

Таким образом: 1. Технический анализ динамики показал устойчивость развития суммарного электропотребления Хакасии, особенность которой, в общем распределении регионов по растущим и падающим, заключается в снижении суммарного годового электропотребления в период экономических реформ; 2. Решения по предпочтительности методов расчета потребности в электроэнергии конкретного предприятия и определять стратегию энергосбережения в системах электроснабжения предприятий следует на основе разработанного структурно-топологического расчета потребности в электроэнергии предприятия и макроиндикатора технического анализа - оценки жизнеспособности предприятия по электропотреблению.

3.3.3. Уменьшение погрешности технического анализа в принятии решения по расчетам электропотребления

Сущность ошибки структурно-топологического расчета траектории (включая прогнозные значения) электропотребления отдельного предприятия заключается в следующем. Из одной большой величины (суммы) B_1 в формуле (3.3.2.1.1) вычитается меньшая большая величина (сумма) B_2

$$\left[B_1 \pm \sigma_1 \right] - \left[B_2 \pm \sigma_2 \right] = A_r \pm \sigma_c, \quad (3.3.3.1)$$

в результате получается значение электропотребления искомого предприятия через все, системная ошибка - σ_c , ошибка модели поверхности (динамика первого рода) - σ_1 и ошибка синтеза структурно-топологической динамики (динамика второго рода) - σ_2 . Представляет интерес исследование теории ошибок в смысле соотношения: $\pm \sigma_1 \pm \sigma_2 = \sigma_c$, но это выходит за рамки данной работы. Ограничимся явными путями снижения погрешности структурно-топологического расчета, на основе [280]. Вариант, когда значение искомого электропотребления для принятия решения имеет не столько абсолютное значение прогноза, а направление траектории (угол тренда) будет рассмотрен ниже.

Способом уменьшения может быть уточнение моделей описания траекторий отдельных предприятий на ранговой поверхности и синтеза структурно-топологической динамики, но более существенно уменьшение больших сумм. На 1% уменьшает погрешность отбрасывание первого по рангу предприятия №7. Отбрасывание одного крупного предприятия из головы рангового распределения позволяет добавить к хвосту распределения сразу несколько (до десяти). Тогда предлагается усовершенствовать процедуру отбрасывания - разбить ранговое распределение, как бы, на движущуюся от головы распределения к хвосту зону, выполняя структурно-топологический расчет пошагово. Расчеты показали, что для предпри-

ятий Хакасии для ликвидации влияния последствий операций над большими суммами и для достоверного расчета - погрешности в пределах 5-6%, достаточно трех шагов. Коэффициенты конкордации по прежнему значимы и позволяют процедуру структурно-топологического расчета в зонах: 1 шаг - 0,30; 2 шаг - 0,48; 3 шаг - 0,66. Применение пошаговых зон совместно с декомпозиционной моделью отбрасывания шумящих рядов при прогнозе позволяет достичь приемлемых значений погрешностей расчетов. Например, один из шагов объективно выделил электропотребление одного из леспромхозов через 15 других родственных, себе подобных предприятий, что делает структурно-топологический расчет еще более достоверным, так как подтверждается теорией кластер-анализа (распознавания образов).

Иногда возникает вопрос - первую сумму можно получить не как динамику первого рода, а как траекторию точки на графике. Но уже для точки понадобилась декомпозиционная модель, а в случае уточнения прогноза электропотребления Хакасии в целом для структурно-топологического расчета (при принятии решения по электропотреблению предприятия "через все"), необходимо перейти к пошаговому расчету. В этом случае точки уже не достаточно. Объективно возможен подход к прогнозу электропотребления Хакасии только через динамику первого рода с пошаговым дроблением рангового распределения.

При проведении прогноза электропотребления Хакасии в период времени 1985-89 гг. возможна аппроксимация прямой; с 1989г. квадратичной параболой, с 1995г. - прямой. Соответствующие уравнения подбираются автоматически специальной компьютерной программой и хранятся в базе данных, превращаясь постепенно в базу знаний. Учитывая, что электропотребление предприятия №7 составило в 1990 году 58 % от общего потребления региона в целом, для повышения надежности прогноза практически оправдано проведение отдельного прогнозирования для предприятия №7 и остатка электропотребления региона. В качестве прогнозной модели электропотребления использован многочлен вида $y = a_0 \cdot t^2 + a_1 \cdot t + a_2$ с оптимальной длиной предыстории в 8 лет и во втором варианте прямая $y = a + b \cdot t$. Для составления уравнений использовались точки временного ряда с 4 по 11 с проверкой ошибки прогноза по точке 12. Результаты прогнозирования представлены в таблицах 3.3.3.1 - 3.3.3.3.

Доверительные интервалы для первого и второго уравнений значения y в точке t_0 равны:

$$y_{(t_0)} \pm t_{\alpha, k} \cdot (N - m) \cdot S_{\text{оцм}} \cdot C_{m(t_0)}, \quad (3.3.3.2)$$

где, $t_{\alpha,k}$ - критическая точка распределения Стьюдента с $k=N-m$ степенями свободы и уровнем значимости α . Коэффициент $C_{m(t_0)}$:

$$\text{для прямой} - C_{1(t_0)}^2 = \frac{1}{N} + \frac{(t_0 - \bar{t})^2}{\sum_{i=1}^N (t_i - \bar{t})^2}; \quad (3.3.3.3)$$

$$\text{для параболы} - C_{2(t_0)}^2 = \frac{1}{N} + \frac{(t_0 - \bar{t})^2}{\sum_{i=1}^N (t_i - \bar{t})^2} + \frac{\varphi_{2(t_0)}^2}{\sum_{i=1}^N \varphi_{2(t_i)}^2}, \quad (3.3.3.4)$$

где ортогональный полином Чебышева

$$\varphi_{2(t)} = t^2 - \frac{\sum_{i=1}^N t_i^3 - \bar{t} \cdot \sum_{i=1}^N t_i^2}{\sum_{i=1}^N t_i^2 - N \cdot \bar{t}^2} \cdot (t_0 - \bar{t}) - \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N t_i^2, \quad (3.3.3.5)$$

$\bar{t} = \sum_{i=1}^N t_i / N$ - среднее значение.

$$\text{Остаточная дисперсия: } S_{\text{ост}} = \sqrt{\frac{1}{N-m} \sum_{i=1}^N (y_i - y_{t_i})^2}, \quad (3.3.3.6)$$

где m - число коэффициентов уравнения, N - число точек исходного ряда.

