

## Экономико-математические модели

---

---

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

### РАЗРАБОТКА ОПТИМИЗАЦИОННОЙ МОДЕЛИ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕГИОНА

Цель данной работы – совершенствование методов системных исследований структуры электроэнергетических систем и создание оптимизационной модели, которая позволит проводить серии расчетов по выявлению перспективной структуры электрогенерирующих источников энергосистемы регионального уровня с учетом внешних связей с энергетическим комплексом, а также с народнохозяйственными системами и природной средой. Разработанная оптимизационная модель структуры электрогенерирующих источников, реализованная на примере энергосистемы Свердловской области, может быть использована при разработке планов развития энергетики и в последующем энергетической стратегии региона.

Сложность решения проблемы оптимизации развития больших систем энергетики накладывает определенные требования к разработке и совершенствованию методов и моделей, основанных на реализации принципов системного подхода и системного анализа. Иерархическая структура больших систем энергетики обуславливает необходимость разработки соответствующих ей иерархии задач управления развития этих систем и, как следствие, создание взаимосвязанной системы моделей исследуемых процессов [1,3]. При этом основное внимание должно быть направлено на исследование тенденций и закономерностей развития систем с целью обоснования рациональной долговременной стратегии управления энергетикой. Это сопряжено с разработкой долгосрочных прогнозов показателей, описывающих внешние условия развития и функционирования больших систем энергетики, главным образом в части связей с народным хозяйством и природной средой. В силу ряда объективных причин эти показатели имеют существенную степень неопределенности, возрастающую по мере увеличения заблаговременности прогнозов. Отмеченные обстоятельства объясняют эффективность применения имитационного подхода в исследованиях развития больших систем энергетики.

В сегодняшних условиях социально-экономического развития в связи с проведением реструктуризации и реформирования энергетики возникает необходимость развития и совершенствования методов и инструментария системных исследований в электроэнергетике. Отмеченные обстоятельства в значительной мере касаются проблем управления развитием электроэнергетики в условиях неопределенности, важнейшими из которых являются [2,4]:

- прогнозирование уровней и режимов электропотребления;
- обоснование развития и размещения электроэнергетики.

Ранее применявшиеся методы прогнозирования электропотребления, основанные на экстраполяции временных рядов и нормировании энергоиспользования, становятся малоэффективными, особенно в условиях экономической нестабильности. Во многом обесцениваются также существующие методы обоснования рациональной структуры и состава электроэнергетических объектов, ориентированные в основном на системы централизованного управления энергетикой.

Решение рассматриваемых задач наиболее сложно для регионов, характеризующихся повышенной неопределенностью будущих условий развития электроэнергетики. К таким регионам относится зона ОЭЭС Урала, что обусловлено особенностями ее географического расположения на стыке Европейской и Азиатской секций ЕЭЭС, а также обширности территории и существующей разнородности энергоэкономических условий, связанных с вхождением в ее состав энергодефицитных районов Урала и основной топливно-энергетической базы страны - Западно-Сибирского нефтегазового комплекса в Тюменской области.

Учитывая изложенное, дальнейшую разработку и совершенствование методов решения поставленных задач целесообразно базировать на имитационном подходе, позволяющем моделировать многообразие будущих условий развития энергетики.

Проводимые исследования направлены на обоснование масштабов и эффективных путей технического перевооружения тепловых электрических станций в условиях реформирования энергетики.

Актуальность проблемы обусловлена тем, что на действующих тепловых электрических станциях РАО «ЕЭС России» задействовано энергоисточников мощностью около 120 млн. кВт. При этом около 55% энергетического оборудования, уже отработало предельный ресурс, а в ближайшей перспективе мощность такого оборудования будет лавинообразно нарастать и к 2010 году составит 88 млн. кВт (74%) [5]. Отмеченная крупномасштабность проблемы усугубляет важность выбора рациональной научно-технической политики в рассматриваемой области, учитывающей особенности реформирования энергетики и недостаток инвестиций. Поэтому в ближайшее время (5-10 лет) на фоне роста объема промышленного производства в экономике указанную проблему придется решать на начальных этапах за счет технического перевооружения электростанций.

