

А.Ю. Домников, канд. экон. наук, доц.
М.Я. Ходоровский, д-р экон. наук, проф.
ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, Екатеринбург
К.Б. Кожов, канд. техн. наук
*ОАО «УРАЛВНИПИЭНЕРГОПРОМ»,
Екатеринбург*

РАЗРАБОТКА МОДЕЛЕЙ ИНТЕГРАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РЕГИОНАЛЬНЫХ УРОВНЕЙ

На современном этапе социально-экономического развития Российской Федерации возникает необходимость в переоценке принципов функционирования и дальнейшего развития РАО ЕЭС России. При этом определяющее значение приобретает учет региональных интересов при обеспечении интеграции электроэнергетических систем (ЭЭС) и развитии генерирующих источников. Кроме того, существенно возрастает значимость региональных факторов в развитии РАО ЕЭС России и его территориальных подразделений. Это в значительной степени обуславливается повышением роли производственно-энергетических объединений и региональных органов управления (аппарат управления федеральными округами). Поскольку обе эти структуры функционируют в территориальных зонах, в основном соответствующих районным электроэнергетическим системам – РЭЭС (например, ОАО «Свердловэнерго», ОАО «Тюменьэнерго» и др.), то заслуживают внимания рассмотрение эффективности объединения систем исходя из интересов экономически и юридически самостоятельных звеньев Единой электроэнергетической системы (ЕЭЭС) и формирование в конечном итоге энергетических округов [1]. Таким образом, задача состоит в выявлении интеграционных эффектов по ступеням территориально-производственной иерархии: РЭЭС – ОЭЭС – ЕЭЭС, т.е. по технологической схеме «снизу – вверх». Эта проблема включает последовательное проведение оптимизации развития электроэнергетики по этим ступеням с оценкой распределения получаемых эффектов.

Процесс обоснования эффективности интеграции наиболее целесообразно начинать со сценариев самобалансирования РЭЭС по потребности электрогенерирующей мощности, которые являются базовыми. Такие сценарии вполне естественны для регионов, располагающих достаточными энергетическими и природными ресурсами для создания собственной энергетической базы, но для ряда территорий в обозримой перспективе могут оказаться трудноосуществимыми, так как их реализация будет связана с применением новых экологически приемлемых технологий производства электроэнергии или же с проведением жесткой энергосберегающей политики. В таких случаях формируемые базовые сценарии в определенной степени носят гипотетический характер. Разработку

сценариев самобалансирования следует проводить в рамках энергетических программ и комплексных прогнозов развития и размещения электроэнергетики рассматриваемых районов. Данный круг задач состоит в обосновании состава, местоположения, основных параметров энергетических источников. Это в свою очередь предполагает проведение комплексной оценки вариантов, отличающихся по следующим параметрам:

- использованию энергетических ресурсов (местных и доставляемых из других регионов), включая возобновляемые нетрадиционные ресурсы;
- структуре и составу теплогенерирующих источников, главным образом в части комбинированного производства электроэнергии и теплоты (развития ТЭЦ) и использования электроэнергии в тепловых процессах (электроснабжения);
- технологическому перевооружению действующих электростанций;
- размещению вновь сооружаемых электрогенерирующих источников и концентрации их мощности;
- применению ресурсосберегающих и природоохранных технологий.

Кроме того, в отдельных случаях может возникнуть необходимость сопоставления вариантов наращивания энергогенерирующих мощностей и соответствующего снижения уровней энергопотребления с применением каких-либо механизмов энергосбережения.

Учитывая технологические свойства ЭЭС, которые определяют высокую эффективность их интеграции, можно выделить следующие интеграционные эффекты технического и экономического характера [3-5]:

- 1) уплотнение режимов электропотребления благодаря совмещению графиков электрических нагрузок и, как следствие, уменьшению расчетной максимальной нагрузки и переменной зоны графика по сравнению с изолированной работой систем;
- 2) снижение потребности в резервной мощности;
- 3) предпосылки к улучшению структуры генерирующих мощностей;
- 4) обеспечение рациональных уровней концентрации мощностей генерирующих источников;
- 5) повышение ритмичности энергетического строительства;
- 6) снижение потребности в топливно-энергетических ресурсах;
- 7) улучшение адаптационных свойств системы и снижение экономических рисков;
- 8) повышение уровней живучести ЭЭС;
- 9) снижение потребности в региональных ресурсах и уровней экологической нагрузки на природную среду.

