



**РАНХиГС**  
РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА  
И ГОСУДАРСТВЕННОЙ СЛУЖБЫ  
ПРИ ПРЕЗИДЕНТЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ИНСТИТУТ  
ЭКОНОМИЧЕСКОЙ  
ПОЛИТИКИ  
имени Е. Т. ГАЙДАРА

ИНСТИТУТ ОТРАСЛЕВЫХ РЫНКОВ И ИНФРАСТРУКТУРЫ

Лаборатория системного анализа отраслевых рынков

# Моделирование спотовых цен на электроэнергию на оптовом рынке в России

Докладчик: Касьянова Ксения

[kasyanova-ka@ranepa.ru](mailto:kasyanova-ka@ranepa.ru)

Руководитель НИР: Каукин А.С., к.э.н, зав. лабораторией

НИР в рамках исполнения Государственного задания  
РАНХиГС при Президенте Российской Федерации на 2020 год

# Общие сведения о выполняемой НИР

## Мотивация:

- ▶ экономические модели требуют введения определенных предпосылок и упрощений;
- ▶ при моделировании цены как случайного процесса не учитываются экономические факторы.

## Цель работы:

- ▶ разработка модели, учитывающей недостатки двух классов моделей: моделирование цены на оптовом рынке электроэнергии как диффузионно-скачкообразного процесса с учётом фундаментальных факторов спроса и предложения (температура, уровень деловой активности и др.), особенностей российского рынка.

## Гипотеза:

- ▶ с помощью построенной модели можно получить трендсезонное разложение цены на электричество с более точными оценками коэффициентов при интересующих нас переменных.

# Результаты работы могут быть использованы:

- ▶ для научно-методологического обеспечения прикладных исследований и моделирования рынков электроэнергии, в частности совершенствования методов статистического анализа случайных процессов;
- ▶ для разработки конкретных направлений, мер и механизмов государственной политики в сфере регулирования рынка электроэнергии:



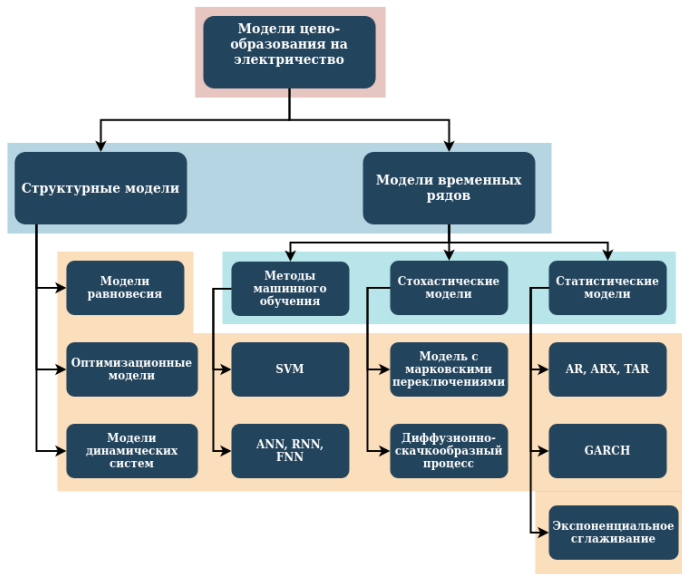
- ⇒ определение темпа роста цен на электроэнергию;
- ⇒ причины различия в динамике цен в ценовых зонах;
- ⇒ влияние структуры генерирующих мощностей на волатильность цен;
- ⇒ оценка влияния резких изменений экономических факторов на цены.

# Задачи

- ▶ определение факторов влияющих на цены на электричество, особенностей российского рынка;
- ▶ выбор подходящей модели, способной учесть неодинаковое влияние факторов на различные компоненты процесса (тренд, сезонность и стохастические компоненты);
- ▶ оценивание моделей, сравнение с моделями не учитывающими стохастические компоненты, моделями оцененными на данных, очищенных от выбросов;
- ▶ сравнение финансовых рисков до/после событий, влияющих на факторы, включенные в модель.

1. Способы моделирования цен на электричество:
  - 1.1 экономические модели;
  - 1.2 случайные процессы.
2. Выбор факторов, влияющих на цены:
  - 2.1 особенности рынка электричества;
  - 2.2 принцип работы ОРЭМ и особенности российского рынка;
  - 2.3 выбор ценовых факторов, включаемых в модель.

