



УДК 621.311+51.001

С. Е. Саух, А. В. Борисенко, доктора техн. наук

Ин-т проблем моделирования в энергетике

им. Г. Е. Пухова НАН Украины

(Украина, 03164, Киев-164, ул. Генерала Наумова, 15,
тел. (044) 4249164, e-mail: ssaukh@gmail.com),

С. В. Подковальников, канд. техн. наук,

О. В. Хамисов, д-р физ.-мат. наук

Ин-т систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН

(Россия, 664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 130,

тел. (3952) 428930, e-mail: spodkovalnikov@isem.sei.irk.ru)

Математическое моделирование конкурентного равновесия на электроэнергетических рынках Российской Федерации и Украины. I. Современное состояние и тенденции развития национальных электроэнергетических систем

Рассмотрены особенности электроэнергетических систем Российской Федерации и Украины в современных условиях функционирования энергорынков и дальнейшего развития рыночных механизмов управления отраслью. Исследованы производственно-технологические, рыночные и экономические группы факторов стимулирования и сдерживания процессов развития электроэнергетических комплексов двух стран. Сформулированы задачи исследования процессов развития и интеграции энергорынков Российской Федерации и Украины.

Розглянуто особливості електроенергетичних систем Російської Федерації і України в сучасних умовах функціонування енергоринків і подальшого розвитку ринкових механізмів управління галуззю. Досліджено виробничо-технологічні, ринкові і економічні групи чинників стимулювання і стримування розвитку електроенергетичних комплексів двох країн. Сформульовано задачі дослідження процесів розвитку і інтеграції енергоринків Російської Федерації і України.

К л ю ч е в ы е с л о в а: электроэнергетические системы и рынки, генерирующие мощности и компании, интеграция энергорынков.

Активные процессы реструктуризации и либерализации электроэнергетики наблюдаются в различных странах мира, в том числе в Российской Федерации (РФ) и Украине. В обеих странах сформировались национальные электроэнергетические рынки (ЭЭР), имеющие свою характерную организационную структуру и отличительные черты. Опыт стран Западной Европы и США свидетельствует о том, что либерализация электроэнергетики и приватизация энергокомпаний приводят к формированию несовершенных, оли-

гополистических рынков. Исследования таких рынков с учетом их функционирования и развития требуют создания соответствующих методических подходов и разработки специальных математических моделей. Такого рода инструментарий разрабатывается в течение ряда лет, однако подходы, используемые российскими и украинскими специалистами, различны. Представляется весьма интересным обобщение и анализ опыта решения подобных задач разными методами, полученного в обеих странах. Это позволит определить области, где наиболее целесообразно применение разработанных подходов, и наметить общую методологию, рационально сочетающую элементы обоих подходов.

В связи с протекающими на постсоветском пространстве интеграционными процессами возникают новые задачи формирования общего экономического и энергетического пространства. При этом в области электроэнергетики актуальны вопросы развития межгосударственной электросетевой инфраструктуры, координации планов строительства новых энергогенерирующих мощностей, а также формирования общего ЭЭР.

Современное состояние электроэнергетики РФ и перспективы ее развития. *Современное состояние электроэнергетической системы (ЭЭС).* В РФ функционирует почти 600 электростанций единичной мощностью более 5 МВт. Общая установленная мощность электростанций России составляет 228 ГВт. В структуре генерирующих мощностей преобладают тепловые электростанции (ТЭС) — 68 %, доля гидроэлектростанций (ГЭС) составляет 21 %, а атомных электростанций (АЭС) — 11 %. При этом выработка электроэнергии в 2010 г. достигла 1038 ТВт·ч, в том числе на ТЭС — 699,1 ТВт·ч, на ГЭС — 168,2 ТВт·ч, на АЭС — 170,7 ТВт·ч [1, 2].

В Единой энергосистеме (ЕЭС) России сосредоточена большая часть установленных мощностей страны — 214,9 ГВт (по состоянию на конец 2010 г.). Выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России в 2010 г. составила 1004,73 ТВт·ч. Потребление электроэнергии в этом же году было 988,96 ТВт·ч. Сальдо перетоков по экспорту-импорту электроэнергии равнялось 15,8 ТВт·ч/г. Годовой максимум нагрузки в ЕЭС России зафиксирован в 18:00 26.01.2010 при частоте электрического тока 50,01 Гц и составил 149,157 ГВт [3].

В составе ЕЭС России работают семь объединенных энергосистем (ОЭС). Из них параллельно функционируют ОЭС Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Юга и Сибири. Региональные энергосистемы (РЭС), параллельно работающие в составе ОЭС Востока, образуют отдельную синхронную зону, точки раздела которой по транзитам 220 кВ с ОЭС Сибири устанавливаются оперативно в зависимости от складывающегося баланса обоих энергообъединений.

На конец 2010 г. параллельно с ЕЭС России работали ЭЭС Беларуси, Эстонии, Латвии, Литвы, Грузии, Азербайджана, Казахстана, Украины,

Молдовы и Монголии. Через ЭЭС Казахстана в течение 2010 г. параллельно с ЭЭС России функционировали ЭЭС Центральной Азии — Узбекистана и Кыргызстана.

Совместно с ЭЭС через устройства Выборгского преобразовательного комплекса работала ЭЭС Финляндии, входящая в энергообъединение НОРДЕЛ. Параллельно с ЭЭС Норвегии функционируют отдельные генераторы ГЭС Кольской энергосистемы. От электрических сетей России также осуществляется электроснабжение выделенных районов Китая.

Структура установленной мощности и объема выработки электростанций Единой и Объединенных энергосистем России на 01.01.2011 г. приведена в табл. 1 и 2 [3], из которых видно, что в ЭЭС в целом и в каждой ОЭС в отдельности преобладают ТЭС. При этом в ОЭС Урала они фактически являются единственным доминирующим типом станций; их доля в установленной мощности достигает практически 95 %. В ОЭС Сибири доля ТЭС превышает 50 %, оставшаяся часть приходится на ГЭС. Гидроэнергетика также развита в ОЭС Востока и Юга: в первом энергообъединении доля ГЭС превышает одну треть всей установленной мощности, а во втором — составляет несколько меньше трети. В ОЭС Средней Волги на ГЭС приходится более четверти всех мощностей. В ОЭС Центра и Северо-Запада весьма существенную роль играют атомные энергоисточники, в то время как в ОЭС Сибири и Востока они вообще отсутствуют.

