС

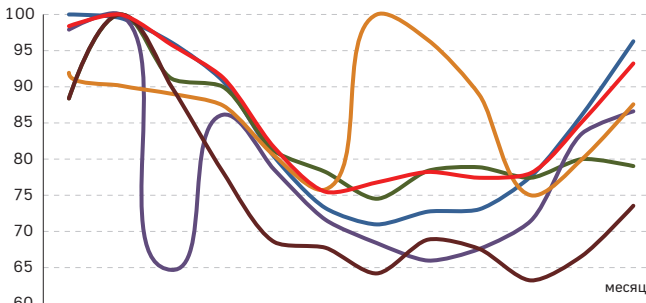
В соответствии с предложенным вариантом экспертно были скорректированы годовые графики электрической нагрузки указанных стран. Они представлены на рисунке 3. Их сравнение с аналогичными графиками с традиционным зимним максимумом нагрузки (см. рисунок 1) показывает существенное отличие в конфигурации.

В таблицах 10 и 11 сведены результаты оценки мощностного эффекта при условии смещения годового максимума нагрузки в указанных выше странах ЦА на лето. Как видно из таблицы, эффект и его экономический эквивалент существенно возросли.

Необходимо также отметить, что достижение полученного эффекта требует большей координации действий отдельных стран, в том

Таблица 9. Оценка мощностного системного эффекта, 2030 год

Мощностной эффект, МВт	Единовременный экономический эффект, млрд рублей	Годовой экономический эффект, млрд рублей/год
6400	212/106	36.6/18.3



	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
—Россия	100	99.5	96.1	90.7	80.2	73.2	70.9	72.7	73	77.5	86.1	96.3
—Б.М.У.'	88.3	100	91.1	90	81.1	78.1	74.5	78.3	78.9	77.4	79.9	79
—Балтия**	97.9	100	64.6	86	78.5	71.5	68.4	66	67.6	71.4	83.5	86.5
—Страны ЦА***	91.9	90.1	89	87.3	80.5	75.7	100	96.4	88.8	75	79.9	87.6
—Закавказье****	88.3	100	89.9	78.1	68.5	67.7	64.1	68.8	67.5	63.2	66.6	73.5
—Совмещённый	98.3	100	95.8	91.3	81.5	75.5	76.7	78.2	77.3	78	85.1	93.1

Рисунок 3. Конфигурация годовых графиков нагрузки ЭЭС стран бывшего СССР (смещение годового максимума нагрузки в южных регионах ЦА на лето, 2030 год)

числе согласования политики развития их электроэнергетических комплексов.

Страна	Максимум нагрузки		Реализуемый эффект	
	Собственный	Совмещенный		
Россия		228532	227424	1108
Украина		47292	47043	248
Беларусь		6917	6562	355
Молдова		1651	1564	87
Эстония		1652	1586	66
Латвия		2042	1935	107
Литва		2449	2385	64
Казахстан		23600	21464	2136
Кыргызстан		3249	2657	592
Таджикистан		4416	3608	808
Туркменистан		4431	3498	933
Узбекистан		15045	13113	1932
Армения		1816	1816	0
Азербайджан		4878	4878	0
Грузия		3762	3738	24
Итого		351731	343271	8460
Совмещенный максимум нагрузки*				343271
Сумма собственных максимумов нагрузки**				351731
Разность * и **				8460

Таблица 10. Совмещение графиков и максимумов нагрузки, 2030 год, МВт (при сдвиге максимума нагрузки стран ЦА на лето)

Таблица 11. Оценка мощностного системного эффекта, 2030 год (при сдвиге максимума нагрузки стран ЦА на лето)

Мощностной эффект, МВт	Единовременный экономический эффект, млрд руб.	Годовой экономический эффект, млрд руб./год
10150	336.8/168.4	57.6/28.8

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Установленная мощность электростанций стран бывшего СССР весьма значительна и составляет около 365 ГВт. На постсоветском пространстве сосуществуют национальные электроэнергетические комплексы, различающиеся уровнями установленной мощности своих электростанций (зачастую в десятки раз) и структурой генерирующих мощностей. Это предопределяет кооперацию национальных ЭЭС, которая в определенной степени осуществляется уже сейчас и требует дальнейшего развития.

2. Экспортно-импортные обмены электроэнергией между странами бывшего СССР последовательно снижались в течение всего постсоветского периода. Относительное (по сравнению с 1990 годом) снижение объемов экспорта/импорта электроэнергии значительно превышает этот же показатель для выработки и потребления электроэнергии. Причем если выработка и потребление электроэнергии демонстрируют тенденцию к восстановлению докризисного уровня, то экспортно-импортные обмены проявляют устойчивую тенденцию ко все более глубокому снижению. В настоящее время оно составляет 82% по экспорту и 80% по импорту от уровня 1990 года.

