



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



ИНСТИТУТ
ЭКОНОМИЧЕСКОЙ
ПОЛИТИКИ
имени Е.Т. ГАЙДАРА

ИНСТИТУТ ОТРАСЛЕВЫХ РЫНКОВ И ИНФРАСТРУКТУРЫ

Моделирование спотовых цен на электроэнергию на оптовом рынке в России

Касьянова Ксения

Цели и задачи

Цель:

- ▶ разработка модели ценообразования на оптовом рынке электроэнергии (РСВ), учитывающей особенности российского рынка;
- ▶ оценка влияния принятия различных решений и изменений факторов на цену на электричество и финансовые риски участников рынка электрической энергии.

Гипотеза:

- ▶ построив математическую модель, описывающую цену на электроэнергию как диффузионно-скачкообразный процесс, учитывающую также экономические (фундаментальные) факторы, влияющие на спрос и предложение на рынке электроэнергии, можно проследить, как отразится их изменение на финансовые риски этого актива, а также объяснить различия динамики цен в ценовых зонах.

Цели и задачи

Задачи:

- ▶ описание принципа функционирования оптового рынка электроэнергии;
- ▶ выявление 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 бенчмарк-моделями (не байесовскими/не стохастическими);
- ▶ выбор событий/решений/политик повлиявших на факторы, включенные в модель, сравнение рисков до/после.

Актуальность:

- ▶ около 72% производимой электроэнергии продается на рынке на сутки вперед (РСВ);
- ▶ прямая связь с задачей ценообразования производных финансовых инструментов, необходимых для хеджирования финансовых рисков.

1. принцип работы ОРЭМ
2. выбор факторов, влияющих на цены:
 - 2.1 особенности рынка электричества
 - 2.2 особенности российского рынка
 - 2.3 выбор ценовых факторов, включаемых в модель
3. моделирование цены как диффузионно-скачкообразного процесса

Российский рынок электроэнергии и мощности

Классификация рынков электроэнергии и мощности России

		Тип рынка		
		Оптовый рынок		Розничный рынок
Тип товара	Электроэнергия	Рынок на сутки вперед	Балансирующий рынок	Рынок нерегулируемых цен
		Рынок регулируемых договоров	Рынок свободных договоров	Рынок регулируемых цен
	Мощность	Рынок регулируемых договоров	Договоры о предоставлении мощности (ДПМ)	Рынок нерегулируемых цен
		Рынок свободных договоров	Конкурентный отбор мощности	
		Реализация в статусе вынужденного генератора		Рынок регулируемых цен

Российский рынок электроэнергии и мощности

Специфика ценообразования на российском рынке

Тариф для конечного потребителя на электроэнергию и мощность формируется на основе пяти составляющих:

- ▶ цена электроэнергии (цена покупки электроэнергии на оптовом рынке или у розничного генератора);
- ▶ цена мощности (цена покупки мощности энергосбытовой компанией на оптовом рынке или у розничного генератора);
- ▶ цена передачи по сети с дифференциацией по уровню напряжения: тарифы ФСК на передачу по магистральным сетям, тарифы МРСК на передачу по сетям среднего напряжения и тариф ТСО на передачу по сетям низкого напряжения;
- ▶ инфраструктурные платежи: плата за услуги СО ЕЭС, АТС, ЦФР. Размер платы регулируется ФАС России и Ассоциацией «НП Совет рынка»;
- ▶ надбавка сбытовых компаний (кроме участников оптового рынка).

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.

Российский оптовый рынок электричества

- ▶ 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

Источник: Регламент проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы

Российский оптовый рынок электричества

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.