Эффективности технического перевооружения электростанций в новых условиях будет способствовать целый ряд факторов, основными из которых являются:

- существующий спад потребности в электроэнергии в энергосистемах страны (по сравнению с доперестроечным периодом) создает определенные резервы во времени для обновления электрогенерирующего оборудования;
- существенное уменьшение потребности в единовременных затратах по сравнению с новым энергетическим строительством, а также сокращение сро-

ков окупаемости (возврата) капитальных вложений;

- обеспечение занятости высококвалифицированного персонала существующих электростанций с предотвращением массового распада сложившихся коллективов;

- снижение потребности в земельных и водных ресурсах для размещения новых электростанций.

Проблемы технического перевооружения электрогенерирующих источников носят комплексный (системный) характер и их решение должно основываться на предпроектных исследованиях возможных альтернатив развития электроэнергетики в части продления сроков службы и обновления оборудования существующих объектов в сопоставлении с новым энергетическим строительством. Проведение таких исследований требует разработки соответствующего методического обеспечения, позволяющего учитывать влияние будущих условий развития экономики и топливно-энергетического комплекса, а также социальные и экологические факторы.

В основу оптимизации развития электроэнергетики региона положена экономико-математическая модель, описывающая в виде переменных возможные варианты сооружения электроэнергетических объектов и в виде уравнений и неравенств – производственные связи системы и действующие в ней ограничения. В качестве функционала используется заданный критерий оптимальности.

Модель развития и размещения электроэнергетики региона реализуется в рамках Объединенной энергетической системы (ОЭС) или ее крупной секции. В основе ОЭС выделяются районные энергосистемы (РЭС), а при необходимости – отдельные крупные энергоузлы (ЭУ). Так, в рамках УрФО ими могут быть – Свердловская, Тюменская, Челябинская и Курганская энергосистемы.

При моделировании электроэнергетических условий выделяются четыре группы уравнений и неравенств:

1) уравнения балансов мощности и электроэнергии ОЭС и РЭС (ЭУ) по зонам графиков электрической нагрузки;

2) ограничения по внешним обменным потокам мощности и электроэнергии в ЕЭС;

3) ограничения по внутрисистемным потокам мощности;

4) технологические связи и ограничения по мощности и режимам работы электростанций.

Первые три группы носят общесистемный характер. Последняя группа отражает локальные электроэнергетические характеристики по типам энергетических объектов.

В основе модели лежат уравнения балансов мощности и электроэнергии по территориальным подразделениям и зонам графиков. Для районной энергосистемы эти уравнения выглядят следующим образом:

$$\sum_i \sum_q \sum_s X_{irjqst} + \sum_{r'r} \beta_{r'rj}^p \cdot X_{r'rjt} - \sum_{rr'} X_{rr'jt} \geq P_{rjt} ; \quad (1)$$

$$\sum_i \sum_q \sum_s h_{irjqst} \cdot X_{irjqst} + \sum_{r'r} \beta_{r'rj}^{\mathcal{E}} \cdot h_{r'rjt} \cdot X_{r'rjt} - \sum_{rr'} h_{rr'jt} \cdot X_{rr'jt} \geq \mathcal{E}_{rjt}, \quad (2)$$

где  $X_{irjqst}$  – рабочая мощность электростанции (индексы:  $I$  – тип объекта;  $r$  – районная энергосистема или энергоузел;  $j$  – режим работы;  $q$  – вид топлива;  $s$  – технологический способ;  $t$  – этап времени);  $X_{r'rjt}$  – поток мощности от узла  $r'$  к узлу  $r$  в режиме  $j$  на этапе  $t$ ;  $X_{rr'jt}$  – поток мощности в обратном направлении;  $\beta_{r'rj}^P$  – коэффициент, учитывающий потери мощности в электрических связях;  $\beta_{r'rj}^\mathcal{E}$  – коэффициент, учитывающий потери энергии в тех же связях;  $h_{irjsqt}$  – число часов использования рабочей мощности электростанции;  $h_{r'rjt}$  и  $h_{rr'jt}$  – число часов использования расчетных потоков мощности по системным связям в режиме  $j$ ;  $P_{rjt}$  и  $\mathcal{E}_{rjt}$  – максимальная электрическая нагрузка и электропотребление энергосистемы  $r$  в режиме  $j$  на этапе  $t$ .