Оценка этих эффектов из-за разнородности их интеграционных эффектов должна базироваться на использовании методов системного анализа, включающих специализированные методы решения электроэнергетических задач [3].

Исследование эффективности интеграции развития ЭЭС целесообразно выполнять по технологической схеме [4,5], состоящей из трех основных этапов:

- формирование альтернативных стратегий развития ЭЭС при различной степени их интеграции и для расчетных сценариев внешних условий;
- проведение многокритериальной оптимизации развития ЭЭС по каждой из альтернатив с формированием эффективных решений на базе имитационного подхода;
- оценка показателей эффективности для субъектов, а также общих интеграционных эффектов в ОЭЭС (Объединенная электроэнергетическая система) с их распределением между субъектами.

Получение интеграционных эффектов зависит от степени сбалансированности и от производственно-территориальной структуры энергетических компаний, поэтому при формировании альтернативных стратегий интеграции следует выделить две группы вариантов:

- 1) обособленное (независимое) развитие энергетики территориальных подразделений (самобалансирование территорий по электроэнергии);
- 2) варианты интеграции ЭЭС, отличающиеся главным образом глубиной и формами.

Интеграционные эффекты могут возникать при кооперации смежных ЭЭС, например при осуществлении совместных энергетических инвестиционных проектов. Задача состоит в том, чтобы, не вступая в противоречие с рыночными механизмами, найти такие способы перераспределения интеграционных эффектов в рамках генерирующих компаний, при которых будет обеспечена реализация варианта, наиболее эффективного на народнохозяйственном уровне иерархии. Очевидно, реализация подобных решений в рыночной среде возможна лишь при определенной государственной поддержке с помощью соответственно сформированных финансовых и правовых механизмов. Для определения эффектов, подлежащих распределению между субъектами, предлагается использовать критерий интегрального эффекта J [2], представляющий собой накопленную прибыль за расчетный период. Общий эффект интеграции по региону $\mathcal{E}_И$ определяется разностью интегральных эффектов по вариантам интеграции (I) и самобалансирования (C) ЭЭС:

$$\mathcal{E}_И = J_I - J_C, \quad (1)$$

где J_I – интегральный эффект по варианту интеграции ЭЭС; J_C – интегральный эффект по варианту самобалансирования ЭЭС.

Интегральный эффект r , получаемый по вариантам интеграции и самобалансирования отдельных территориальных ЭЭС, рассчитывается по формулам:

$$J_I = \sum_{r=1}^n J_{Ir}, \quad (2)$$

$$J_C = \sum_{r=1}^m J_{Cr}, \quad (3)$$

где J_{Ir} – интегральный эффект территориальной ЭЭС по варианту интеграции; J_{Cr} – интегральный эффект территориальной ЭЭС по варианту интеграции.

Исходя из этого, интеграционный эффект каждого территориального подразделения ЭЭС можно определить следующим образом:

$$\mathcal{E}_{Иr} = J_{Иr} - J_{Cr}, \quad (4)$$

В рыночных условиях необходимо учитывать, что получаемые эффекты подлежат такому перераспределению между субъектами, которое обеспечивает их мотивацию к взаимовыгодному осуществлению интеграционных процессов. Следует заметить, что для отдельных ЭЭС интеграционные эффекты $\mathcal{E}_{Иr}$ могут быть незначительными или даже вообще отсутствовать ($\mathcal{E}_{Иr}=0$) из-за особенностей территориальной структуры электрогенерирующих источников.

Перераспределение эффектов, стимулирующих интеграцию ЭЭС, иллюстрируется на условном примере. Для этого рассмотрены две районные энергосистемы – ЭЭС1 и ЭЭС2, расположенные на двух территориях с прогнозируемым годовым электропотреблением W_1 и W_2 . В варианте самобалансирования при заданных значениях тарифов на электроэнергию на потребительском рынке и удельных затратах на ее производство показатели финансовой эффективности по каждой из рассматриваемых ЭЭС, входящих в каждую из групп, могут быть рассчитаны по формулам:

$$J_{C1} = (\mathcal{C}_{C1} - \mathcal{Z}_{C1})W_1, \quad (5)$$

$$J_{C2} = (\mathcal{C}_{C2} - \mathcal{Z}_{C2})W_2, \quad (6)$$

$$J_C = J_{C1} + J_{C2}, \quad (7)$$

где J_{C1} - интегральный эффект ЭЭС1; J_{C2} - интегральный эффект ЭЭС2; \mathcal{C}_{C1} - тариф на электроэнергию на потребительском рынке первой территории; \mathcal{C}_{C2} - тариф на электроэнергию на потребительском рынке второй территории; \mathcal{Z}_{C1} - удельные интегральные затраты на производство электроэнергии ЭЭС1; \mathcal{Z}_{C2} - удельные интегральные затраты на производство электроэнергии ЭЭС2; J_C - общий интегральный эффект ЭЭС1 и ЭЭС2.