Анализ полученных результатов показывает, что фактическая ошибка на проверочный год в обоих вариантах значительна, что связано с резким приростом электропотребления в этом году. Применение оптимальной длины предыстории и подстройка адекватной модели по базе знаний позволило уменьшить фактические ошибки при прогнозировании в 5-7 раз и уменьшить доверительный интервал в 2 раза. Уточнение моделей прогноза дало более положительные результаты (табл. 3.3.3.4). Прогнозирование далее 2-3 лет не имеет смысла. Результаты прогнозирования по данным моделям удовлетворительны лишь для краткосрочного и среднесрочного прогноза.

Прогноз электропотребления региона без предприятия № 7 выполняется по методу экспоненциального сглаживания.

$$C_{(t)} = \alpha \cdot y_t + (1-\alpha) \cdot C_{(t-1)}, \quad (3.3.3.7)$$

получим ряд значений $C_1^{(1)}, \dots, C_n^{(1)}$ первого порядка. Для этого ряда значений применяем снова экспоненциальное сглаживание и получаем ряд значений уже второго порядка:

Таблица 3.3.3.1

Прогнозные значения электропотребления региона.

Год	t_0	Уравнение прогноза	Значение прогноза, у.е.	Ошибки, δ , %	Доверительный интервал, (\pm) , у.е.	δ_{\max} , %
1990	12	$y = 57485 \cdot t - 382589 \cdot t^2 + 2956878 \cdot t$	6643604	7,6	1422890	21,4
1991	13		7698186	-	2182785	28,4
1992	14		8867692	-	3110978	35,1
1993	15		10152168	-	4202370	41,4
1994	16		11551614	-	5446762	47,2
1995	17		13066030	-	6864551	52,5
1990	5	$y = 2798377 + 715297 \cdot t$	6374862	11,3	706564	11,5
1991	6		7090159	-	942086	13,3
1992	7		7805456	-	1189096	15,2

Таблица 3.3.3.2

Фактическая ошибка по годам для уравнения

$$y = 57485 \cdot t - 382589 \cdot t^2 + 2956878 \cdot t$$

	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
A_f , у.е.	2272659	2591889	2800394	2970644	3514724	4266101	4866859	5698795
A_{np} , у.е.	2346282	2481058	2730804	3095520	3575206	4169862	4879488	5704084
ΔA , у.е.	-73623	110831	69590	-124876	-60482	96239	12629	-5289
δ , %	-3,2	4,3	2,5	-4,2	-1,72	2,26	0,26	0,09

Таблица 3.3.3.3

Результаты расчета остаточной дисперсии линейного уравнения

$$y = 2798377 + 715297 \cdot t$$

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
A_f , у.е.	3514724	4266101	4866859	5698795	7189313
A_{np} , у.е.	3513674	4228971	4944268	5659565	6374862
ΔA , у.е.	1050	37130	-77409	39230	814451
δ , %	0,03	0,87	-1,6	0,69	11,3

Таблица 3.3.3.4

Результаты прогнозирования по уточненным моделям

t	δ , %	δ_{\max} , %
1988	0,25	7,20
1989		9,35
1990		10,95
1993	-1,87	6,40
1994		7,30
1995		7,70
1996		7,80
1997		8,00
1998		8,20

$$C_t^{(2)} = \alpha \cdot C_t^{(1)} + (1 - \alpha) \cdot C_{(t-1)}^{(2)} \quad \text{и т. д.}$$

Пусть прогнозное значение переменной y_t на L шагов вперед, обозначим его как \tilde{y}_{t+L} , оценивается с помощью полинома степени k :

$$y_{t+L} = a_t + b_t \cdot L + C_t \cdot L^2 + \dots + g_t \cdot L^k. \quad (3.3.3.8)$$

Таким образом, прогноз в этом выражении представлен в виде функции продолжительности периода упреждения. Доказано, что параметры a_t, b_t, \dots могут быть получены как линейные комбинации экспоненциальных средних соответствующих порядков [309]. В частности, если предполагается существование линейной зависимости, $y_{t+L} = a_t + b_t \cdot L$, то

$$\begin{aligned} a_t &= 2 \cdot C_t^{(1)} - C_t^{(2)}; \\ b_t &= \frac{\alpha}{1 - \alpha} \cdot (C_t^{(1)} - C_t^{(2)}), \end{aligned} \quad (3.3.3.9)$$

подставив в первое уравнение соответствующие значения параметров и несколько преобразовав получим:

$$\tilde{y}_{t+L} = \left(2 + \frac{\alpha \cdot L}{1 - \alpha}\right) \cdot C_t^{(1)} - \left(1 - \frac{\alpha \cdot L}{1 - \alpha}\right) \cdot C_t^{(2)}. \quad (3.3.3.10)$$

В связи с тем, что временной ряд короток, значительно колеблется и прогнозтические значения необходимо оценить через 8 шагов, то рекомендуется начальные значения экспоненциальных средних определять по следующим формулам:

$$\begin{aligned} C_0^{(1)} &= a - \frac{1 - \alpha}{\alpha} \cdot b; \\ C_0^{(2)} &= a - 2 \cdot \frac{1 - \alpha}{\alpha} \cdot b, \end{aligned} \quad (3.3.3.11)$$

где a и b - параметры уравнения прямой, подобранной при выравнивании ряда динамики с помощью метода наименьших квадратов.