3. Безусловным лидером в экспортных поставках электроэнергии среди стран бывшего СССР является Россия. Ее доля в общем экспорте указанных стран в 2010 году превысила 40%. При этом российская доля в импорте относительно невелика, составляя около 10%. По состоянию на 2010-й по импорту электроэнергии лидируют Беларусь и Литва (первая немного опережает вторую), суммарно занимая более 50% всего импорта. В наибольшей степени зависима от импорта электроэнергии Литва, у которой отрицательный сальдо-переток составляет более 50% от всего годового объема электропотребления. Наиболее экспортно-ориентированной является Эстония, у которой положительный сальдо-переток составляет примерно одну треть от собственного годового потребления.

4. В перспективе до 2020 года в странах бывшего СССР ожидается рост электропотребления более чем на четверть, а генерирующей мощности — на 20%. При этом лидирующую роль сохранит российский электроэнергетический комплекс. В Беларуси проявится новая для нее ядерная энергетика. Общая структура установленных мощностей на постсоветском пространстве не претерпит кардинальных изменений по сравнению с текущей ситуацией. Разработка совместных

энергетических стратегий, программ и схем развития электроэнергетических систем странами бывшего СССР позволит сформировать предпосылки для реализации системных эффектов взаимодействия национальных ЭЭС в перспективе.

5. Формирование ЭЭС СССР привело к ряду положительных системных эффектов, включая мощностной, режимный, структурный и др. Это существенно снизило затраты на развитие и функционирование электроэнергетики и повысило надежность электроснабжения в целом. Мощностной эффект ЭЭС СССР по состоянию на 1990 год был равен 21.7 ГВт, чистый экономический эквивалент этого эффекта может быть оценен в 428 млрд рублей в год, а приведенный к годовой размерности — в 73 млрд рублей в год (при расчете по современным стоимостным показателям).

6. В результате взаимных обменов электроэнергией реализуются некоторые системные эффекты объединения национальных ЭЭС стран бывшего СССР. Данные эффекты в определенной степени характеризуют уровень интеграции ЭЭС рассматриваемых республик. В частности, согласно выполненным оценкам, потребители электроэнергии Беларуси получили экономическую выгоду, обусловленную режимным эффектом, в размере 5 млрд рублей в 2009 году и 4 млрд рублей в 2010-м. В 2009 году Россия имела выгоду от реализации этого эффекта с Беларусью в размере 1.6 млрд рублей, а Казахстан получил 840 млн рублей, реализуя его с Россией. В то же время потенциальный мощностной эффект электроэнергетической кооперации стран бывшего СССР в настоящее время превышает 4 ГВт. Его чистый единовременный экономический эквивалент приближается к 68 млрд рублей, а ежегодный составляет около 12 млрд рублей.

7. На уровне 2030 года мощностной системный эффект электроэнергетической кооперации на постсоветском пространстве составляет почти 6.4 ГВт. Чистый единовременный экономический эффект оценивается почти в 106 млрд рублей (приведенный к годовой размерности, он превышает 18 млрд рублей в год). При условии смещения годового максимума нагрузки в странах ЦА на лето эффект существенно возрастает, составляя более 10 ГВт. Его чистый единовременный экономический эквивалент примерно равен 168 млрд рублей, а в годовом выражении составляет около 29 млрд рублей. При этом происходит согласование расхода гидроресурсов для целей электроэнергетики и ирригации, что снимает острое противоречие между энергетическими и сельскохозяйственными водопользователями и в конечном итоге снижает уровень межгосударственной конфронтации в ЦА.

8. Отказ от электроэнергетической кооперации или снижение ее уровня приводит к росту затрат на функционирование и развитие национальных ЭЭС и экономик стран постсоветского пространства.