В условиях интеграции годовой объем передачи электроэнергии из ЭЭС1 в ЭЭС2 составляет ΔW (в этом случае ЭЭС1 – избыточная, а ЭЭС2 - дефицитная). Тогда расчетные формулы для определения финансовой эффективности приобретают вид

$$J_{И1} = (\mathcal{C}_{И1} - \mathcal{Z}_{И1})(W_1 + \Delta W), \quad (8)$$

$$J_{И2} = (\mathcal{C}_{И2} - \mathcal{Z}_{И2})(W_2 - \Delta W), \quad (9)$$

$$J_{И} = J_{И1} + J_{И2}. \quad (10)$$

Одним из возможных путей взаимовыгодного регулирования является перераспределение эффектов пропорционально выработке электроэнергии энергосистемами, т.е. в соответствии с соотношением

$$\Delta \mathcal{E}_{Иr} = \mathcal{E}_{И}(W_{Pr} / W), \quad (11)$$

где W_{Pr} – годовое производство электроэнергии в r -й территориальной ЭЭС; W - годовое электропотребление в ОЭЭС.

Это позволяет в известной мере выровнять получаемые финансовые эффекты энергосистем. Реализация такого перераспределения в рыночных условиях может быть достигнута через механизмы формирования цены перетоков, которая определяется следующим образом.

Обозначив цену перетоков для двух смежных энергосистем r и r' через $\pi_{rr'}$, можем записать:

$$J_{Иr} = \pi_r W_r + \pi_{rr'} W_{rr'} - z_{Иr} W_{Пr}, \quad (12)$$

где π_r – тариф на электроэнергию на потребительском рынке на территории r ; W_r – величина электропотребления на территории r ; $W_{rr'}$ – величина перетока электроэнергии (положительна для избыточной и отрицательна для дефицитной ЭЭС); $z_{Иr}$ – удельные интегральные затраты в энергосистеме территории r .

На основе выражения (12) можно определить расчетное значение тарифа перетоков на оптовом рынке, реализующее взаимоприемлемое распределение эффектов интеграции. Из (12) следует

$$\pi_{rr'} = (J_{Иr} - \pi_r W_r + z_{Иr} W_{Пr}) / W_{rr'}. \quad (13)$$

Необходимо отметить, что тарифы $\pi_{rr'}$ на перетоки между ЭЭС могут различаться между собой. Кроме того, допускается возможность установления различных тарифов на потребительском рынке территорий.

Исследование эффектов интеграции электроэнергетических систем проведено на примере ЭЭС Урала, которые разделены на две группы. К первой группе отнесены избыточные электроэнергетические системы ЭЭС1, а ко второй группе дефицитные ЭЭС2.

Для зоны ОЭЭС Урала по состоянию на 2001 г. к избыточным ЭЭС относились Башкирская, Оренбургская и Пермская ЭЭС, а к дефицитным – Свердловская, Удмуртская, Курганская и Челябинская (по данным ОДУ Урала).

В приведенной таблице показаны результаты сопоставления эффективности стратегий самобалансирования и интеграции. Как видно из расчетов, интеграция ЭЭС1 и ЭЭС2 в целом по региону дает увеличение показателя интегрального эффекта на 34%. Нетрудно видеть, что ЭЭС1, вкладывая значительные средства на обеспечение перетока в энергодефицитную систему ЭЭС2 в размере 8,6 млрд. кВт·ч/г., улучшает свои показатели финансовой эффективности лишь на 6,5%, тогда как ЭЭС2, не неся дополнительных затрат, повышает свою эффективность на 72,4%.