Начальные значения экспоненциальных средних определяются по параметрам уравнения для точек временного ряда с 7 по 11 с проверкой по точке 12. Решением системы уравнений: $y = 3341724 - 49021b$. Экспоненциальное среднее первого и второго порядков находятся при $\alpha = 0,3$. Результаты расчетов сведены в табл. 3.3.3.5. Для определения доверительных интервалов находится остаточная дисперсия

$$S_{\text{ост}} = \sqrt{\frac{1}{N - m} \sum (\tilde{y}_t - y_t)^2}. \quad (3.3.3.12)$$

Доверительные интервалы:

Таблица 3.3.3.5

Результаты прогнозирования электропотребления по региону без предприятия № 7.

Год	t	y_t	$C_t^{(1)}$	$C_t^{(2)}$	Прогноз, у.е.	Δy_t	Ошибка, $\delta, \%$.
-	0	-	3456106	3570489	-	-	-
1985	1	3256926	3396352	3518248	3292702	35776	1,1
1986	2	3223251	3344422	3466100	3222211	1040	0,03
1987	3	3254743	3317518	3421525	31705192	-84151	-2,6
1988	4	3229880	3291227	3382435	3168939	-60941	-1,9
1989	5	3008505	3206410	3329628	3160937	152432	5,1
1990	6	3012801	3148327	3275238	3050377	17576	1,2
1991	7	-	-	-	2967016	-	-
1992	8	-	-	-	2912653	-	-

Таблица 3.3.3.6

Результаты прогнозирования электропотребления региона в целом путем суммирования.

Год	Прогноз по региону без №7, A_3 , у.е.	Прогноз по №7, A_2 , у.е.	Прогноз по региону в целом, A_1 , у.е.	Ошибка прогноза, δ %.
1990	3050377	4183988	7234365	0,9
1991	2967016	5396807	8363823	1,2
1992	2912653	6609627	9522280	1,8

$$y_t \pm t_{\alpha,k} \cdot (N-m) \cdot S_{\text{ост}} \cdot C_m; \quad 1991 \text{ г. } \delta=19,3\%; \quad 1992 \text{ г. } \delta=29,3\%. \quad (3.3.3.13)$$

По результатам раздельного прогнозирования методом экспоненциального сглаживания величина фактической ошибки на проверочный год достаточно мала, однако применение этого метода для рядов, испытывающих значительные и резкие изменения затруднительно.

Трудность заключается в выборе значения коэффициента экспоненциального сглаживания α . В используемой литературе α рекомендуется определять визуально, либо по формулам $\alpha = 2/n+1$ или $\alpha = 1 - \sqrt[d]{1-A}$ (где $d=n$; а A - процент суммы весовых коэффициентов, т.е. величина абстрактная) [76]. Однако, в первом случае приходится производить при значительной длине ряда огромное количество вычислений и находить α "Методом проб и ошибок", так как в некоторых случаях отклонение α даже на сотые доли дает значительную погрешность. Во втором случае формулами учитывается количество членов динамического ряда и их связь с α , т.е. с увеличением n (числа членов в осредненном интервале) уменьшается коэффициент α и снижается чувствительность тренда к происходящим изменениям в уровнях ряда. Такая постановка вопроса справедлива, если зависимость $A_i = f(t_i)$ близка к линейной и ряд не испытывает резких изменений. В противном случае - обратный эффект. Так, с увеличением длины усредняемого интервала $n \rightarrow \infty$ коэффициент $\alpha \rightarrow 0$, но из-за резких изменений среди членов ряда необходимо придать больший вес последним членам, то есть $\alpha \rightarrow 1$. Возникает противоречие, чтобы его ликвидировать, необходимо учитывать не только количество членов усредняемого интервала, но и степень отклонения членов ряда от аппроксимирующей модели (в данном случае от прямой). Последнюю функцию предположительно могла бы исполнять зависимость между α и остаточной дисперсией (аппроксимирующей прямой) в относительных единицах.

Для подтверждения проведено исследование зависимости $\alpha=f(n)$; $\alpha = f(S'_{\text{ост}})$ при $9 \geq n \geq 3$ и зависимости $\delta=f(\alpha)$ при $n=\text{const}$ на примере ряда электропотребления Хакасии (без предприятия №7). Все расчеты, с целью упрощения, проведены в относительных единицах. Остаточная дисперсия определяется как отклонение от прямой регрессии

$$S'_{\text{ост}} = \sqrt{\frac{1}{k-1} \left(\sum_1^N (y_i' - y_{if})^2 \right)}, \quad (3.3.3.14)$$

где k - количество неизвестных аппроксимирующего линейного уравнения; y_i' - прогнозное значение, полученное линейной моделью, о.е.; y_{if} - текущее значение члена динамического ряда, о.е.