Сетевое хозяйство ЭЭС России насчитывает более 9800 линий электропередачи (ЛЭП) класса напряжения 110—1150 кВ. Управление электрическими режимами семи ОЭС, а также РЭС, расположенных на территории субъектов РФ, осуществляют филиалы ОАО «Системный оператор ЭЭС» — соответственно объединенные и региональные диспетчерские управления.

В европейской части ЭЭС России сформировалась развитая сеть напряжением 500—750 кВ, а в азиатской части одновременно с развитием сети напряжением 500 кВ промышленно осваивалось напряжение 1150 кВ. Линия этого класса напряжения из ОЭС Сибири через территорию Северного Казахстана на Урал была введена в строй еще в СССР, однако вскоре после его распада переведена на номинальное напряжение 500 кВ. Высоковольтные ЛЭП напряжением 220 кВ и выше составляют основную системообразующую сеть ЭЭС. Протяженность линий этого класса напряжения, принадлежащих Федеральной сетевой компании (ФСК), составляет 121,7 тыс. км. [4].

В период кризиса 90-х годов резко сократились инвестиции в экономику страны, в том числе в электроэнергетическую отрасль, и существенно снизились объемы новых вводов и темпы обновления оборудования. Вследствие этого как генерирующие мощности, так и электросетевая

инфраструктура имеют большую долю устаревшего оборудования, превышающую 40 %, и требуют обновления [2].

Перспективы развития электроэнергетической отрасли [5]. До 2020—2030 гг. прогнозируются следующие основные параметры развития электроэнергетики страны. Прогноз электропотребления, скорректированный с учетом кризисных явлений 2008—2009 гг., выполнен в двух вариантах: базовом и максимальном. Максимальный вариант соответствует благоприятному сценарию развития экономики, базовый — иннова-

Таблица 1. Структура установленных мощностей электростанций ЕЭС и ОЭС России в 2010 г.

Энерго-объединение	Всего, МВт	ТЭС		ГЭС—ГАЭС		АЭС	
		МВт	%	МВт	%	МВт	%
ЕЭС	214 868,6	146 071,0	68,0	44 531,6	20,7	24 266,0	11,3
ОЭС							
Центра	49 871,4	36 209,0	72,6	1 828,4	3,7	11 834	23,7
Средней Волги	26 422,2	15 564,5	58,9	6 785,7	25,7	4 072	15,4
Урала	43 285,3	40 851,7	94,4	1 833,6	4,2	600	1,4
Северо-Запада	21 572,1	12 895,6	59,8	2 916,5	13,5	5 760	26,7
Юга	17 571,2	10 013,2	57,0	5 558,0	31,6	2 000	11,4
Сибири	46 899,8	24 630,4	52,5	22 269,4	47,5	—	—
Востока	9 246,6	5 906,6	63,9	3 340,0	36,1	—	—

Таблица 2. Структура выработки электроэнергии электростанциями ЕЭС и ОЭС России в 2010 г.

Энерго-объединение	Всего, ГВт·ч	ТЭС, ГВт·ч	ГЭС—ГАЭС, ГВт·ч	АЭС, ГВт·ч	Электростанции промышленных предприятий, ГВт·ч
ЕЭС	1 004 729,6	620 798,9	158 035,4	169 967,4	55 927,9
ОЭС					
Центра	236 513,9	136 154,2	3 421,6	83 676,6	13 261,5
Средней Волги	109 510,0	56 390,0	19 849,9	31 715,8	1 554,3
Урала	250 471,0	223 108,1	4 574,6	3 932,6	18 855,7
Северо-Запада	101 360,0	42 383,6	12 949,0	38 227,8	7 799,6
Юга	75 246,7	41 996,2	19 511,3	12 414,6	1 324,6
Сибири	200 538,3	101 146,9	86 267,6	—	13 123,8
Востока	31 089,7	19 619,9	11 461,4	—	8,4

ционному сценарию с ускоренным ростом энергоэффективности экономики и экологической направленностью. Для указанных вариантов электропотребление в 2020 г. ожидается на уровне 1288—1388 ТВт·ч (базовый — максимальный), а в 2030 г. на уровне 1553—1860 ТВт·ч.

Для покрытия заданных уровней электропотребления формируются соответствующие варианты потребности в установленной генерирующей мощности по типам электростанций. В табл. 3 приведены данные о динамике развития генерирующих мощностей и производства электроэнергии электростанциями различного типа для базового варианта электропотребления в зоне централизованного электроснабжения России. Как видно из табл. 3, в рассматриваемой перспективе в структуре электростанций предполагается некоторое возрастание доли бестопливных источников электроэнергии, включая ГЭС, АЭС и возобновляемые источники энергии (ВИЭ). При этом доля потребляемого ТЭС газа будет снижаться, а доля угля возрастать.

Основными направлениями развития теплоэнергетики на период до 2030 г. являются обеспечение технического перевооружения и реконструкции ТЭС, а также ввод новых генерирующих мощностей с использованием инновационных высокоэффективных технологий производства электроэнергии. Широкое применение получают парогазовые установки, как при реконструкции и замене существующих паросиловых энергоблоков, работающих на газе, так и при вводе новых конденсационных электростанций (КЭС) и теплоэлектроцентралей (ТЭЦ). Планируется также широкое использование газотурбинных установок в сочетании с котлом-утилизатором для производства электроэнергии и тепла.

Генерирующие мощности на угле будут представлять собой установки, рассчитанные на сверхкритические и суперсверхкритические параметры пара, установки с котлами с циркулирующим кипящим слоем, котлами с «низкотемпературным вихрем», а также будут осваиваться установки с газификацией угля и энерготехнологические установки.