По объединенной энергосистеме балансы мощности и электроэнергии записываются путем суммирования соответствующих составляющих по районным энергосистемам с включением обменных перетоков только по межсистемным связям (с другими ОЭС):

$$\sum_i \sum_r \sum_q \sum_s X_{irjqst} + \sum_{c'c} \beta_{c'c}^P \cdot X_{c'cjt} - \sum_{c'c} X_{c'cjt} = P_{cjt} ; \quad (3)$$

$$\sum_i \sum_r \sum_q \sum_s h_{irjt} \cdot X_{irjqst} + \sum_{c'c} \beta_{c'c}^\mathcal{E} \cdot h_{c'cjt} \cdot X_{c'cjt} - \sum_{cc'} h_{cc'jt} \cdot X_{cc'jt} = \mathcal{E}_{cjt}, \quad (4)$$

где  $P_{cjt}$  и  $\mathcal{E}_{cjt}$  – максимальная электрическая нагрузка и электропотребление ОЭС;  $X_{c'cjt}$  и  $X_{cc'jt}$  – обменные потоки мощности со смежными ОЭС (в прямом и обратном направлениях).

В рамках четвертой группы при формировании оптимизационной модели произведена разбивка электрогенерирующих источников на три группы объектов:

- 1) действующие (ТЭЦ и КЭС на органическом топливе);
- 2) подвергаемые техническому перевооружению и реконструкции (модернизация, замена вида топлива, установка нового оборудования и демонтаж старого);
- 3) новая (ТЭЦ и КЭС на органическом топливе).

В состав четвертой группы входят следующие уравнения и неравенства.

1. Действующие тепловые электростанции (ТЭЦ и КЭС) на органическом топливе.

Ограничения мощностей электростанций:

а) газовые ТЭС:

$$\sum_{jq_1} X_{riaq_1sj} \leq N_{riaq_1s}, \quad (5)$$

б) угольные ТЭС:

$$\sum_{jq_2} X_{riaq_2sj} \leq N_{riaq_2s}, \quad (6)$$

где  $X_{irjqst}$  – располагаемая мощность электростанций по энергосистеме  $r$ ;  
 $N_{riaqs}$  – ограничение по установленной мощности с учетом возможного расширения электростанции;  $a$  – тип агрегата ( $\leq 100$  МВт, 150-200 МВт, 300 МВт, 500-800 МВт);  $q_1$  – газовое топливо;  $q_2$  – угольное топливо.

Ограничения мощностей по существующему оборудованию (задается как ограничение на переменные):

$$\sum_j X_{riaqs_1j} \leq N_{riaqs_1}, \quad (7)$$

где  $s_1$  – существующее оборудование на электростанции.

2. ТЭС и КЭС, подвергаемые техническому перевооружению.

Ограничение мощностей по техническому перевооружению:

$$\sum_j X_{riaqs_2j(np)} + \sum_j X_{riaqs_2j(зам)} + \sum_j X_{riaqs_2j(дем)} \leq N_{riaqs_2}, \quad (8)$$

где  $s_2$  – техническое перевооружение;  $np$  – продление срока службы;  $зам$  – замена оборудования;  $дем$  – демонтаж оборудования.

3. Новые ТЭС и КЭС на органическом топливе.

Ограничение мощностей по новому оборудованию на существующих площадках

$$\sum_j X_{riaqs_3j} \leq N_{riaqs_3}, \quad (9)$$

где  $s_3$  – новое оборудование на существующих площадках.

Ограничение мощностей новых КЭС:

$$\sum_j X_{riaqs_4j} \leq N_{riaqs_4}, \quad (10)$$

где  $s_4$  – новое оборудование на новых площадках.

4. Системные перетоки электроэнергии.