# Классификация моделей



# Анализ предметной отрасли

Авторы, год	Название работы	Результат
Judio Lucia, Eduardo Schwartz (Review of Derivatives Research, 2002)	Electricity Prices and Power Derivatives: Evidence from the Nordic Power Exchange	Эмпирическая оценка детерминистической сезонной компоненты в одно- и двухфакторной модели цен на электричество.
Álvaro Cartea, Marcelo G. Figueroa (Applied Mathematical Finance, 2005)	Pricing in Electricity Markets: a mean reverting jump diffusion model with seasonality	Применение модели цен на электричество, учитывающую тенденцию возвращения к среднему, скачкообразность и сезонность процесса.
Maciej Kostrzewski, Jadwiga Kostrzewska (Energy Economics, 2019)	Probabilistic Electricity Price Forecasting with Bayesian Stochastic Volatility Models	Прогнозирование спот-цен на электричество с помощью байесовского подхода позволяет учесть неопределенность в распределении коэффициентов параметров, что улучшает прогнозы в сравнении с классическими моделями.

# Модель Мертона (Merton's Jump-Diffusion Model)

Kostrzewski and Kostrzewska (2019):

Базовая модель описывающая цену на электричество:

- ▶ эмпирическое распределение имеет тяжелые хвосты, что не согласуется со стандартной моделью Блэка-Шоулза
- ▶ в модель добавляется отдельная компонента, отвечающая за скачкообразность процесса.

Риск-нейтральный диффузионно-скачкообразный процесс (jump-diffusion process), описывающий изменение цены на электричество  $S_t$ :

$$dS_t/S_t = (r - \lambda \bar{k})dt + \sigma dW_t + k dq_t.$$

- ▶ где  $\sigma$  - волатильность диффузионной компоненты, при  $\lambda = 0$  получаем модель Блэка-Шоулза;
- ▶ скачки порождены составным процессом Пуассона  $q_t$  с параметром  $\lambda$ , где  $k$  - размах случайного скачка (логнормально распределенный):

$$\ln(1 + k) \sim N(\gamma, \delta^2)$$

- ▶ где среднее -  $\bar{k} = E(k) = e^{\gamma + \delta^2/2} - 1$ .



# Модели с детерминистической компонентой

Lucia and Schwartz (2002):

Модель с детерминистической сезонной компонентой  
– в однофакторной модели спотовых цен:

$$\begin{aligned} \ln(S_t) &= f(t) + X_t \\ dX_t &= -\kappa X_t dt + \sigma(t) dW \end{aligned}$$

– в двухфакторной модели спотовых цен:

$$\begin{aligned} \ln(S_t) &= f(t) + X_t + \epsilon_t \\ dX_t &= -\kappa X_t dt + \sigma_X(t) dW_X \\ d\epsilon_t &= \mu_\epsilon dt + \sigma_\epsilon(t) dW_\epsilon \\ dW_X dW_\epsilon &= \rho dt \end{aligned}$$

где  $g(t) = e^{f(t)}$  - детерминистическая функция сезонности,  $X_t$  - процесс, возвращающий среднее (OU process) с нулевым долгосрочным средним и скоростью подстройки  $\kappa$

## Stochastic volatility model with a double exponential distribution of jumps, a leverage effect and exogenous variables:

- ▶ Цены на электричество зависят от большого числа параметров.
- ▶ Для прогнозирования используется SV модель с экзогенными переменными (температура) и дамми-переменными на выходные и понедельник.
- ▶ В модели скачки вверх/вниз распределены экспоненциально, с разными параметрами.
- ▶ С помощью байесовского подхода можно оценить ненаблюдаемые компоненты модели  $q_t, \xi_t^D, \xi_t^U, h_t$ .

Модель стохастической волатильности с экспоненциально распределенными скачками и экзогенными переменными (SVDEJX):

$$y_t = y_{t-1} + \mu + \psi X_t + d_{Sat} D_{Sat,t} + d_{Sun} D_{Sun,t} + d_{Mon} D_{Mon,t} + \sqrt{\exp(h_{t-1})} \epsilon_t^{(1)} + J_t$$