Источник: Регламент проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы

Российский оптовый рынок электричества

Специальные случаи расчета результатов конкурентного отбора

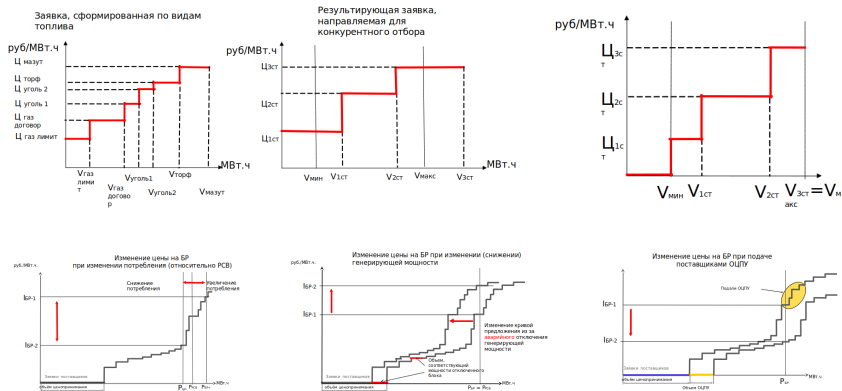
Если при проведении конкурентного отбора БР для определенного операционного часа в некоторой группе узлов расчетной модели:

- ▶ приняты только ценопринимаящие 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.

Источник: Регламент проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы

Российский оптовый рынок электричества

Формирование ценовой заявки поставщика для конкурентного отбора РСВ и БР.



Источник: E.ON

Российский оптовый рынок электричества

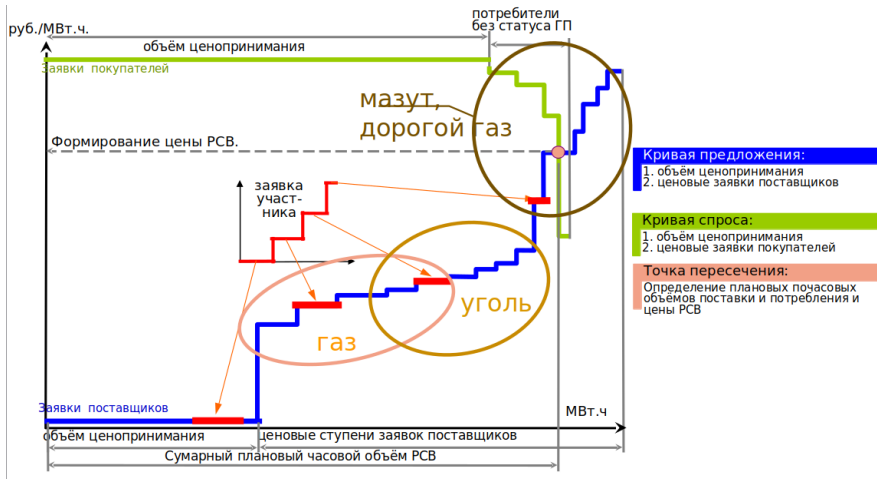


Рис.: Определение и фиксация объемов поставки и потребления. Источник: E.ON

Российский оптовый рынок электричества

Параметры спроса и предложения электрической энергии

ЦЗ: Европа
Дата: 12.07.2018
Час: 10

№	ЦЗ на покупку Цена (руб./МВтч)	Объем (МВтч)	ЦЗ на продажу Цена (руб./МВтч)	Объем (МВтч)
1	*	88253.3619098945	*	83264.25
2	100	1	271	3
3	1900	33.705	300	54
4	2300	41	390	0.999999999999976
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

Источник: АТС

Российский оптовый рынок электричества

Плановые почасовые объемы потребления, МВтЧ.:

Дата 17.07.2019

ЦЗ: Европа

Час

	...	11-12	12-13	13-14	...
ГП	...	52507.568	52146.723	52444.545	...
не ГП	...	31586.293	31625.01	31707.908	...

Источник: АТС

* Гарантирующий поставщик обязан заключить с любым обратившимся к нему физическим или юридическим лицом, находящимся в зоне его деятельности, договор энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности)).