В атомной энергетике к 2030 г. в европейской части России планируется широкое использование серийных блоков АЭС с водо-водяными реакторами (ВВЭР) повышенной безопасности большой мощности. Кроме того, на Урале будут внедрены серийные энергоблоки с реакторами на быстрых нейтронах большой мощности, обеспечивающие замыкание ядерного топливного цикла. На периферии ЕЭС России и в изолированных энергоузлах могут найти применение энергоблоки АЭС с реакторами ВВЭР (ВБЭР) средней мощности повышенной безопасности. В прибрежных районах Крайнего Севера и Дальнего Востока для энергоснабжения изолированных потребителей могут получить распространение плавучие энергоблоки с атомными ТЭЦ малой мощности.

Будут широко использоваться гидроэнергетические установки различных мощностей, в основном в регионах Сибири и Дальнего Востока, выполняющие системообразующую роль и покрывающие пиковую часть графика нагрузки. В европейской части России предполагается строительство гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) для обеспечения покрытия переменной части графиков нагрузки, что даст возможность дополнительного развития базисных АЭС.

Нетрадиционная энергетика будет развиваться посредством ввода установок, использующих энергию ветра, солнца, биомассы, биогаза, газа, образующегося на угольных разработках, геотермальную энергию, энергию приливов морей и океанов и др.

Эффективное усиление основной электрической сети переменного тока в ЕЭС России будет выполняться на напряжениях 220 (330)—500 (750) кВ. Использование высшего класса напряжения переменного тока (1150 кВ) экономически может быть оправдано для транзитных электропередач и требует специальных обоснований. Сеть 330—750 кВ переменного тока будет продолжать развиваться в европейской части ЕЭС России для усиления межсистемных связей, повышения надежности выдачи мощности крупных электростанции, включая АЭС, находящихся в этой зоне, а также для возможного усиления межгосударственных электрических связей с Беларусью и Украиной.

Линии электропередачи 500 кВ переменного тока должны быть использованы для усиления основных сетей в ОЭС преимущественно азиатской

Таблица 3. Прогноз развития генерирующих мощностей и выработки электроэнергии на 2015—2030 гг.

Тип электростанций	2015	2020	2025	2030
АЭС	<u>30,9</u> (12,3)	<u>36,3</u> (12,9)	<u>44,5</u> (14,8)	<u>50,5</u> (15,6)
	210,8(18,5)	250,0(18,3)	302,9(20,3)	370,5(22,8)
ГЭС—ГАЭС	<u>51,4</u> (20,5)	<u>53,5</u> (19,1)	<u>57,0</u> (19,0)	<u>58,6</u> (18,1)
	188,3(16,5)	192,5(14,1)	206,2(13,8)	212,7(13,1)
ТЭС	<u>168,4</u> (67,0)	<u>190</u> (67,7)	<u>197,5</u> (65,7)	<u>208,3</u> (64,3)
	738,1(64,8)	918,9(67,4)	980,2(65,6)	1018,2(62,6)
ВИЭ	<u>0,5</u> (0,2)	<u>0,8</u> (0,3)	<u>1,4</u> (0,5)	<u>6,4</u> (2,0)
	1,9(0,2)	2,5(0,2)	5,2(0,3)	25,2(1,5)
Всего	<u>251,2</u>	<u>280,6</u>	<u>300,4</u>	<u>323,8</u>
	1139,1	1363,9	1494,5	1626,6

Примечание. Над чертой — генерирующие мощности, ГВт (%), под чертой — выработка электроэнергии, ТВт·ч(%).

части ЕЭС, а также для развития межсистемных связей между этими ОЭС. Линии электропередачи 220 кВ в большинстве ОЭС будут выполнять, главным образом, распределительные функции и выдачу мощности электростанций для снабжения близлежащих узлов нагрузки. Кроме того, линии данного класса напряжения на первом этапе могут быть использованы для объединения автономно работающих энергорайонов Республики Саха (Якутия) и связи их с ОЭС Сибири, усиления внутрисистемных связей в северных ЭЭС европейской части ЕЭС, а также в изолированных ЭЭС Сибири и Дальнего Востока. В системах транспорта и распределения электроэнергии более широкое применение получают инновационные технологии.

Представленные перспективы развития ЕЭС России являются оптимальными с позиций общесистемной эффективности. Вместе с тем, их реализация связана с существенными трудностями, состоящими в том, что в условиях ЭЭР собственники энергокомпаний — участники этого рынка, преследуя свои коммерческие интересы, не обязаны принимать решения, эффективные с общесистемных позиций. Кроме того, негативным фактором является несовершенство реальных ЭЭР, имеющих олигополистическую природу, что дополнительно снижает системную эффективность принимаемых и реализуемых энергокомпаниями решений по развитию.

Реформирование электроэнергетики России. Основная цель реформирования электроэнергетики России, сформулированная в Постановлении Правительства (ПП) РФ в 2001 г. «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» и уточненная в [6], состояла в повышении эффективности предприятий отрасли, создании условий для ее развития на основе стимулирования инвестиций, обеспечении надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей. Для достижения этой цели в электроэнергетике России были проведены радикальные преобразования: изменена система государственного регулирования отрасли, созданы новые компании, сформированы конкурентные рынки электроэнергии и мощности.

В ходе реформы произошло разделение естественномонопольных (передача электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и потенциально конкурентных (производство и сбыт электроэнергии, ремонт и сервис) функций, и вместо прежних вертикально-интегрированных компаний, осуществлявших данные функции, были сформированы структуры, специализирующиеся на отдельных видах деятельности. Таким образом, созданы условия для развития конкурентного ЭЭР, на котором цены не регулируются государством, а формируются на основе спроса и предложения, а его участники конкурируют, сокращая свои издержки.

Созданные в ходе реформы энергокомпаний специализируются на определенных видах деятельности, включая генерацию электроэнергии, ее передачу, распределение, сбыт и другие, и контролируют соответствующие профильные активы. Так, магистральные сети перешли под контроль ФСК, распределительные сети интегрированы в межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК), функции и активы диспетчерских управлений переданы общероссийскому системному оператору (СО).