Оптимальный коэффициент экспоненциального сглаживания α определяется путем подбора. Количество членов динамического ряда изменяется от 3 до 9. Критерием выбора оптимального значения α будет являться минимум фактической ошибки прогноза δ (не более 0,5 %). Результаты сведены в табл. 3.3.3.8, графики зависимостей $\alpha = f(n); \alpha = f(S'_{\text{ост}})$ изображены на рис.3.3.3.1. Результаты исследования зависимости величины фактической ошибки при прогнозировании от величины α : $\delta = f(\alpha)$ при $n = \text{const}$ сведены в табл. 3.3.3.9. (при $n=6$, решение системы: $\delta = 1,387 + 0,0129t$). График зависимости $\delta = f(\alpha)$ - на рис. 3.3.3.2.

Предположим, что существует зависимость $\alpha = f(S'_{\text{ост}})$. Тогда при увеличении остаточной дисперсии увеличивается оптимальный коэффициент экспоненциального сглаживания (рис.3.3.3.1). Вполне возможно, вместо остаточной дисперсии, применение другого показателя, учитывающего степень изменения динамического ряда. Рис.3.3.3.2 показывает, что изменение коэффициента экспоненциального сглаживания α на 0,05 вызывает увеличение фактической ошибки прогноза на 2,5 %. Это подтверждает трудность применения метода экспоненциального сглаживания для динамических рядов, испытывающих резкие изменения.

Подбирая различные методы прогнозирования и уточняя их, можно получить различные прогнозы, в том числе “желаемые”. Поэтому интерес представляет, особенно в период кризиса, не столько значение, сколько оценка тенденций, классификация для структурирования общего электропотребления ценоза до предприятия с последующей композицией и принятием решения вновь на уровне ценоза по электропотреблению и инвестициям.

Предположив, что не только предприятие №7, но и другие предприятия вносят неустойчивость в динамику временного ряда электропотребления Хакасии, можно применить декомпозицию величины суммарного электропотребления региона на электропотребление данных предприятий и остаток электропотребления региона с последующей их формализацией. Конкретно такие предприятия определяются на основе рангового распределения по степени влияния их электропотребления на суммарное электропотребление региона.

Для проверки гипотезы нами выполнен анализ корреляционной зависимости между рядами электропотребления двадцати наиболее крупных предприятий и электропотреблением региона в целом. Корреляционная зависимость двухмерного нормального распределения случайных величин X и Y характеризуется коэффициентом корреляции

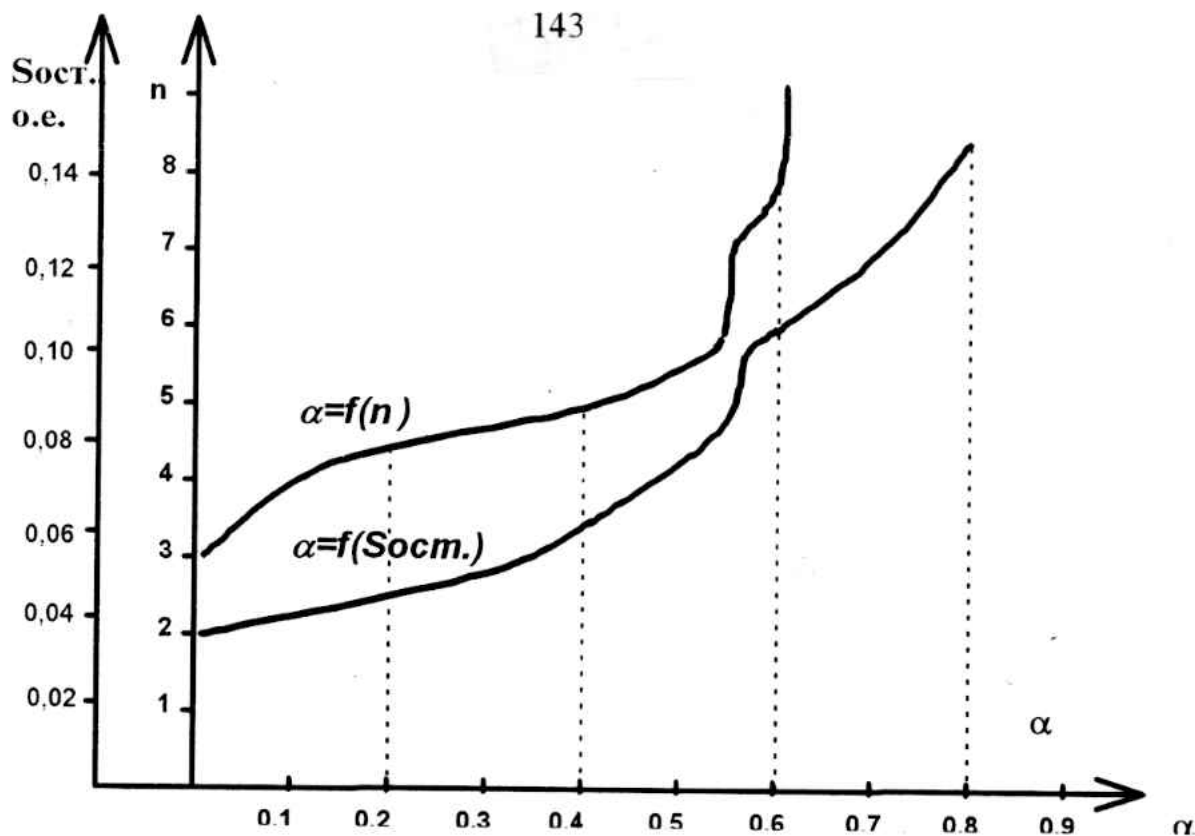


Рис. 3.3.3.1. Зависимость коэффициента сглаживания от остаточной дисперсии и количества членов регрессии n.