Российский оптовый рынок электричества

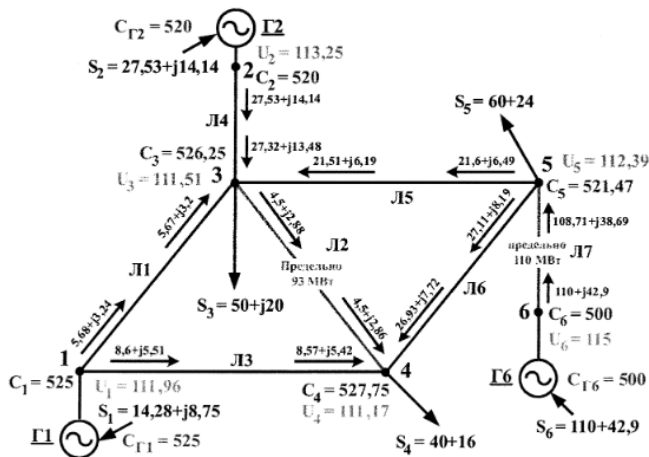


Рис.: Математическая модель расчета узловых цен по методике ATC.

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

Данные по ценам на электричество за каждый час, начиная с 1.08.2013 по двум ценовым зонам:

- ▶ Объем полного планового потребления, МВт.ч
- ▶ Индекс равновесных цен на покупку электроэнергии, руб./МВт.ч.
- ▶ Объем покупки по регулируемым договорам, МВт.ч
- ▶ Объем покупки на РСВ, МВт.ч
- ▶ Объем продажи в обеспечение РД, МВт.ч

Источник: АТС

Российский оптовый рынок электричества

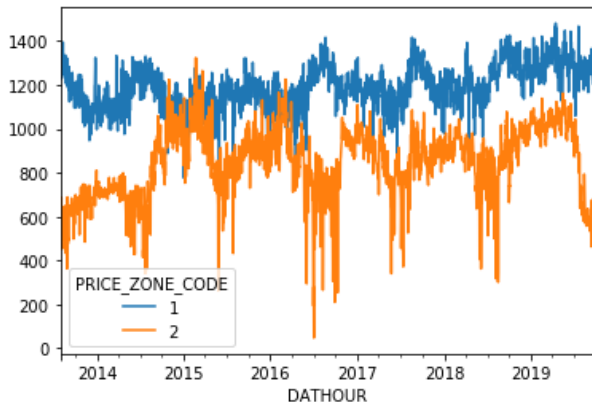


Рис.: Спотовые цены (усредненные за день) для 1 и 2 ценовой зон, руб./МВт.ч

Российский оптовый рынок электричества

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

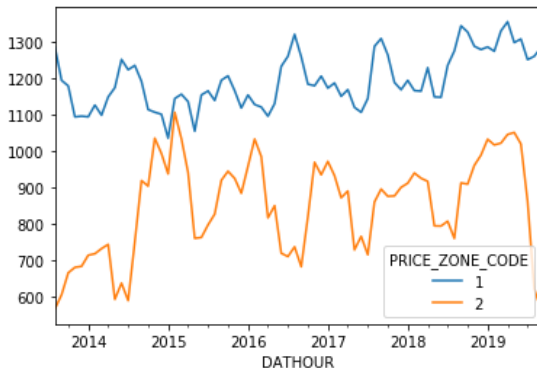


Рис.: Спотовые цены (усредненные за месяц) для 1 и 2 ценовой зон, руб./МВт.ч.

Российский оптовый рынок электричества



Рис.: Разница дневных объемов планового предложения и потребления электроэнергии для 1 и 2 ценовой зон, МВт.ч.