Активы генерации объединены в межрегиональные компании двух видов: генерирующие компании оптового рынка (оптовые генерирующие компании (ОГК)) и территориальные генерирующие компании (ТГК). ОГК объединяют электростанции, специализированные на производстве исключительно электроэнергии. В ТГК входят в основном ТЭЦ, производящие электрическую и тепловую энергию. Шесть из семи ОГК сформированы на базе ТЭС, а одна («ГидроОГК») — на основе гидрогенерирующих активов. Тепловые ОГК построены по экстерриториальному принципу, в то время как ТГК объединяют станции соседних регионов. АЭС объединены в рамках государственного концерна «Росэнергоатом».

Процесс реформирования АО-энерго начался в 2003 г. реализацией пилотных проектов реформирования нескольких ОАО: «Калугаэнерго», «Орелэнерго», «Брянскэнерго», «Тулэнерго». В 2004 г. структурные преобразования осуществлялись наиболее активно и коснулись более тридцати компаний. К апрелю 2004 г. была завершена процедура реорганизации первой региональной энергокомпании ОАО «Калугаэнерго», а к концу года разделены по видам деятельности пять АО-энерго [7]. В 2004 г. прошли государственную регистрацию первые три ОГК и две ТГК. Совет директоров ОАО РАО «ЕЭС России» принял решение об учреждении четырех МРСК. В 2004 г. была практически сформирована новая вертикаль оперативно-диспетчерского управления, а именно функции региональных диспетчерских управлений переданы (за некоторым исключением) СО от АО-энерго [7].

В 2005 г. процесс реформирования охватил большинство АО-энерго. Значительная их часть в этом году была разделена и учреждено большинство межрегиональных компаний, оставшихся не разделенными. В декабре 2007 — январе 2008 г. закончено формирование целевой структуры всех тепловых ОГК и ТГК, завершён первый этап консолидации ОАО «ГидроОГК». Закончен процесс выделения сетевых компаний [7].

С 1 сентября 2006 г. в России вступили в силу новые правила работы оптового рынка электроэнергии (мощности), установленные ПП РФ 2006 г. «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка

электрической энергии (мощности)». Был осуществлен переход к регулируемым и свободным двусторонним договорам между покупателями и генерирующими компаниями, запущен оптовый рынок (на сутки вперед). В 2007 г., согласно ПП РФ «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу определения объемов продажи электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам», проведена постепенная замена регулируемых договоров свободными (нерегулируемыми) договорами [9].

В соответствии с ПП РФ 2008 г. «О внесении изменений в некоторые постановления Правительства РФ по вопросам организации конкурентной торговли генерирующей мощностью на оптовом рынке электрической энергии (мощности)» с 30 июня 2008 г. запущен рынок мощности переходного периода, вступили в силу механизмы торговли мощностью и началась ее либерализация, темпы которой синхронизированы с темпами либерализации торговли электроэнергией. С 1 января 2011 г. начал действовать долгосрочный рынок мощности (ДРМ), предназначенный для обеспечения развития генерирующих мощностей в рыночной среде. С этого дня торговля на оптовом рынке электроэнергии (мощности) ведется по нерегулируемым ценам. Законодательная база ДРМ формируется принятыми в 2010 г. ПП РФ «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии (мощности) переходного периода» и «О некоторых вопросах организации долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности)».

Правилами функционирования розничных ЭЭР предусматривается постепенная их либерализация при сохранении обеспечения населения электроэнергией по регулируемым тарифам. Предполагается также введение рынка производных финансовых инструментов и торговля правами на передачу на оптовом ЭЭР [7].

Необходимо заметить, что сформированный российский ЭЭР имеет ряд проблем. Так, рыночный механизм стимулирования инвестиций в отрасль находится на этапе становления и пока фактически не работает. В результате этого, по крайней мере, на ближайшие пять-семь лет ввод генерирующих мощностей будет обеспечиваться в основном «нерыночным» механизмом, т.е. договорами о предоставлении мощности [8]. Как показывает анализ [9], при ограниченной конкуренции на формирующемся российском ЭЭР на этом рынке присутствует ограниченное число доминирующих производителей (олигополистов), способных манипулировать ценами и объемами производства электроэнергии [10], чем фактически и обусловлена необходимость указанных выше исследований.

Особенности функционирования ЭЭС Украины и тенденции развития. Структура потребления электроэнергии. В зависимости от уровня напряжения и объемов потребления электроэнергии ее потребители делятся на два класса. При действующей в стране системе единых тарифов потребители одного класса покупают электроэнергию по одинаковым тарифам на всей территории страны. Согласно правительственным решениям отдельные категории потребителей, такие как население, угледобывающие предприятия, предприятия электротранспорта и другие, покупают электроэнергию по дотационным тарифам.

На протяжении 2005—2007 гг. наблюдался рост объемов потребления электроэнергии. Однако вследствие экономического спада в 2008—2009 гг., потребление сократилось на 10 %, а в 2010 г. рост объемов потребления электроэнергии возобновился (табл. 4).

В последние годы наблюдается снижение доли промышленного потребления. Неблагоприятная конъюнктура отраслевых рынков и повышение тарифов на электроэнергию привели к сокращению и, в ряде случаев, ликвидации отдельных производств, например таких, как производство алюминия.

Субсидирование стоимости электроэнергии для населения и других льготных категорий потребителей является дополнительной нагрузкой на промышленность и другие сектора экономики. Поддержание действующих единых тарифов требует субсидирования потребителей регионов с преимущественно непроизводственным потреблением за счет промышленно развитых регионов, что также приводит к росту тарифов на электроэнергию для промышленности.

Несмотря на экономический кризис 2008—2009 гг., наблюдается устойчивый рост потребления электроэнергии населением и сферой услуг, в первую очередь в городах и рекреационных регионах. Ожидаемые изме-

Таблица 4. Потребление электроэнергии (нетто, млрд. кВт·ч) с 2005 по 2010 г.

Группа потребителей	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Промышленность, строительство, транспорт	88,1	90,4	93,6	88,3	73,3	81,9
Сельское хозяйство	3,4	3,4	3,5	3,3	3,3	3,4
Коммунально-бытовое хозяйство	20,0	21,4	22,4	24,4	23,5	24,5
Население	26,4	28,3	29,0	31,9	34,4	37,7
В с е г о	137,9	143,5	148,5	147,9	134,5	147,3

По данным Минэнергоугля.