ЛИТЕРАТУРА

- Belanews.ru (2011) *Как Беларусь экспортирует электроэнергию дешевле себестоимости*. Доступно на: <http://belanews.ru/2011/06/17/18117/>
- Carecprogram.org (2012) *Development strategy of power industry of Turkmenistan*. CAREC National Workshop. Ashgabat. May. Available at: <http://www.carecprogram.org/uploads/events/2012/TKM-National-Workshop/TKM-Development-Strategy-of-Power-Industry.pdf>
- ENTSO-E (2011) *ENTSO-E System Adequacy Forecast 2011–2025 (Database: 15.02.2011)* European Network of Tran System Operators for Electricity. Available at: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/SOAF/SO_AF_2011_-_2025_.zip
- GSE (2011) *Georgian State Electrosystem Ltd*. Available at: <http://www.gse.com.ge>
- ITU (2011) *LEGAL TIME 2011*. Annex to ITU OB No. 975 of 1.III.2011. International Telecommunication Union. Available at: http://www.itu.int/dms_pub/itu-t/opb/sp/T-SP-LT.1-2011-PDF-E.pdf
- Ministry of Economic Affairs and Communications (2012) *National Development Plan of the Energy Sector until 2020*. Available at: http://www.mkm.ee/public/ELMAK_EN.pdf
- Мре.kmu.gov.ua (2012) *Оновлення Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.* Міністерстві енергетики та вугільної промисловості України. 7 червня 2012 р.м. Київ. Доступно на: <http://mre.kmu.gov.ua/fuel/doccatalog/document?id=222032>
- Newskaz.ru (2011) *KEGOC получил доход в 4 млрд тенге за транзит российской электроэнергии в 2010 году*. Доступно на: <http://www.newskaz.ru/economy/20110112/1043317-print.html>
- RESET (2012) *АБР — ТА 7558 — Центрально-Азиатское региональное экономическое сотрудничество: Генеральный план регионального сотрудничества в секторе энергетики*. 2nd Draft Final Report 2-й Проект Заключительного отчета. Доступно на: <http://www.ca-reset.org/library/Fichtner/FICHT7.PDF>
- Абсаметова А., Волкова Е., Захаров А., Подковальников С., Савельев В., Трофимов Г., Чудинова Л. (2012) *Интеграционные процессы в электроэнергетическом секторе государств — участников Евразийского банка развития*. Отраслевой обзор № 15. Евразийский банк развития. — Алматы, 2012.
- Агентство Республики Казахстан по статистике. Доступно на: <http://www.stat.kz>
- АПБЭ (2011) *Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года*. Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике, Минэнерго России. Москва.
- Беляев Л., Подковальников С., Савельев В., Чудинова Л. (2008) *Эффективность межгосударственных электрических связей*. Новосибирск: Наука.
- Волкова Е., Захаров А., Подковальников С., Савельев В., Чудинова Л. (2011) *Электроэнергетическая кооперация на постсоветском пространстве*. Евразийская экономическая интеграция. № 3 (12), с. 26–45.
- Волькенау И., Зейлигер А., Хабачев Л. (1981) *Экономика формирования электроэнергетических систем*. М.: Энергия.

Государственный комитет статистики Азербайджана. Доступно на: <http://www.azstat.org>

Ершевич В., Антименко Ю. (1993) *Эффективность функционирования Единой электроэнергетической системы на территории бывшего СССР*. Изв. РАН. Сер. Энергетика. № 1. с. 22–31.

Казаченков А. (2010) *Итоги деятельности 2009 года*. Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы. Доступно на: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/kazachenkov.pdf>

Кононов Ю. (2011) *Метод прогнозирования конъюнктуры региональных рынков и результаты первого этапа прогноза цен на топливо*. Иркутск: ИСЭМ СО РАН.

Кучеров Ю., Кучерова О., Капойи Л., Руденко Ю. (1996) *Надежность и эффективность функционирования больших транснациональных ЭЭС. Методы анализа: европейское измерение*. Новосибирск: Наука. Сиб. изд. фирма РАН.

Минэнерго РФ (2012) *Приложение № 46 к программе «Модернизация электроэнергетики России на период до 2020 года»*. Министерство энергетики Российской Федерации. Доступно на: <http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/34c/34c45e296821c7f4ae166b0a81ce6ca9.pdf>

Мишук Е., Коротков В. (2005) *Электроэнергетика Содружества Независимых Государств. Состояние, проблемы и перспективы развития*. Доступно на: http://elektro.elektrozavod.ru/pdf/2005_4.pdf.

Национальный статистический комитет Кыргызской Республики. Доступно на: <http://www.stat.kg>

Национальный статистический комитет Республики Беларусь. Доступно на: <http://www.belstat.gov.by>

Национальная статистическая служба Республики Армении. Доступно на: <http://www.armstat.am>

Правительство Республики Казахстан (2012) *Выступление министра индустрии и новых технологий РК А. Исекешева на заседании правительства по концепции развития электроэнергетики до 2030 года*. Доступно на: http://ru.government.kz/docs/po_energetike_do_2030_g..rar

Правительство РФ (2010) *Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии (мощности) переходного периода*. Постановление правительства РФ от 13 апреля 2010 года. № 238. Правительство Российской Федерации. Доступно на: www.rg.ru/pril/39/89/98/238.doc

СО ЕЭС (2011) Официальный сайт. *Системный оператор Единой электроэнергетической системы России*. Доступно на: www.so-ups.ru

Совет Рынка (2010) *Итоги работы оптового рынка электроэнергии и мощности в 2009 году*. Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью. Доступно на: http://www.np-sr.ru/idc/idcplg?IdcService=GET_FILE&dDocName=SR_oVo06726&RevisionSelectionMethod=LatestReleased

Федеральная служба государственной статистики Российской Федерации. Доступно на: <http://www.gks.ru>

ЭЭС СНГ (2012) *Электроэнергетический совет СНГ*. Доступно на: <http://energocis.org>