Факторы влияющие на цены на электричество

Основные экономические модели ценообразования на рынке электричества

- ▶ моделирование с учетом фундаментальных факторов (физических/экономических)
- ▶ модели типа Курно (в результате - цены выше чем в действительности)
- ▶ моделирование совокупной функции предложения (необходимо решить систему дифференциальных уравнений, вычислительно затратно, не уделяется внимание резким всплескам)
- ▶ моделирование поведения групп агентов (необходимо для выявления сложных зависимостей, применяется совместно с другими моделями, высокие риски моделирования, так как согласование с теоретической моделью и эмпирическими наблюдениями сильно зависит от предпосылок и понимания настоящей структуры рынка)

Факторы влияющие на цены на электричество

Особенности рынка электричества

- ▶ невозможность хранения => проблема обязательства энергоустановки (unit commitment), учитывается при моделировании цены фьючерсного контракта (так как невозможно открыть короткую позицию).
- ▶ проблема с ограничениями ЛЭП (проблема решается единым оператором), возможность перенапряжения сети (в таком случае локальные цены отличаются от общеустановленных по системе)
- ▶ цены на электричество определяются на РСВ, т.е. отсутствует непрерывность торговли, решения на все сутки принимаются на основании одного и того же информационного множества
- ▶ невозможность перераспределить волатильность цен по производственной цепочке
- ▶ цены имеют три уровня циклических колебаний: ежедневная, недельная, годовая (с резкими всплесками в январе)
- ▶ причины энергетических кризисов: изменения налогообложения, рыночные манипуляции, устаревшая инфраструктура, провалы рынка, излишняя зарегулированность, перебои с поставками топлива, резкое изменение климата, доставка электричества дешевле стоимости производства

Факторы влияющие на цены на электричество

Факторы спроса и предложения

На равновесие на рынке электричества влияют:

- ▶ погодные условия (причем при более точном прогнозировании погодных условий можно уменьшить ошибку прогноза цены на электричество)
- ▶ уровень деловой активности (ежедневной и общего тренда)
- ▶ доля ВИЭ и ГП, зависимых от погодных условий
- ▶ решения принимаемые экономическими агентами (при решении оптимизационной задачи)
- ▶ цены на ресурсы
- ▶ государственная политика, новости
- ▶ другие фундаментальные факторы влияющие на баланс спроса и предложения

Факторы влияющие на цены на электричество

Несовершенства российского рынка

- ▶ Высокая степень изношенности основных фондов.
- ▶ Перекрестное субсидирование (частичный перенос платежного бремени с населения на промышленность).
- ▶ Проблема неплатежей (на конец октября 2017 года на оптовом рынке задолженность составила 65,2 млрд руб., а на розничном — 243 млрд руб).
- ▶ Вынужденная генерация (ТЭЦ неэффективны на рынке электроэнергии, мощности, работающие в режиме вынужденной генерации, оплачиваются по существенно более высокой цене, чем рыночная).
- ▶ Высокие потери тепла.
- ▶ Завершение ДПМ и продление ДПМ ВИЭ.

Выбор ценовых факторов

Несовершенства российского рынка

- ▶ (***) изменения в составе ценовых зон
- ▶ (***)S) погодные условия
- ▶ (***)TS) уровень деловой активности
- ▶ (**TS) динамика цен на ресурсы и инфляция
- ▶ (**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

Выбор ценовых факторов (2)

- ▶ (**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.

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)

Базовая модель описывающая цену на электричество [Kostrzewski and Kostrzewska (2019)]:

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

Пусть S_t - цена в момент t .

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

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

где σ - волатильность диффузионной компоненты, при $\lambda = 0$ получаем модель Блэка-Шоулза.

Скачки порождены составным процессом Пуассона q_t с параметром λ , 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 сезонностью

Применение модели цен на электричество, учитывающую тенденцию возвращения к среднему, скачкообразность и сезонность процесса.

$$\ln S_t = g(t) + Y_t$$

Детерминистическая компонента - сезонность $g(t)$, стохастическая компонента Y_t .

Lucia and Schwartz (2002):

Y_t - процесс, возвращающий среднее (OU process)

$$dY_t = -\alpha Y_t dt + \sigma(t) dW_t$$

Cartea and Figueroa (2005):

Y_t - диффузионно-скачкообразный процесс:

$$dY_t = -\alpha Y_t dt + \sigma(t) dW_t + J dq_t$$

J - величина скачка, q - пуассоновский процесс.