нения структуры и объемов потребления электроэнергии определяются следующими основными факторами.

1. В настоящее время существенная доля промышленного потребления электроэнергии приходится на предприятия горно-металлургического комплекса. Технологические процессы этих предприятий имеют высокий потенциал для повышения энергоэффективности. Поэтому при планируемом увеличении объемов производства доля потребления электроэнергии такими предприятиями будет сохраняться на нынешнем уровне или даже уменьшаться в случае ухудшения конъюнктуры на рынках сбыта их продукции.

2. Значительный потенциал для роста объемов производства имеют легкая и пищевая промышленности, что обусловлено наличием относительно дешевой и достаточно квалифицированной рабочей силы, перспективами развития сельского хозяйства, а также возможностями расширения сбыта продукции на рынках РФ, стран ЕС и др.

3. Высокий потенциал для роста потребления электроэнергии имеет сельское хозяйство. Его развитию будет способствовать ожидаемое введение в стране рынка земель сельскохозяйственного назначения.

4. Учитывая низкий уровень развития сферы услуг, в среднесрочной перспективе следует ожидать расширения отельно-ресторанного бизнеса, сети торгово-развлекательных и спортивных комплексов, что будет сопровождаться устойчивым ростом объемов энергопотребления.

5. В среднесрочной перспективе ожидается сохранение темпов роста объемов потребления электроэнергии населением в связи с расширением пользовательского набора бытовых электроприборов, широким распространением систем кондиционирования воздуха и др.

Экспорт электроэнергии. До 90-х годов из Украины в европейские страны экспортировалось приблизительно 30 млрд. кВт·ч электроэнергии в год. В настоящее время ОЭС Украины функционирует независимо от энергообъединения европейских стран (UCTE). Возможности экспорта электроэнергии в страны центральной и западной Европы ограничены генерирующими и сетевыми мощностями «Бурштынского острова», который функционирует в составе UCTE, а также генерирующими мощностями Добротворской ТЭС. Для осуществления экспорта электроэнергии поставщики получают доступ к межгосударственным электрическим сетям на условиях аукциона. В 2010 г. из Украины было экспортировано 4 218,1 млн. кВт·ч электроэнергии, в том числе 1 170,6 млн. кВт·ч в UCTE.

В условиях работы ОЭС Украины независимо от UCTE существенное увеличение экспорта электроэнергии в европейские страны может быть осуществлено в результате сооружения трех вставок постоянного тока

мощностью по 600 МВт каждая. После включения ОЭС Украины в параллельную работу с УСТЕ пропускная способность существующих ЛЭП 220—750 кВ в направлении стран ЕС составит приблизительно 6000 МВт. Отказ ряда стран ЕС от атомной энергетики будет способствовать возрастанию внешнего спроса на электроэнергию, произведенную в ЭЭС Украины.

Структура производства. Больше половины установленной мощности ОЭС Украины составляют ТЭС. Атомные электростанции покрывают базовую нагрузку ЭЭС, их доля в структуре установленных мощностей достигает 26%. Маневренные мощности ГЭС и ГАЭС составляют 10,4 %, что является недостаточным для регулирования (табл. 5).

Тепловые электростанции. В ОЭС Украины эксплуатируется 17 мощных ТЭС. Их основу составляют угольные энергоблоки мощностью 200 и 300 МВт, работающие соответственно на докритических и сверхкритических параметрах пара. Большинство энергоблоков ТЭС было введено в эксплуатацию в 60—70-е гг. прошлого века, и в настоящее время они и физически, и морально устарели.

Принятыми в 2008–2011 гг. Приказами Министерства энергетики и угольной промышленности Украины определены следующие направления развития тепловой энергетики страны [11—14].

- Восстановление мощностей имеющегося оборудования и продление сроков его эксплуатации. В процессе модернизации оборудования планируется выполнить требования, предъявляемые к ОЭС Украины для ее параллельной работы с УСТЕ.

- До 2020 г. ввод в эксплуатацию трех пылеугольных энергоблоков по 600 МВт каждый с суперкритическими параметрами пара.

- Применение технологии циркуляционного кипящего слоя для модернизации существующих пылеугольных энергоблоков и сжигания местного низкокачественного топлива.

Таблица 5. Структура установленных мощностей ОЭС Украины (млн. кВт) с 2005 по 2010 г.

Тип производителя	2005	2006	2007	2008	2009	2010
ТЭС (ТЭЦ)	30,1	30,2	30,2	30,5	30,5	30,5
АЭС	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8
ГЭС и ГАЭС	4,7	4,9	5,0	5,1	5,4	5,5
Блокстанции и др.	3,4	3,3	3,4	3,3	3,3	3,3
В с е г о	52,0	52,2	52,4	52,7	53,0	53,1

По данным Минэнергоугля.

- Строительство новых электростанций с энергоблоками на сверхкритических параметрах пара для использования значительных запасов бурого угля Кировоградской и Житомирской областей.

- Обеспечение вынужденного участия энергоблоков ТЭС, в том числе и новых, в регулировании нагрузки вследствие значительной доли низкомагнетных энергоблоков АЭС и ограниченной мощности ГЭС и ГАЭС.

- Сооружение пыле-газовых установок общей мощностью до 1000 МВт в энергодефицитных районах, куда поставки электроэнергии затруднены (Крым, Одесская область и др.).

- Модернизация существующих газо-мазутных ТЭЦ и конденсационных газо-мазутных паротурбинных энергоблоков посредством их надстройки газовыми турбинами.

Атомные электростанции. В ОЭС Украины функционируют четыре АЭС, на которых установлено 15 энергоблоков с реакторами ВВЭР общей мощностью 13,8 ГВт.

Основные направления развития атомной энергетики Украины следующие [12—14].

- Выполнение мероприятий по повышению безопасности АЭС.

- Продление на 20 лет сроков эксплуатации 10 энергоблоков, проектные сроки эксплуатации которых истекают в 2011—2020 гг.