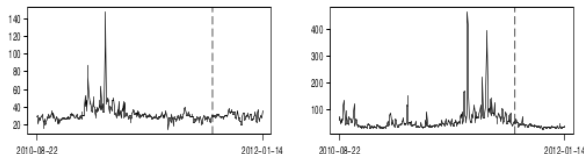
$$h_{t-1} = h_{t-2} + \kappa_h (\theta_h - h_{t-2}) + \sigma_h (\rho \epsilon_{t-1}^{(1)} + \sqrt{1 - \rho^2} \epsilon_{t-1}^{(2)})$$

$$J_t = -\xi_t^D \cdot \mathbb{I}(q_t = -1) + 0 \cdot \mathbb{I}(q_t = 0) + \xi_t^U \cdot \mathbb{I}(q_t = 1)$$

- ▶  $y_t = \ln(S_t)$  – логарифм цены
- ▶  $h_{t-1} = y_t - y_{t-1}$
- ▶  $X_t$  – логарифм почасовой температуры
- ▶  $D_{Sat,t}, D_{Sun,t}, D_{Mon,t}$  – учитывают недельную сезонность
- ▶  $q_t$  – наличие скачка вверх/вниз (значения переменной ненаблюдаемы, но можно оценить вероятность скачка)
- ▶  $\rho < 0$  – параметр "рычага",  $\rho > 0$  – обратный параметр "рычага" (если большим значениям логарифма цены соответствуют большие значения дисперсии)
- ▶  $\epsilon_t^{(1)}, \epsilon_t^{(2)} \sim N(0,1) \text{ i.i.d.}, \xi_t^D \sim \text{Exp}(\eta_D) \text{ i.i.d.}, \xi_t^U \sim \text{Exp}(\eta_U) \text{ i.i.d.}$

Данные: Спотовые цены JCPL (Jersey Central Power and Light Company), находящейся в первой ценовой зоне, определяемой сетевым оператором PJM Interconnection.

08/22, 2010 - 01/14, 2012



**Рис.:** Спотовые цены на 4 часа (не-пиковый час) и 16 часов (пиковый час), USD/MWh

PI(%)	ARX	SNARX	SIMPLE	LAD	QRA	B_Q	B_HPD
Unconditional coverage							
50	69.74	56.51	58.63	56.36	53.55	<b>53.33</b>	<b>53.22</b>
90	96.13	94.23	94.44	93.64	92.07	<b>90.28</b>	<b>90.72</b>
Mean (standard deviation) of the PI width							
50	8.63 (3.33)	6.09 (2.64)	6.32 (2.89)	6.73 (3.66)	6.4 (3.78)	<b>5.6</b> (4.02)	<b>5.52</b> (3.91)
90	21.28 (8.29)	20.73 (8.78)	25.73 (15.74)	26.2 (17.21)	21.1 (12.09)	<b>16.08</b> (11.15)	<b>15.79</b> (10.71)
Median (inter-quartile range) of the PI width							
50	8.66 (5.25)	5.94 (4.21)	5.89 (5.77)	5.79 (6.93)	5.62 (5.19)	<b>4.37</b> (3.86)	<b>4.29</b> (3.79)
90	21.34 (13.02)	20.64 (15.28)	23.22 (25.86)	21.87 (26.33)	19.51 (18.51)	<b>12.88</b> (10.63)	<b>12.70</b> (10.43)

**Рис.:** Сравнение ширины доверительных интервалов прогноза, полученных по байесовским (B\_Q, B\_HPD) и не байесовским моделям. Результат получен по данным за все 24 часа.

# Российский рынок электроэнергии и мощности

	Тип рынка		
	Оптовый рынок		Розничный рынок
Электроэнергия	Рынок на сутки вперед 74.7 % 767.89 млн МВт·ч	Балансирующий рынок 5.7 % 59.04 млн МВт·ч	Рынок регулируемых цен
	Рынок регулируемых договоров 15.4 % 158.2 млн МВт·ч	Рынок свободных договоров 4.2 % 42.93 млн МВт·ч	Рынок нерегулируемых цен
	Оптовый рынок		Розничный рынок
Мощность	Конкурентный отбор мощности	ДПМ и реализация в статусе вынужденного генератора	Рынок регулируемых цен
	Рынок регулируемых договоров	Рынок свободных договоров	Рынок нерегулируемых цен

Рис.: Классификация рынков электроэнергии и мощности России

(\*) Структура объемов реализации электрической энергии в секторах оптового рынка электроэнергии за 2016 г.