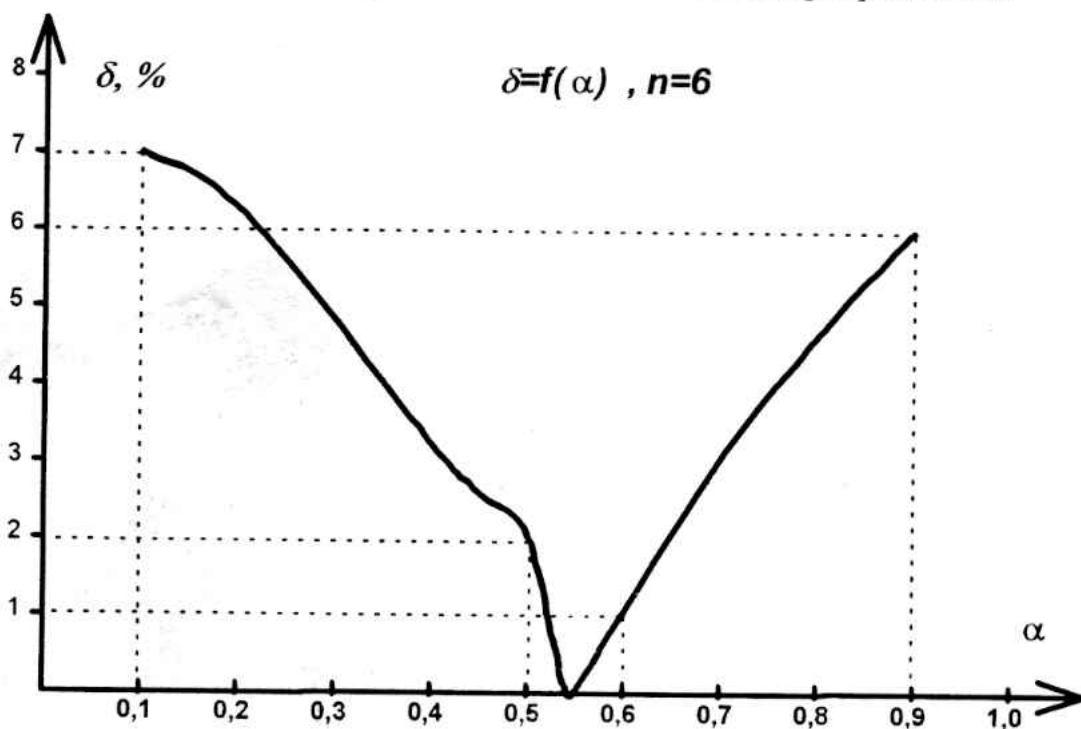


Рис. 3.3.3.2. Изменение величины фактической ошибки прогнозирования в зависимости от величины коэффициента сглаживания.

Таблица 3.3.3.7
Динамический ряд электропотребления региона
(без предприятия №7).

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
А. у.с.	2184782	2242097	2272659	2591989	2800392	3256926	3223251	3254743	3229880	3005416	3012801
А. ое	1	1,026	1,040	1,186	1,282	1,491	1,475	1,490	1,478	1,377	1,379

Таблица 3.3.3.8

n	уравнение	ост. дисперс	α	прогноз	факт	$\delta, \%$
3	$1,5613-0,0565t$	0,036	0,01	1,383	1,379	0,4
4	$1,5315-0,0306t$	0,042	0,1	1,378	1,379	0,07
5	$1,528-0,022t$	0,037	0,4	1,3785	1,379	-0,03
6	$1,387+0,0128t$	0,091	0,56	1,376	1,379	-0,19
7	$1,259+0,034t$	0,105	0,57	1,381	1,379	0,15
8	$1,115+0,053t$	0,118	0,6	1,3785	1,379	0,04
9	$1,0229+0,059t$	0,112	0,6	1,374	1,379	-0,36

Таблица 3.3.3.9

α	прогноз	факт	$\delta, \%$
0,1	1,467	1,379	7,02
0,2	1,467	1,379	6,4
0,3	1,448	1,379	5
0,4	1,425	1,379	3,4
0,5	1,409	1,379	2,2
0,56	1,376	1,379	-0,19
0,58	1,371	1,379	-0,6
0,6	1,365	1,379	-1
0,7	1,339	1,379	-2,9
0,8	1,315	1,379	-4,6
0,9	1,294	1,379	-6,2

$$r = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2 \cdot \sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2}}; \quad (3.3.3.15)$$

где \bar{x} - средняя величина ряда x ; \bar{y} - средняя величина y .

По результатам вычислений построено ранговое распределение предприятий по коэффициенту корреляции (табл.3.3.3.10, рис.3.3.3.3). Ранговое распределение показывает, что не только крупные предприятия оказывают воздействие на динамику электропотребления но и ряд средних предприятий, например, мясокомбинат, шахта "Енисейская", завод ОЦМ.

Методика декомпозиционной модели прогноза заключается в следующем: для конкретного определения предприятий, участвующих в декомпозиционной модели, отбираются предприятия с коэффициентом корреляции $r \geq 0,9$; затем последовательно, согласно рангового распределения, вычитается электропотребление соответствующего предприятия из электропотребления региона и производится прогнозирование до получения минимума фактической ошибки на проверочный год.

Для простоты изложения метода (точность приемлема) в качестве прогнозной модели использована зависимость $y = a + bt$ (что имеет место на практике в случае годового электропотребления): A_0 - общее электропотребление региона; A_1 - электропотребление предприятия №7; A_2 - мясокомбината; A_3 - молибденового комбината; A_4 - разреза; A_5 - шахты; A_6 - завода ОЦМ; A_7 - рудоуправления..