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

- ▶ Цены на электричество зависят от большого числа различных компонент.
- ▶ Для прогнозирования используется SV модель с экзогенными переменными и дамми-переменными, например, температура, объемы торгов по выходным и понедельникам.
- ▶ В модели скачки вверх/вниз распределены экспоненциально, с разными параметрами.
- ▶ С помощью байесовского подхода можно оценить ненаблюдаемые компоненты модели $(q_{t_i}, \xi_{t_{i+1}}^D, \xi_{t_{i+1}}^U, h_{t_i})$.

SVDEJX* модель:

$$\begin{aligned}y_{t_{i+1}} &= y_{t_i} + \mu + \psi X_{t_{i+1}} + d_{Sat} D_{Sat,i+1} + d_{Sun} D_{Sun,i+1} + \\&\quad + d_{Mon} D_{Mon,i+1} + \sqrt{\exp(h_{t_i})} \epsilon_{t_{i+1}}^{(1)} + J_{t_{i+1}} \\h_{t_{i+1}} &= h_{t_i} + \kappa_h (\theta_h - h_{t_i}) + \sigma_h (\rho \epsilon_{t_{i+1}} + \sqrt{1 - \rho^2} \epsilon_{t_{i+1}}^{(2)}) \\J_{t_{i+1}} &= -\xi_{t_{i+1}}^D \cdot \mathbb{I}(q_{t_{i+1}} = -1) + 0 \cdot \mathbb{I}(q_{t_{i+1}} = 0) + \xi_{t_{i+1}}^U \cdot \mathbb{I}(q_{t_{i+1}} = 1)\end{aligned}$$

$y_{t_i} = \ln(S_{t_i})$ – логарифм цены

$h_{t_i} = y_{t_{i+1}} - y_{t_i}$ – логарифм цены

$X_{t_{i+1}}$ – логарифм почасовой температуры

$D_{Sat,i+1}, D_{Sun,i+1}, D_{Mon,i+1}$ – учитывают недельную сезонность

q_{t_i} – наличие скачка вверх/вниз (значения переменной ненаблюдаемы, но можно оценить вероятность скачка)

$\epsilon_{t_{i+1}}^{(1)}, \epsilon_{t_{i+1}}^{(2)} \sim N(0,1) \text{ i.i.d.}, \xi_{t_{i+1}}^D \sim \text{Exp}(\eta_D) \text{ i.i.d.}, \xi_{t_{i+1}}^U \sim \text{Exp}(\eta_U) \text{ i.i.d.}$

$\rho < 0$ – параметр "рычага", $\rho > 0$ – обратный параметр "рычага" (если большим значениям логарифма цены соответствуют большие значения дисперсии)

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

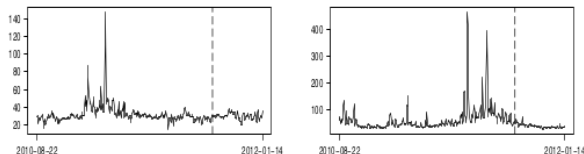


Рис.: Спотовые цены на 4 часа (не-пиковый час) и 16 часов (пиковый час), USD/MWh

PI(%)	ARX	SNARX	SIMPLE	LAD	QRA	B.Q	B.HPD
Unconditional coverage							
50	69.74	56.51	58.63	56.36	53.55	53.33	53.22
90	96.13	94.23	94.44	93.64	92.07	90.28	90.72
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)	5.6 (4.02)	5.52 (3.91)
90	21.28 (8.29)	20.73 (8.78)	25.73 (15.74)	26.2 (17.21)	21.1 (12.09)	16.08 (11.15)	15.79 (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)	4.37 (3.86)	4.29 (3.79)
90	21.34 (13.02)	20.64 (15.28)	23.22 (25.86)	21.87 (26.33)	19.51 (18.51)	12.88 (10.63)	12.70 (10.43)

Рис.: Сравнение ширины доверительных интервалов прогноза, полученных по байесовским (B_Q, B_HPD) и не байесовским моделям