(\*\*) Потребление электроэнергии по субъектам Российской Федерации в 2016 г – 1077.94 млн.МВт.час. Росстат

# Российский оптовый рынок электричества

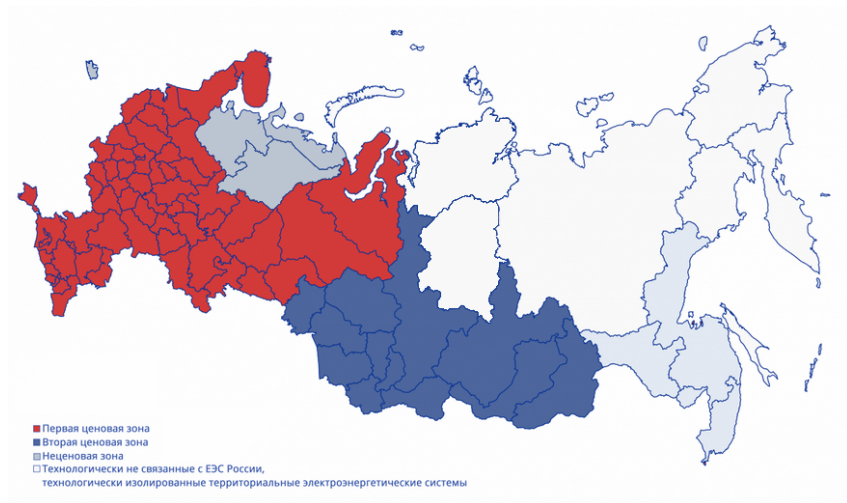
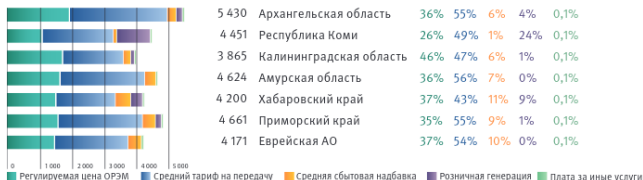


Рис.: Ценовые зоны. Источник: АТС

# Российский рынок электроэнергии и мощности

## Формирование тарифа для конечного потребителя на электроэнергию

- ▶ цена покупки электроэнергии на оптовом рынке или у розничного генератора;
- ▶ цена покупки мощности энергосбытовой компанией на оптовом рынке или у розничного генератора;
- ▶ цена передачи по сети с дифференциацией по уровню напряжения;
- ▶ инфраструктурные платежи: плата за услуги СО ЕЭС, АТС, ЦФР;
- ▶ надбавка сбытовых компаний (кроме участников оптового рынка).



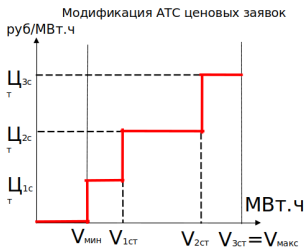
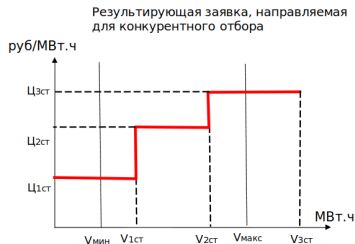
**Рис.:** Средневзвешенные регулируемые цены на электрическую энергию для потребителей первой ценовой категории за 2017 год, руб./МВт.ч

Источник: "НП Совет Рынка"



# Российский оптовый рынок электричества

## Формирование кривой совокупного предложения



Источник: ОАО "Э.ОН Россия"

# Российский оптовый рынок электричества

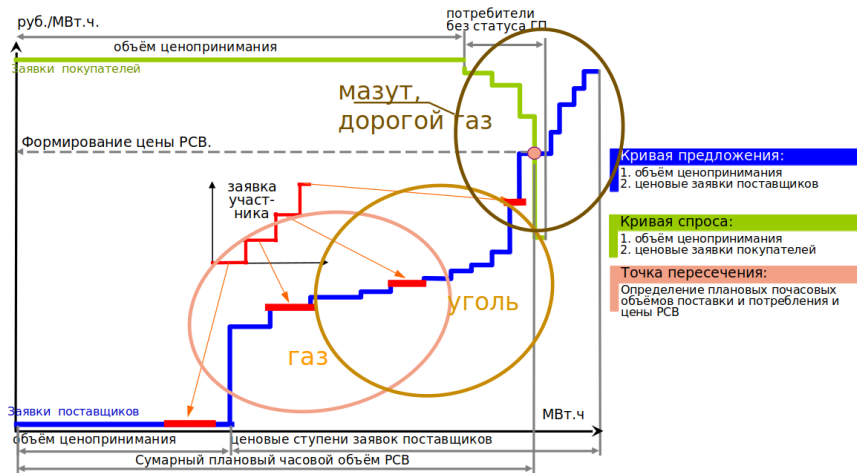
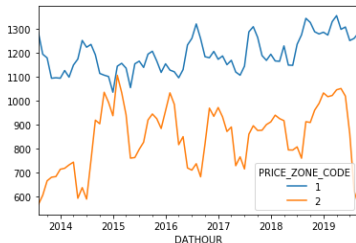
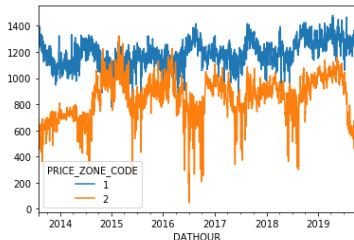