Прогнозы: $A_0 (\delta = 11,3\%)$; $A_1^1 = A_0 - A_1 (\delta = 1,2\%)$;

$A_2^1 = A_0 - A_1 - A_2 (\delta = 1,16\%)$;

$A_3^1 = A_0 - A_1 - A_2 - A_3 (\delta = 0,34\%)$;

$A_4^1 = A_0 - A_1 - A_2 - A_3 - A_4 (\delta = 0,11\%)$;

$A_5^1 = A_0 - A_1 - A_2 - A_3 - A_4 - A_5 (\delta = 0,17\%)$;

$A_6^1 = A_0 - A_1 - A_2 - A_3 - A_4 - A_5 - A_6 (\delta = 0,5\%)$;

$A_0^1 = A_0 - A_1 - A_2 - A_3 - A_4 - A_5 - A_6 - A_7 (\delta = 2,9\%)$.

На основании полученных расчетов построена зависимость $\delta = f(A_i^1)$ (рис. 3.3.3.5), по которой определяется минимум фактической ошибки на проверочный год $\delta = 0,11\%$. Он возникает при вычитании из общего электропотребления региона электропотребления предприятия № 7, молибденового комбината, мясокомбината и разреза. Исходя из динамики рядов (рис. 3.3.3.4) по базе знаний подбираются наиболее подходящие модели и методы.

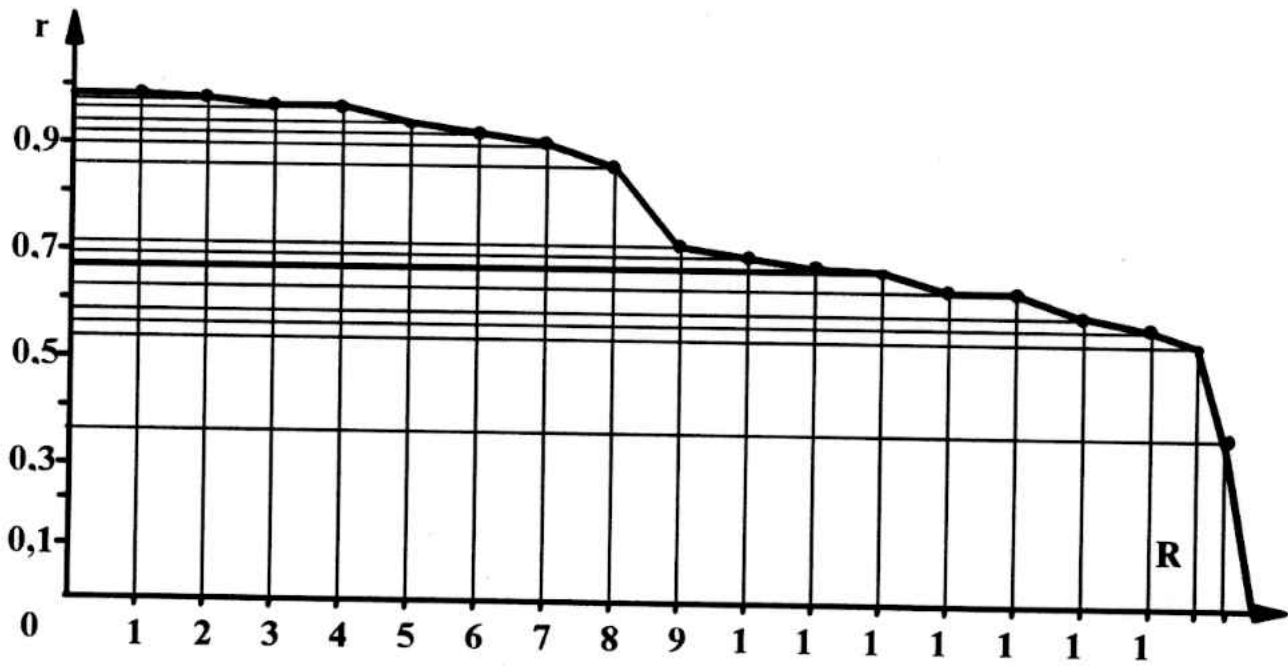


Рис.3.3.3.3. Ранговое распределение предприятий по коэффициенту корреляции.