Из проведенных расчетов, показанных в таблице, был определен суммарный эффект интеграции по ОЭЭС Урала в размере 0,95 млрд. р. в год, который соответствует 100%-ному учету всех интеграционных эффектов между ЭЭС Урала. Поскольку в настоящее время учитывается только часть интеграционных эффектов (примерно 60%), то остальные 40% от эффекта интеграции, не используемые в настоящее время, можно считать дополнительным объемом инвестирования в размере 0,4 млрд. р. [6].

Разработанный методический подход представляет собой открытую систему и может быть использован также при оценке дополнительных эффектов интеграции (экологических, социальных и т.д.), что даст возможность предусмотреть перераспределение средств в пользу территорий, на которых размещаются объекты энергетики (путем установления рентной платы за используемые природные ресурсы, компенсаций за экологический риск, оплаты лицензий на размещение объектов и т.д.).

Важным фактором является также страхование инвесторов от возможных финансово-экономических рисков. При этом ввиду долгосрочности инвестиционных программ целесообразно задействовать государственные механизмы страхования.

Распределение интеграционных эффектов в региональных ЭЭС

Показатель	Субъект		
	ОЭЭС (регион)	ЭЭС1	ЭЭС2
Годовое электропотребление, млрд. кВт·ч: W	117,2		
W_r		52,2	65
Средний тариф на электроэнергию Ц, р./(кВт·ч)	0,7	0,7	0,7
Стратегия самобалансирования Производство электроэнергии, млрд. кВт·ч: W_p	117,2		
W_{pr}		52,2	65
Удельные интегральные затраты $z_{и}$, р./(кВт·ч)		0,45	0,5
Интегральный эффект, млрд. р.: J_c	22,85		
J_{cr}		13,05	9,8
Стратегия интеграции Производство электроэнергии, млрд. кВт·ч: W_p	117,2		
W_{pr}		60,8	56,4
Удельные интегральные затраты, р./(кВт·ч): $z_{и}$	0,359		
$z_{иr}$		0,47	0,4
Интегральный эффект, млрд. р.: $J_{и}$	30,8		
$J_{иr}$		13,9	16,9
Эффект интеграции, млрд. р.: $\mathcal{E}_{и}$	7,95		
$\mathcal{E}_{иr}$		0,85	7,1
то же, %	34,0	6,5	72,4
Показатели перераспределения эффектов между ЭЭС1 и ЭЭС2: всего	7,95	4,12	3,83
в том числе:			
ОЭЭС	0,39	0,21	0,18
ЭЭС	7,56	3,91	3,65
Интегральный эффект: в том числе:	30,80	17,17	13,63
ОЭЭС	1,53	0,85	0,68
ЭЭС	29,24	16,30	12,94
Эффект интеграции, %		24,9	32,0

ВЫВОДЫ

1. Найден методический подход к распределению экономических эффектов между звеньями территориально-производственных систем, обеспечивающий заинтересованность всех участников интеграционного процесса.

2. Разработана технологическая схема исследования эффективности интеграции в электроэнергетике, позволяющая оценивать эффекты по элементам территориально-производственных систем. Эта схема основана на принципе сопоставления интегрального эффекта вариантов развития территориальных систем в условиях интеграции и в условиях самобалансирования.

3. Даны предложения по формированию тарифов перетоков электроэнергии на оптовом рынке, обеспечивающих взаимовыгодность процесса интеграции для энергосистем.

4. Приведенные рекомендации могут быть использованы при совершенствовании правовых и финансово-экономических механизмов формирования тарифов на оптовом рынке электроэнергии, а также компенсационных затрат на региональные ресурсы.

Библиографический список

1. Гительман Л.Д. Нельзя принимать решения без учета рисков // Эксперт-Урал. 2003. № 6. С. 24.

2. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. М.: Минэкономики РФ; Минфин РФ, 2000. 432 с.

3. Мардер Л.И., Мызин А.Л. Методы формирования показателей эффективности интеграции развития электрогенерирующих источников в региональных электроэнергетических системах // Изв. РАН. Энергетика. 1993. № 1. С. 37-45.

4. Энергетика страны и регионов: теория и методы управления // А.И.Гриценко, А.А.Макаров, Ю.Н.Руденко и др. Новосибирск: Наука, 1988. 223 с.

5. Домников А.Ю., Мызин А.Л., Кожов К.Б. Методический подход к оценке интеграционных эффектов в электроэнергетических системах // Сб. науч. ст. Инновационные процессы: экономика и управление. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2000.

6. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. М.: Министерство топлива и энергетики РФ, 2000. 340 с.