Рис.: Определение и фиксация объемов поставки и потребления. Источник: ОАО "Э.ОН Россия"

Данные по ценам на электричество за каждый час, начиная с 1.08.2013 по двум ценовым зонам (источник: [АТС](#)).

- ▶ Индекс равновесных цен на покупку электроэнергии, руб./МВт.ч.
- ▶ Объем полного планового потребления, МВт.ч
- ▶ Объем покупки на РСВ, МВт.ч



Спотовые цены (усредненные за день/за месяц) для 1 и 2 ценовой зон, руб./МВт.ч

$$\text{corr}(p_1^m, p_2^m) = 0.07$$

# Факторы влияющие на цены на электричество

## Особенности рынка электричества:

- ▶ невозможность хранения → проблема обязательства энергоустановки (unit commitment);
- ▶ проблема с ограничениями ЛЭП, возможность перенапряжения сети;
- ▶ невозможность перераспределить волатильность цен по производственной цепочке.

## Особенности российского рынка:

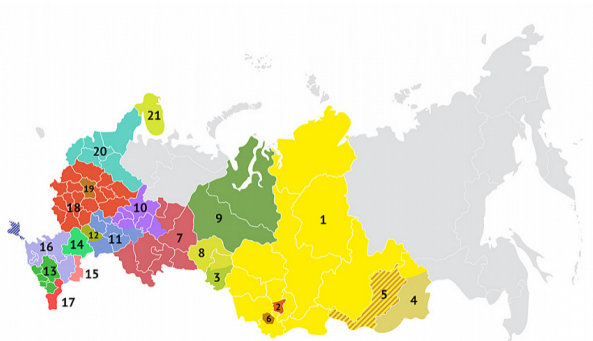
- ▶ высокая степень изношенности основных фондов и потери тепла;
- ▶ проблема неплатежей;
- ▶ вынужденная генерация;
- ▶ завершение ДПМ и продление ДПМ ВИЭ.

# Выбор ценовых факторов

- ▶ (\*\*S) погодные условия;
- ▶ (\*\*TS) уровень деловой активности;
- ▶ (\*\*TS) динамика цен на ресурсы и инфляция;
- ▶ (\*\*TJ) структура генерирующих мощностей;
- ▶ (\*\*TJ) инвестиции в энергетику, завершение ДПМ и продление ДПМ ВИЭ;
- ▶ (\*J) государственная политика, новости;
- ▶ (\*J) аварийность в электросетях и генерации, (ежемесячно или дамами на регионы с высокими рисками нарушения электроснабжения);
- ▶ (\*J) проблема неплатежей;
- ▶ (\*) вынужденная генерация;
- ▶ (\*) высокие потери тепла;
- ▶ (\*) доля ВИЭ и ГП, зависимых от погодных условий;
- ▶ (\*S) коэффициенты сезонности, определенные АТС.

# Приложение А

## Российский оптовый рынок электричества



**Рис.:** Зоны свободного перетока мощности оптового рынка. Источник: ПЕРЕТОК.РУ

\* С точки зрения энергорынка, разделение на ЗСП по-прежнему учитывается только при определении вынужденной генерации, при этом используется базовый перечень ЗСП.