- Снятие ограничений на выдачу мощности существующих АЭС, в первую очередь Запорожской АЭС (700 МВт), путем увеличения пропускной способности системообразующей сети.

- Завершение строительства энергоблоков № 3 и № 4 Хмельницкой АЭС мощностью 1000 МВт каждый.

- Продолжение работ по созданию в стране собственного ядерного топливного цикла.

- Формирование финансового резерва для снятия с эксплуатации ядерных установок.

- Строительство новых атомных энергоблоков взамен существующих, которые будут выведены из эксплуатации в 2031—2037 гг., и сооружение АЭС от 2 до 3 ГВт дополнительных мощностей в случае существенного возрастания объемов потребления электроэнергии.

Мощные ГЭС и ГАЭС. Основные гидроэнергетические объекты ОЭС Украины сосредоточены на реках Днепр и Днестр. В Днепровский каскад входят семь ГЭС и одна ГАЭС. В состав Днестровского энергоузла входит Днестровская ГЭС, Днестровская ГАЭС и подпорная Днестровская ГЭС-2. Вблизи Южно-Украинской АЭС введена в эксплуатацию Ташлыкская ГАЭС.

В соответствии с принятыми в 2010—2011 гг. Приказами Министерства энергетики и угольной промышленности Украины [12—14], а также

Приказом «Об утверждении отраслевой программы реконструкции гидроэлектростанций и строительства новых объектов гидроэнергетики на период до 2020 г.» приоритетными направлениями развития гидроэнергетики являются:

- реконструкция существующих гидроагрегатов ГЭС с увеличением мощности на 245 МВт и продлением сроков службы станций на 30—40 лет;
- завершение строительства Днестровской и Ташлыкской ГАЭС;
- строительство Каневской ГАЭС мощностью 1000 МВт;
- расширение Каховской ГЭС с увеличением мощности на 293 МВт;
- развитие ГЭС средней мощности в западных регионах Украины.

Целью развития гидроэнергетики является увеличение доли маневренных мощностей ГЭС и ГАЭС до 16 % общей мощности энергосистемы.

Структура производства электроэнергии в Украине характеризуется высоким уровнем стабильности (табл. 6). Максимальная загрузка мощностей АЭС позволяет удовлетворить более половины общего спроса на электроэнергию в стране. Объемы производства электроэнергии ГЭС диктуются водными режимами рек. В результате ТЭС в значительной степени покрывают колебания нагрузки.

Магистральные электрические сети. ОЭС Украины имеет разветвленную схему системообразующих высоковольтных электрических сетей, эксплуатацией которых занимается ГП НЭК «Укрэнерго». В настоящее время ОЭС Украины работает в параллельном режиме с ЭЭС РФ и Беларуси, а «Бурштынский остров» — в параллельном режиме с УСТЕ.

ОЭС Украины делится на восемь ЭЭС (Днепровскую, Донбасскую, Западную, Крымскую, Южную, Юго-Западную, Северную и Центральную), границы которых коррелируются с границами областей. Вследствие неравномерного распределения мощностей генерации и потребления электроэнергии в Днепровской, Юго-Западной, Западной и частично Южной ЭЭС наб-

Таблица 6. Объемы производства электроэнергии (млн. кВт·ч) с 2005 по 2010 г.

Тип производителя	2005	2006	2007	2008	2009	2010
АЭС	88 756,1	90 225,3	92 542,4	89 841,2	82 923,5	89 151,3
ТЭС	75 514,9	81 496,4	84 253,9	82 347,3	71 068,1	77 976,3
ГЭС	12 320,6	12 842,7	10 098,3	11 322,6	11 776,9	12 965,1
Блокстанции и коммунальные ТЭЦ	8 587,1	7 554,3	8 226,3	8 150,7	7 137,1	7 811,6
Всего	185 186,9	192 124,6	195 126,6	191 676,1	172 907,4	178 910,1

По данным Минэнергоугля.

людается избыток мощности. В тоже время Крымская, Северная, Донбасская и особенно Центральная ЭЭС являются дефицитными.

В 2010 г. технологические потери электроэнергии в электрических сетях (0,38—800 кВ) составили 12,54%, или 21517,2 млн. кВт·ч.

В настоящее время для ОЭС Украины характерно следующее: ограниченная пропускная способность сетей, что не позволяет использовать в полном объеме установленные мощности энергоблоков АЭС; недостаточная надежность энергоснабжения Крыма, юга Одесской области и Восточного Донбасса; невозможность передачи излишней мощности с запада в центр и на восток страны.

Развитие магистральных сетей планируется на основе ЛЭП напряжением 330 и 750 кВ с постепенным увеличением доли сетей напряжением 750 кВ. Приоритетными проектами являются [12—14] следующие:

- модернизация существующих ЛЭП и подстанций (ПС) для повышения их надежности, продление сроков эксплуатации сетевого оборудования и снижение потерь;
- обеспечение в полном объеме выдачи мощностей Запорожской, Хмельницкой и Ровенской АЭС;
- сооружение двух транзитных магистралей напряжением 750 кВ: южной (Хмельницкая АЭС — Днестровская ГАЭС — ПС Приморская — ПС Каховская — Запорожская АЭС) и северной (Ровенская АЭС — ПС Киевская — ПС Южноукраинская — ПС Харьковская — ПС Донбасская).
- повышение надежности электроснабжения Крыма, Киевского региона и Одесской области;
- повышение технического уровня систем электропередачи, внедрение систем первичного регулирования частоты и мощности в соответствии с требованиями УСТЕ.

Введение рыночных условий в сфере топливообеспечения ТЭС. Основными видами топлива для украинских ТЭС являются уголь (78,2% в 2010 г.) и природный газ (21,5%). Значительная часть угля, добытого государственными угольными предприятиями, закупается государственным предприятием «Оптовый рынок энергетического угля», а затем, по усредненным ценам, продается генерирующим компаниям. Остальные угольные предприятия, преимущественно частные, осуществляют прямые поставки угля на ТЭС. Объемы поставок импортного угля в прошлом составляли от нуля до 2,5 млн. тонн в год. Для производства электроэнергии генерирующие компании потребляют импортный природный газ. В 2010 г. цена на газ составила 2 280 грн/1000 м³, на уголь — 569,36 грн/т (калорийность 5160 ккал/кг).