Ограничения по передаваемой мощности по сетям:

$$\sum_j X_{r'rnj} \leq N_{r'rn}, \quad (11)$$

$$\sum_j X_{rr'nj} \leq N_{rr'n}. \quad (12)$$

В качестве переменных модели электрических связей приняты:  $X_{r'rB}$ ,  $X_{r'rM}$ ,  $X_{r'rП}$  – потоки мощности в направлении от узла  $r'$  к узлу  $r$  по зонам графика нагрузки: базисной, полупиковой (маневренной) и пиковой,  $X_{rr'B}$ ,  $X_{rr'M}$ ,  $X_{rr'П}$  – потоки мощности в обратном направлении по тем же зонам графика нагрузки.

В оптимизационной модели используется в качестве ограничений баланс топлива:

1) потребность в топливе на электростанциях:

а) газовое топливо:

$$b_{газ}^{конд} \cdot X_{riaqsj} + b_{газ}^{менл} \cdot X_{riaqsj} + b_{y/г}^{конд} \cdot X_{riaqsj} + b_{y/г}^{менл} \cdot X_{riaqsj} - Y_г \leq 0, \quad (13)$$

где  $b_{газ}^{конд}$  – удельный расход топлива (тут/кВт) газа на конденсационном оборудовании;  $b_{газ}^{менл}$  – удельный расход газа на теплофикационном оборудовании;  $Y_г$  – потребность в газе по зоне ОЭС Урала (млн. тут);

б) угольное топливо:

$$b_y^{конд} \cdot X_{riaqsj} + b_y^{менл} \cdot X_{riaqsj} - Y_y \leq 0, \quad (14)$$

где  $Y_y$  – потребность в угле по зоне ОЭС Урала (млн.тут);

2) ресурсы топлива (ограничения):

а) газ:  $Y_г \leq B_г$ ;

б) уголь:  $Y_y \leq B_y$ ,

где  $B_г$  и  $B_y$  – ресурсы газового и угольного топлива в регионе.

Также в модели используется ограничение мощности по режимам работ:

$$\begin{cases} \sum_j X_{riaqsB} - X_{riaqsB} = 0; \\ X_{riaqsB} \leq N_B, \end{cases} \quad (15)$$

где  $X_{riaqsB}$  - располагаемая мощность электростанций по системе без учета разбивки по зонам графика нагрузки;  $N_B$  - мощность электростанций энергосистемы.

В качестве экономического критерия используется минимум интегральных затрат, который рассчитывается по формуле:

$$Z_{II} = \sum_{t=1}^T (\sum_i \sum_q \sum_s k_{irjqt} X_{irjqt} + c_{irjqt} X_{irjqt}) (1 + \alpha)^{-t}, \quad (16)$$

где  $k_{irjqt}$  – удельные капиталовложения;  $c_{irjqt}$  - удельные производственные издержки;  $\alpha$  – норма дисконта;  $T$  – расчетный период.

Практическая реализация разработанной оптимизационной модели развития электроэнергетики осуществлена на примере Свердловской энергосистемы (с использованием пакета прикладных программ LP-SYSTEM), в состав которой по состоянию на 2002 г. вошли 18 электрогенерирующих источников, работающих на газовом и угольном топливе, общей установленной мощностью 9288 МВт. Нагрузка на энергосистему составила 6191 МВт (по данным ОАО «Свердловэнерго»). Расчеты проводились на период 2002-2012 гг. (см. таблицу).

Результаты оптимизации структуры электрогенерирующих источников  
Свердловской энергосистемы