# Приложение Б.1

## Регламент проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы

- ▶ При формировании поузловых модельных пар <цена-количество> СО определяет на основе ценовых заявок на планирование объемов производства в отношении групп точек поставки (ГТП) генерации объемы электрической энергии, заявленные Участниками оптового рынка в отношении каждой ГТП генерации к продаже на сутки вперед, и из этих объемов выделяет объемы (часть объемов) электрической энергии, содержащиеся в зарегистрированных двусторонних договорах, и которые подлежат включению в торговый график в приоритетном порядке, и формирует на эти объемы ценопринимающую часть вместо условий третьего и четвертого приоритета для модельных пар, сформированных АТС при проведении конкурентного отбора на сутки вперед согласно 3-му и 4-му буллитам п.1.2;
- ▶ если ГТП относится к нескольким узлам расчетной модели, СО распределяет объемы электрической энергии, содержащиеся в каждой паре «цена – количество» в ценовой заявке в соответствии с коэффициентами или формулами отнесения объемов к каждому узлу согласно Методике формирования входных и выходных данных при проведении конкурентного отбора БР

# Приложение Б.2

## Регламент проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы

СО проводит конкурентный отбор БР и определение диспетчерских объемов, индикаторов стоимости и цен балансирования в соответствии с Математической моделью расчета диспетчерских объемов электрической энергии, индикаторов и цен на балансирование вверх (вниз) в результате конкурентного отбора ценовых заявок БР так, чтобы:

- ▶ в диспетчерские объемы были включены все объемы электрической энергии, не превышающие установленных пределов, относящиеся к соответствующему узлу
- ▶ индикатор в данном узле был не меньше цены, указанной Участником оптового рынка в ценовой заявке на планирование объема отрицательного потребления в отношении ГТП потребления с регулируемой нагрузкой по объекту управления или в ценовой заявке на планирование объема производства в отношении ГТП генерации за объем электрической энергии
- ▶ индикаторы во всех узлах расчетной модели отличались на стоимость нагрузочных потерь электрической энергии и системных ограничений.



# Приложение Б.3

## Специальные случаи расчета результатов конкурентного отбора

Если при проведении конкурентного отбора БР для определенного операционного часа в некоторой группе узлов расчетной модели:

- ▶ приняты только ценопринимающие объемы в заявках на продажу индикаторы в этой группе узлов считаются равными нулю;
- ▶ принята заявка с четвертой (дополнительной) ступенью, с ценой или с модельной ценой, равной десяти тарифам на электроэнергию, для определения индикаторов стоимости на данный час проводится дополнительный расчет, обеспечивающий вычисление индикаторов стоимости по ценам, не превышающих указанной модельной цены и максимальной из цен, указанных в принятых третьих ступенях ценовых заявок участников;
- ▶ оказывается, что для какого-либо часа объемов производства недостаточно для формирования ПБР, удовлетворяющего в этот час остальным СО вправе изменить состав выбранного оборудования;
- ▶ не удастся выполнить действия предыдущего подпункта СО имеет право в установленном порядке ввести ограничения потребления и/или изменить ограничения на перетоки по сечениям экспортно-импортных операций.

# Приложение В.1

## Параметры спроса и предложения электрической энергии

Ценовая зона – Европа

Дата: 12.07.2018. 10:00

	ЦЗ на покупку		ЦЗ на продажу	
	Цена, руб./МВтч	Объем, МВтч	Цена, руб./МВтч	Объем, МВтч
1	*	88253.36	*	83264.25
2	100	1	271	3
3	1900	33.705	300	54
4	2300	41	390	0.9999
5			427	1
6			429	49.66
7			444	1
...			...	...
208			3000	32
209			3500	0.5
210			3860	4.375
211			5490	27
212			5842	2
213			6100	9.5
214			13260	102.652

(\*) – заявки ценополучателей

Источник: АТС

# Приложение В.2

## Модель расчета узловых цен

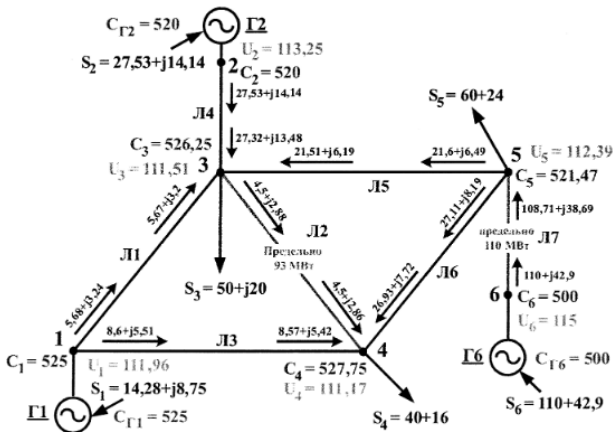


Рис.: Математическая модель расчета узловых цен по методике АТС.

Источник: Б.Г. Булатов, В.О. Каркунов (2009)