Основные тенденции в сфере топливообеспечения ТЭС следующие:

- дальнейшая интеграция украинского рынка энергетического топлива в международные рынки с приближением цен на топливо к мировому уровню и ослабление ограничений на поставки определенных видов топлива;
- выполнение задекларированных правительством планов по приватизации угольной отрасли, дерегуляции рынков угля и природного газа;
- ограничение использования природного газа в электроэнергетике до такого уровня, пока экологические платежи угольных энергоблоков не начнут компенсировать ценовую диспропорцию в стоимости угля и природного газа;
- появление существенных объемов бурого угля в топливном балансе страны (учитывая значительный объем его запасов и умеренность затрат на добычу).

Рыночные отношения и государственное регулирование. В украинской электроэнергетике рыночные преобразования были начаты в 1995 г. В настоящее время действует рынок с единым покупателем электроэнергии, конкурирующими генерирующими (ЧАО «Донбассэнерго», «Днепрэнерго», «Центрэнерго», «Западэнерго» и ООО «Востокэнерго») и регулируемые распределительными компаниями, которые объединяют функции передачи и поставки электроэнергии. Функцию единого покупателя — оператора энергорынка — выполняет ГП «Энергорынок», а функцию системного оператора — НЭК «Укрэнерго». Важной особенностью работы энергорынка Украины является одновременное функционирование конкурирующих производителей электроэнергии и производителей, работающих по регулируемым тарифам (АЭС, ГЭС, ТЭЦ).

В настоящее время запрещены двусторонние договоры купли-продажи между производителями и потребителями электроэнергии. Исключение сделано лишь для производителей электроэнергии, использующих когенерационные установки. Функции регулирования цен и тарифов на товары и услуги субъектов природных монополий выполняет Национальная комиссия, осуществляющая государственное регулирование в сфере энергетики (НКРЭ).

Реформирование энергетического рынка Украины осуществляется в рамках «Концепции функционирования и развития оптового рынка электрической энергии Украины» [15], которая предусматривает переход от рынка с единым покупателем к оптовому конкурентному рынку, объединяющему рынок прямых договоров, балансирующий рынок электроэнергии и рынок вспомогательных услуг.

Тарифы и цены на электроэнергию. В настоящее время НКРЭ утверждает тарифы на отпуск электроэнергии для АЭС, ГЭС, ГАЭС и ТЭЦ

(табл. 7), а также утверждает «зеленый» тариф на электроэнергию, производимую альтернативными источниками. Следует заметить, что ограничение тарифов на электроэнергию, производимую на АЭС и ГЭС, искусственное. В частности, тарифы для АЭС не включают затраты на снятие ядерных установок с эксплуатации.

Оптовая рыночная цена на электроэнергию определяется как средневзвешенная величина стоимости покупки электроэнергии от всех производителей, продающих ее ГП «Энергорынок», затрат на диспетчеризацию и содержание магистральных и межгосударственных электросетей, затрат на функционирование ГП «Энергорынок» и др. Средний розничный тариф на электроэнергию для небытовых потребителей в 2010 г. составил (грн/МВт·ч)

Тариф	598,71
Тариф на передачу.....	72,40
Тариф на поставку.....	4,25
Оптовая рыночная цена.....	478,92
Потери электроэнергии и др.....	43,14

Перекрестное субсидирование потребителей остается одной из основных проблем электроэнергетики Украины. На протяжении 2005—2010 гг. объем субсидий увеличился с 3676 до 23326 млн. грн. На конец 2010 г. тариф на электроэнергию для населения покрывал только 25 % экономически обоснованных затрат.

Основными экономическими условиями функционирования электроэнергетики Украины являются:

- отказ от перекрестного субсидирования и политики единых тарифов;
- внедрение новой модели рынка, объединяющей рынок прямых договоров, балансирующий рынок электроэнергии и рынок вспомогательных услуг;
- переход к экономически обоснованным тарифам для компаний, эксплуатирующих АЭС и ГЭС, и постепенный их выход на конкурентный рынок в рамках новой модели;

Таблица 7. Средний тариф (цена) продажи электроэнергии (коп./кВт·ч) с 2005 по 2010 г.

Тип производителя	2005	2006	2007	2008	2009	2010
ТЭС	17,27	20,91	24,85	33,40	37,02	44,82
АЭС	7,30	8,38	9,42	12,22	13,84	15,83
ТЭЦ	14,99	21,79	33,26	46,98	74,13	80,57
Мощные ГЭС	3,19	6,10	7,87	10,06	11,61	11,36

По данным НКРЭ.

- дерегуляция рынков энергетического угля и газа, приближение цен на энергетическое топливо к мировому уровню;
- интеграция электроэнергетических рынков Украины, РФ и стран ЕС;
- приватизация энергогенерирующих мощностей и распределительных сетей, формирование вертикально интегрированных компаний, имеющих рыночную власть;
- повышение цен на электроэнергию вследствие введения экономически обоснованных тарифов для АЭС, ГЭС—ГАЭС и энергоснабжающих компаний, необходимости покрытия затрат на модернизацию существующего и строительство нового оборудования, увеличения экологической составляющей в себестоимости электроэнергии, либерализации цен на энергетическое топливо.

Выводы

1. Электроэнергетические системы РФ и Украины формировались по единым техническим и экономическим принципам. Многие годы их надежной эксплуатации доказали правильность подходов к проектированию и последующей эксплуатации. В течение длительного времени энергетические отрасли двух стран испытывали острый дефицит инвестиций, в результате чего существенно сократились объемы ввода в эксплуатацию новых генерирующих мощностей, снизились темпы обновления энергетического и электротехнического оборудования. Поэтому в перспективе ожидается существенное возрастание ввода мощностей как для покрытия прироста объемов электропотребления, так и для замены изношенного оборудования. Ввод новых мощностей намечается выполняться установками на базе современных технологий парогазового цикла, паротурбинными установками со сверхкритическими и суперсверхкритическими параметрами пара, реакторами повышенной безопасности, объектами гидроэнергетики и нетрадиционной возобновляемой энергетики. С общесистемных позиций решения по развитию электроэнергетических отраслей не обязательно согласуются с коммерческими интересами частных энергокомпаний.