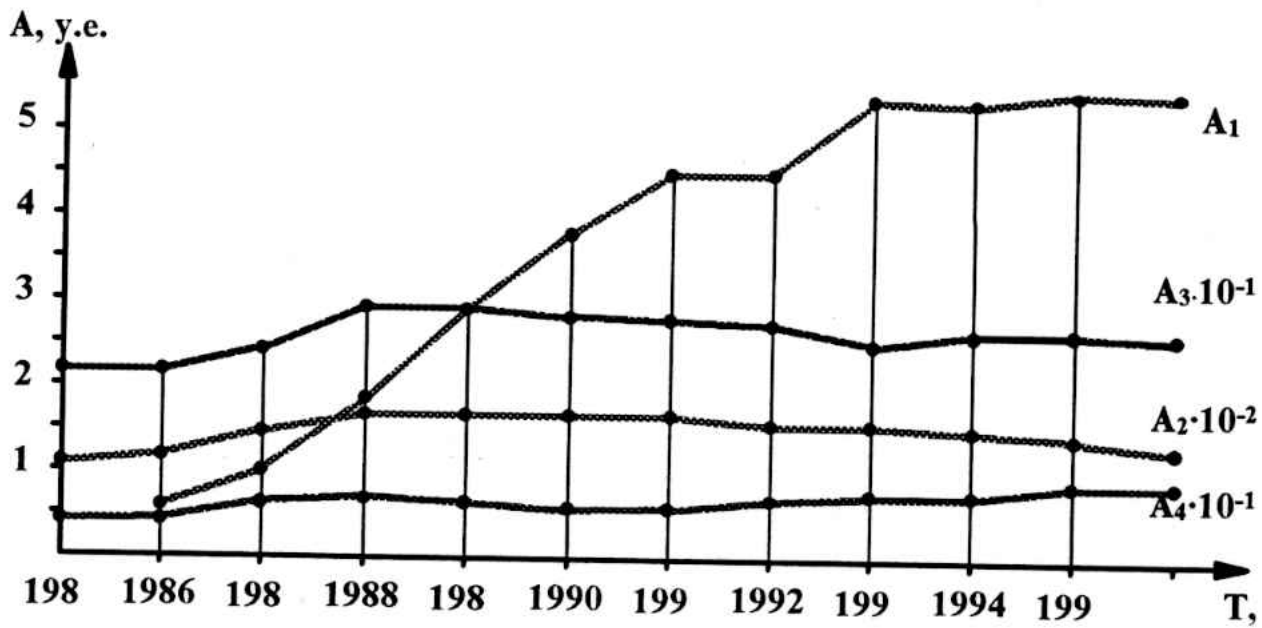
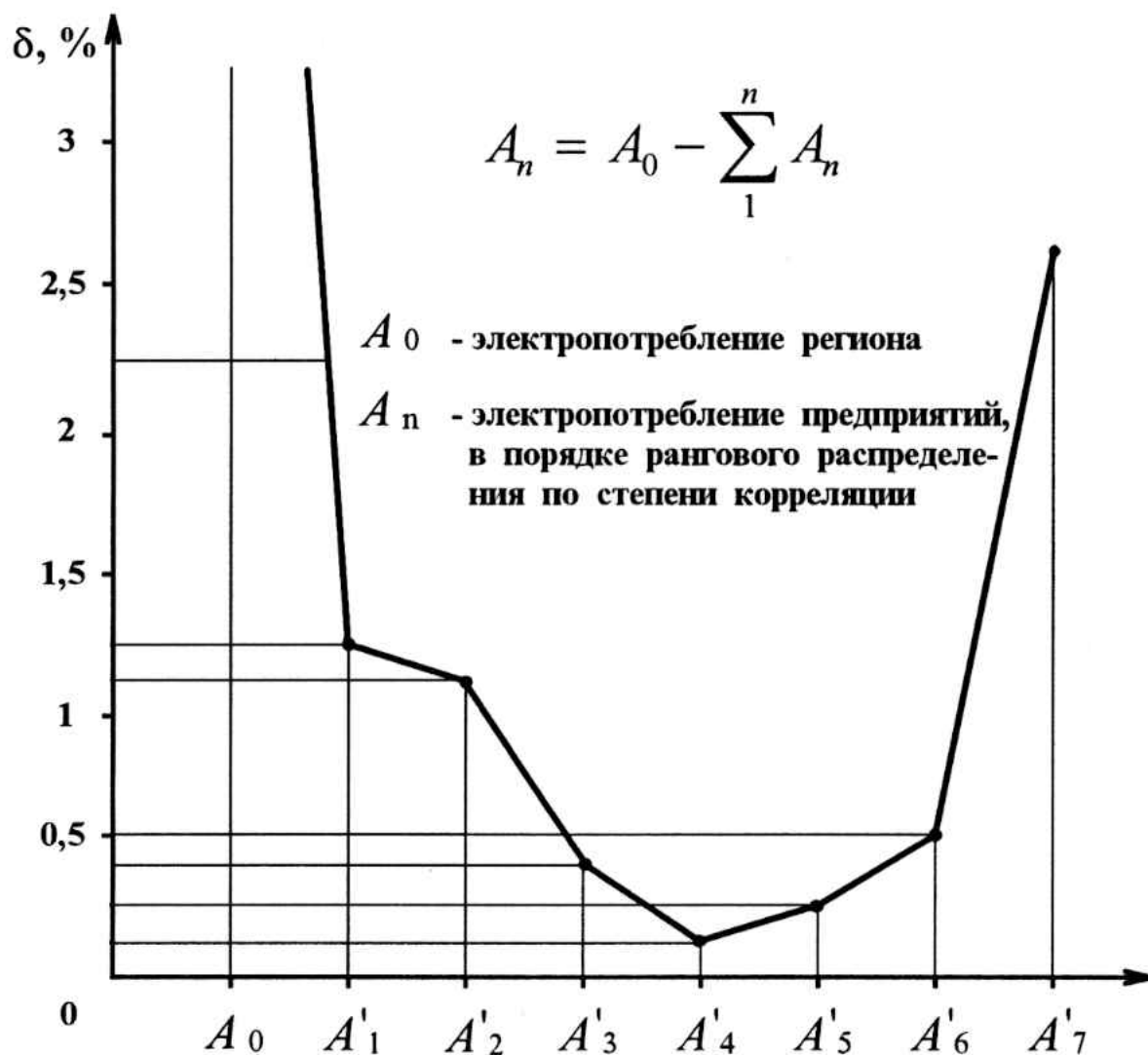


Рис. 3.3.3.4. Динамика электропотребления алюминиевого завода (A1), мясокомбината (A2), молибденового комбината (A3), угольного разреза (A4).



Метод прогноза	Ошибка, %
наименьших квадратов с аппроксимацией :	
- линейной функцией	13,3
- квадратичным многочленом	9,6
экспоненциального сглаживания	1,9
декомпозиционной модели	0,9

Рис. 3.3.3.5. Величина ошибки прогноза электропотребления методом декомпозиционной модели.

Мясокомбинат (А2): $y = 10380 + 616 t$; $\delta=0,8\%$;

Молибденовый комбинат: $y = 171629 + 24047 t$; $\delta=7,8\%$;

Разрез Черногорский: $y = 39103 \cdot t^{0,3035}$; $\delta=12\%$;

Предприятие №7: метод экспоненциального сглаживания: $\delta=0,17\%$.