Наименование электростанции	Тип оборудо- вания	2002 г. N, МВт	2012 год				Воздейст- вие
			N, МВт	W, млрд. кВт ч	Расход топлива, тыс. тут		
					газ	уголь	
1.Рефт. ГРЭС	6*К-300	1800	1800	11700	-	3924	<b>П</b>
	4*К-500	2000	2000	13000	-	4200	<b>П</b>
2.ВТГРЭС	2*Т-88	176	176	1144	-	616	<b>З</b>
	4*К-100	400	400	2600	-	1092	<b>З</b>
	2*К-165	330	330	2145	-	3123	<b>З</b>
	3*К-205	615	615	3997	-	4195	<b>З</b>
	4*ПГУ- 120	0	480	3114	886	-	<b>Н</b>
3.СУГРЭС	3*Т-100	316	316	1738	1042	-	<b>П</b>
	3*К-300	900	900	5850	1872	-	<b>П</b>
	2*Т-250	0	500	3250	1562	-	<b>Н</b>
4.Серовская ГРЭС	4*К-50	200	200	1300	-	1328	<b>З</b>
	3*К-100	300	300	1950	-	1236	<b>З</b>
	1*Т-88	88	88	572	-	308	<b>З</b>
5.НСТЭЦ	5*Т-100	500	200	1300	850	-	<b>П</b>
			300	1950	960	-	<b>З</b>
6.НТГРЭС	Т	284	284		-	994	<b>З</b>
7.Красногорская ТЭЦ	Т	121	121	787	-	440	<b>З</b>
8.Богословская ТЭЦ	Т	145	145	942	-	503	<b>З</b>
9.Качканарская ТЭЦ	Т	50	50	325	175	-	<b>З</b>
10.Первоураль- ская ТЭЦ	Т	36	36	234	126	-	<b>З</b>
11.Свердловская ТЭЦ	Т	30	30	195	105	-	<b>З</b>
12.Артёмовская ТЭЦ	Т	17	0	-	-	-	<b>Д</b>
13.ТЭЦ НТМК	Т	89	89	578	-	311	<b>З</b>
14.ТЭЦ ВИЗа	Т	75	75	487	352	-	<b>З</b>
15.ТЭЦ УВЗ	Т	136	136	884	435	-	<b>З</b>
16.ТЭЦ УТМЗ	Т	24	24	156	84	-	<b>З</b>
17.БАЭС	БН-600	600			-	-	<b>Д</b>
18.ВТГРЭС	Гид.турб.	7	7	15	-	-	<b>П</b>
19.Нов.ТЭС	ПГУ	0	888	5772	1643	-	<b>Н</b>
	ГТУ	0	376	1128	425	-	<b>Н</b>
ЭГИ		9288	10392				
Нагрузка		6191	7687				
дефицит "-"		0	0				
избыток "+"		3097	2709				

Примечание: П - продление срока службы оборудования; З - замена оборудования; Д - демонтаж оборудования.

Итогом расчетов явилась форма воздействия на электрогенерирующие источники (продление срока службы, замена или демонтаж оборудования) для принятия соответствующих решений в отношении развития отдельных энергообъектов энергосистемы в целом.

Результаты расчетов, представленные в таблице, показывают, что для Рефтинской ГРЭС (6\*К-300, 4\*К-500), СУГРЭС (3\*Т-100, 3\*К-300), НСТЭЦ (5\*Т-100) наиболее целесообразно продление срока службы оборудования за счет реновации. Демонтаж устаревшего оборудования следует осуществить на Артемовской ТЭЦ и БАЭС (БН-600). Новое оборудование целесообразно установить на следующих энергетических объектах – ВТГРЭС 4\*ПГУ-120, СУГРЭС 2\*Т-250, а также ПГУ и ГТУ общей установленной мощностью 888 и 376 МВт соответственно. Остальное оборудование Свердловской энергосистемы, из-за ухудшения технико-экономических показателей, вызванного износом необходимо заменить на новое.

### ВЫВОДЫ

1. Определены основные требования к оптимизационной модели электроэнергетики региона.
2. Сформированная модель развития электроэнергетики региона позволяет оптимизировать структуру электрогенерирующих источников и электрических сетей ОЭЭС и других территориальных энергообъединений с учетом внешних связей с системами.
3. Проведенное исследование позволит наметить наиболее рациональные варианты развития электроэнергетики Свердловской области в рамках разрабатываемой в настоящее время энергетической стратегии.

### Библиографический список

1. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. М.: Наука, 1983. 456 с.
2. Макаров А.А., Мелентьев Л.А. Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства. Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1973. 276 с.
3. Криворуцкий Л.Д. Имитационная система для исследований развития энергетического комплекса. Новосибирск: Наука, 1983. 120 с.
4. Имитационное моделирование систем энергетики / Арзамасцев Д.А., Ерохин В.Р., Криворуцкий Л.Д., Мардер Л.И., Мызин А.Л. Иркутск – Свердловск: СЭИ, 1988. 158 с.
5. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. Министерство топлива и энергетики РФ. М., 2000. 441 с.