2. В РФ сформирован конкурентный многопродуктовый оптовый ЭЭР электроэнергии и мощности, имеющий, однако, ряд проблем. Рыночный механизм стимулирования инвестиций в отрасль пока находится на этапе становления и в качестве «подстраховки» требуется использование механизма договоров о предоставлении мощности. ЭЭР является несовершенным олигополистическим рынком, имеющим высокую рыночную концентрацию. Присутствующие на ЭЭР доминирующие производители способны манипулировать ценами и объемами производства электроэнергии.

3. В Украине функционирует ЭЭР с единым покупателем электроэнергии, конкурирующими между собой генерирующими компаниями и регулируемые распределительными компаниями, которые объединяют функции передачи и поставки электроэнергии.

Функционирование энергосистемы Украины имеет следующие особенности: одновременная работа регулируемых и конкурирующих производителей; недостаток маневренных мощностей и проблемы обеспечения резерва; трудности прохождения ночного минимума потребления электроэнергии; ограниченный выбор новых источников генерации электроэнергии; активизация процессов приватизации и концентрации активов.

4. Дальнейшая либерализация украинского ЭЭР предусматривает переход к оптовому конкурентному рынку, объединяющему рынок прямых договоров, балансирующий рынок электроэнергии и рынок вспомогательных услуг.

5. Приватизация энергокомпаний и формирование отраслевых конкурентных рынков обуславливают необходимость применения новых подходов к формулировке и решению задач эффективного функционирования и развития ЭЭС РФ и Украины.

Актуальной задачей является поиск эффективных способов взаимодействия ЭЭС соседних стран, позволяющих реализовать такие преимущества их совместной работы, как повышение надежности и эффективности энергоснабжения конечных потребителей, оптимизация загрузки установленных генерирующих мощностей и транзитных возможностей электросетей, обеспечение роста объемов экспорта электроэнергии.

The features of electric power systems of the Russian Federation and Ukraine are considered in the current conditions of functioning of the energy markets and further development of the market mechanisms for managing the industry. Technological, market and economic factors of incentives and disincentives of the development of the electric power complex of the two countries have been investigated. The tasks of research of the processes of development and integration of power markets of the Russian Federation and Ukraine have been formulated.

1. <http://minenergo.gov.ru/activity/powerindustry/powersector/structure/types/>
2. Волков Э. П. О концепции модернизации электроэнергетики // Электрические станции. — 2010. — № 3. — С. 5—16.
3. http://www.so-ups.ru/index.php?id=ups_reports (Отчет о функционировании ЭЭС России в 2010 г.)
4. <http://www.fsk-ees.ru/about/>
5. Волков Э. П., Баринов В. А., Маневич А. С. и др. Перспективы развития электроэнергетики России до 2030 г. // Сб. докл. Объединенного симпозиума «Энергетика России в 21 веке и Азиатская энергетическая кооперация». — Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2010. — С. 154—164.
6. Концепция стратегии ОАО РАО «ЕЭС России» на 2005—2008 гг. «5+5». — М.: РАО «ЕЭС России», 2003. — 48 с.

7. <http://www.rao-ees.ru/ru/reforming/>
8. http://minenergo.gov.ru/press/min_news/5263.html?sphrase_id=154328
9. Трачук А. Риски концентрации на рынке электроэнергии // Энергорынок. — 2010. — № 3. — С. 28—32.
10. <http://minenergo.gov.ru/press/doklady/3590.html>. (Презентация доклада «Антимонопольный контроль на рынках электрической энергии» на Всероссийском совещании «Об итогах прохождения субъектами электроэнергетики осенне-зимнего периода 2009—2010 гг. и задачах на предстоящий осенне-зимний период 2010—2011 гг.», 22 апреля 2010).
11. <http://zakon.nau.ua/doc/?code=v0499558-08>.
12. http://zakon.nau.ua/doc/?doc_id=642805.
13. <http://zakon.nau.ua/doc/?code=vr3-1732-11>.
14. <http://zakon.nau.ua/doc/?code=145%E0-2006-%F0>.
15. http://www.nerc.gov.ua/control/uk/publish/article/main?art_id=58226&cat_id=34443.

Поступила 12.01.12

САУХ Сергей Евгеньевич, д-р техн. наук, гл. науч. сотр. Ин-та проблем моделирования в энергетике им. Г. Е. Пухова НАН Украины. В 1978 г. окончил Киевский ин-т инженеров гражданской авиации. Область научных исследований — численные операторные методы решения дифференциальных уравнений, декомпозиционные и итерационные методы решения линейных систем большой мерности, математическое моделирование технологических процессов в энергетике и газотранспортных системах, экономико-математические методы моделирования финансовых и макроэкономических процессов.

БОРИСЕНКО Андрей Владимирович, д-р техн. наук, ст. науч. сотр. Ин-та проблем моделирования в энергетике им. Г. Е. Пухова НАН Украины. В 1994 г. окончил Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический ин-т». Область научных исследований — технико-экономическая оптимизация характеристик и режимов работы энергогенерирующего оборудования.

ПОДКОВАЛЬНИКОВ Сергей Викторович, канд. техн. наук, ст. науч. сотр., зав. лабораторией Ин-та систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН. В 1980 г. окончил Иркутский политехнический ин-т. Область научных исследований — методы обоснования решений в энергетике при неопределенности информации и многокритериальности, межгосударственные электрические связи и энергообъединения, развитие электроэнергетики, моделирование и исследование несовершенных электроэнергетических рынков.

ХАМИСОВ Олег Валерьевич, д-р физ.-мат. наук, ст. науч. сотр., зав. отделом Ин-та систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН. В 1985 г. окончил Иркутский госуниверситет. Область научных исследований — глобальная оптимизация, стохастическое программирование и исследование операций.