Полученные данные сведены в табл. 3.3.3.11. Суммированием частных значений прогноза предприятий получаем прогнозное значение электропотребления региона в целом и находим фактическую ошибку.

Пошагово-корреляционный метод дает наиболее устойчивые и удовлетворительные результаты при средне- и краткосрочном прогнозировании. Фактическая ошибка прогноза не превышает 1%. Главным достоинством метода, является то, что после декомпозиции временной ряд электропотребления оставшейся части региона с достаточной точностью аппроксимируется менее сложной моделью, а ошибка при прогнозе электропотребления большей части вычитаемых предприятий значительного влияния на общий прогноз не оказывает. Возможность предусмотреть изменения в динамике электропотребления на прогнозируемый период для нескольких предприятий в отдельности значительно больше, чем для региона в целом. Метод декомпозиционной модели применяется и при прогнозировании электрических показателей отдельно взятых предприятий. При этом в качестве составляющих декомпозиционной модели принимаются электрические показатели цехов, отделений, участков.

Первый раз комплексный прогноз выполнен в 1989 г. Далее проверка результатов прогноза по той же модели проводились вплоть до 1996 г. и совпадение результатов прогноза убедительно. Семь лет экономических реформ, спад производства, смена форм собственности, акционирование, перепрофилирование не изменили наш подход. Устойчивость и живучесть моделей доказывают объективность технического анализа, наличие временных зависимостей, возможность использования простейших моделей для описания таких инерционных процессов как годовое электропотребление предприятия-техноценоза.

Для выделения предприятий, которым необходимо инвестировать мероприятия по энергосбережению воспользуемся корреляционным анализом и получим матрицу коэффициентов корреляции, из которых выделим значимые по критерию Стьюдента. Анализ результатов показал, что в первую очередь необходимо инвестировать не только крупнейшее предприятие №7, но и 2, 4, 5, которые являются определяющими в регионе и имеют наибольшее количество значимых коэффициентов корреляции с другими (для определения технологических связей необходим анализ видов и объемов выпускаемой продукции этими предприятиями). Отметим, что на электропотребление региона в целом прямо воздействуют только

Таблица 3.3.3.10

Ранговое распределение предприятий
по коэффициенту корреляции

№ пп.	предприятие	коэф-т корреляции, r
1	предприятие № 7	0,99
2	СМК	0,97
3	АПОВ	0,70
4	Комб.ИСКОЖ	0,85
5	ПКСО	0,52
6	Абаканск. железный рудник	0,90
7	Разрез "Черногорский"	0,97
8	Хакасский гидролизный завод	0,35
9	Туимский завод ОЦМ	0,92
10	ПУ Водоканал	0,59
11	Тейское рудоуправление	0,04
12	Рудник "Коммунар"	0,71
13	Разрез "Изыхский"	0,57
14	Саралинский рудник	0,62
15	Комбинат "Саянмрамор"	0,67
16	Шахта "Енисейская"	0,94
17	Мясоконсервный комбинат	0,99
18	Механический завод	0,69
19	Фабрика ПОШ	0,62

Таблица 3.3.3.11

Результаты прогнозирования электропотребления региона
методом декомпозиционной модели.

Предприятие, регион.	Значение прогноза, 1996 г., у.е.	Фактическая ошибка, $\delta\%$
(A1)	4183988	0,17
(A2)	14076	0,80
(A3)	315911	7,80
(A4)	67356	12,00
(A ₀)	2643305	0,11
(A0 = $\sum A_i$)	7220237	0,43

три предприятия из 76: 2, 4, 7, которые являются также определяющими. Пятое предприятие не имеет значимого коэффициента корреляции с электропотреблением региона, хотя у него 12 значимых коэффициентов корреляции с другими предприятиями. Количество определяющих предприятий соответствует количеству значимых видов продукции, что является подтверждением теоретических предпосылок о выделении 5-7% из генеральной совокупности.

Разработанный для прогнозирования основных электрических показателей предприятий и республики метод декомпозиционной модели позволяет добиться ошибки прогнозирования около 1-5%. Уточнение методов принятия решения по выбору адекватных моделей прогнозирования на основе макроиндикаторов технического анализа реализуется за счет трех процедур: 1) снижение ошибки структурно-топологического расчета электропотребления за счет снижения абсолютных значений суммарных электропотреблений региона и региона без одного предприятия путем сужения расчетной зоны рангового N-распределения до минимально значимого коэффициента конкордации; 2) снижение ошибки прогнозирования суммарного электропотребления региона применением декомпозиционной модели; 3) снижение ошибки прогнозирования по каждому конкретному предприятию за счет уточнения применяемых классических моделей.

3.4. Электроснабжение малых предприятий Хакасии

3.4.1. Динамика виртуального электропотребления кастой малых предприятий

По данным органов регистрации в Хакасии зарегистрировано более 1000 малых предприятий, выделяемых по численности работников и формам собственности. Персонифицированный учет энергоснабжающей организацией производится по 76 предприятиям. Доля же остальных составляет не менее 20% общего электропотребления Хакасии. По аналогии с разд. 2, но применительно к ранговому распределению, величину электропотребления малыми предприятиями (виртуальной кастой по видовому N-распределению) назовем виртуальным электропотреблением. Его величина определяется как разница между отпущенной электроэнергией (годовым электропотреблением - APX) "Хакасэнерго" и учтенной электроэнергией - суммой годового электропотребления 76-ти предприятий персонифицированного учета:

$$A_{NB} = A_{PX} - \sum_1^{76} A_{r} \quad (3.4.1.1)$$