



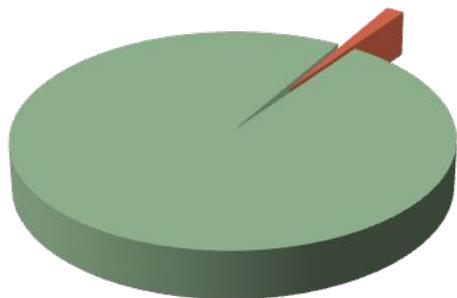
Московская
энергетическая
биржа

СРОЧНЫЙ РЫНОК В ЭНЕРГЕТИКЕ

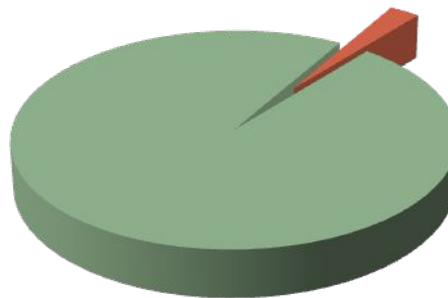


Московская
энергетическая
биржа

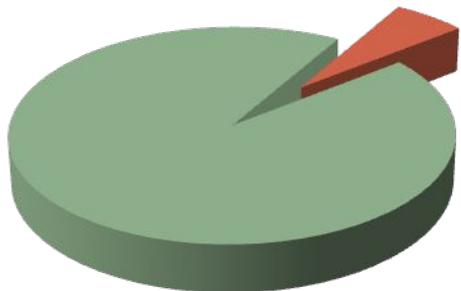
Значимость электроэнергетики в экономике России



0,5% – 1,5%*
Строительство,
машиностроение,
сельское хозяйство,
производство кокса,
нефтепродуктов,
ядерных материалов



2,0% – 2,6%*
Транспорт и связь,
производство и
распределение газа,
воды, пара, добыча
полезных
ископаемых



4,9% – 6,1%*
Химическая
промышленность,
металлургия



17,8%*
Электроэнергетика

* Доля затрат на электроэнергию в стоимости конечного выпуска



□ ЦЕНОВЫЕ КОЛЕБАНИЯ

- ИЗМЕНЕНИЕ СПРОСА/ПРЕДЛОЖЕНИЯ.
- ИНФРАСТРУКТУРНЫЕ ОГРАНИЧЕНИЯ (СОСТАВ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ, РЕМОНТЫ, СЕТИ).
- АВАРИИ.
- СТОИМОСТЬ ТОПЛИВА.
- ПОГОДА.

Отсутствие страхования ценовых рисков приводит к тому, что в случае непредвиденных природных катаклизмов, крупных аварий на ключевых энергообъектах, государству приходится вмешиваться в ценообразование. В тех станах, где функционирует рынок ФК, потребители более защищены, проблемы решаются рыночными методами.



□ **ПРОИЗВОДИТЕЛИ**

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ФИКСИРОВАННОЙ ДОХОДНОСТИ:

- Стабилизировать поток денежных средств и более точно прогнозировать объем денежных поступлений от продажи электроэнергии.

□ **ПОТРЕБИТЕЛИ**

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ФИКСИРОВАННОЙ ЦЕНЫ:

- Снизить зависимость размера средств на оплату электроэнергии от колебаний цен на РСВ.
- Исполнять бизнес-планы в части затрат на электроэнергию вне зависимости от ценовых колебаний.

СБЫТОВАЯ КОМПАНИЯ:

- Предложение новых продуктов с привязкой (фиксацией) цен.



- **РД** (с 2011 года не будет).
- **СДД**. Обладают недостатками:
 1. Риск неплатежей контрагентов.
 2. Распределение небаланса рынка.
 3. Невозможность закрыть позицию в случае неблагоприятного изменения цены.
 4. Налоговые риски (ст.40 НК РФ).
- **Фьючерсы**.

Достоинства: Стандартизация. Ликвидность. Рыночность цены.
Гарантированные расчеты.

Недостаток: необходимость депонировать денежные средства под проведение расчетов.



- Биржа предлагает схему, в которой для участников становится не важно, какую ГТП использовать в качестве ГТП договора.
- В итоге финансовый результат контрагентов получается таким же, как если бы в качестве точки поставки был указан хаб.
- Следовательно, вопрос о сравнении цен в ГТП участника и ГТП договора сводится к сравнению цены в ГТП участника и индекса хаба.
- Эффективность хеджирования напрямую зависит от того, насколько хорошо коррелируют цены в ГТП участника и индекс хаба.

- Участник ОРЭМ выбирает хаб.
- Пример. Имеет четкую корреляцию с хабом Центр.
 - цена в его ГТП ↑, когда хаб ↑
 - цена в его ГТП ↓, когда хаб ↓

■ ГТП	220	490	520	720	610	520	470
■ Центр	200	470	500	700	590	500	450
	разница 20						



**Если корреляция между его ГТП и хабом близка к 100%,
то и эффективность хеджирования близка к 100%.**



Что означает цена в заявке на Московской энергетической бирже

- Если необходимо купить в своей ГТП **не дороже 520 руб.**, то в хабе нужно покупать фьючерсный контракт по 500, т.е выставить на Московской энергетической бирже заявку на покупку по цене – 500 или меньше.
- Если необходимо продать в своей ГТП **не дешевле 520 руб.**, то в хабе нужно продать фьючерсный контракт по 500, т.е выставить на Московской энергетической бирже заявку на продажу по цене – 500 или выше.



- Пример.

Покупатель планирует купить 4 000 МВт*ч по цене не выше чем 930 руб/МВт.ч. в своей ГТП. Цены в ГТП покупателя коррелируют с индексом хаба «Центр», причем цена в ГТП этого покупателя всегда на 10 меньше, чем в хабе Центр. А у его контрагента цена всегда на 20 выше, чем в хабе Центр. Продавца устраивает цена продажи 950, а покупателя цена покупки 920.

ГТП Покупателя	Хаб Центр (Цена фьючерса)	ГТП Продавца
790	800	820
860	870	890
920	930	950
960	970	990

На Бирже они заключают фьючерсный контракт по цене 930



Дата	Расчетная цена фьючерса	Средняя цена в Хабе	ГТП Продавца	ГТП Покупателя	Вариационная маржа покупателя	Вариационная маржа продавца
1 день (день заключения контракта)	930	930	950	920	-	-
2 день	935	932	952	922	+5	-5
3 день	939	940	960	930	+4	-4
---	-	-	-	-	-	-
Последний день торгов фьючерсом	955	954	974	945	+16	-16
День исполнения	-	956	976	946	+1	-1
Итого	-	-	-	-	+26	-26

Таким образом, заключая фьючерсный контракт покупатель и продавец фиксируют для себя цену в будущем.

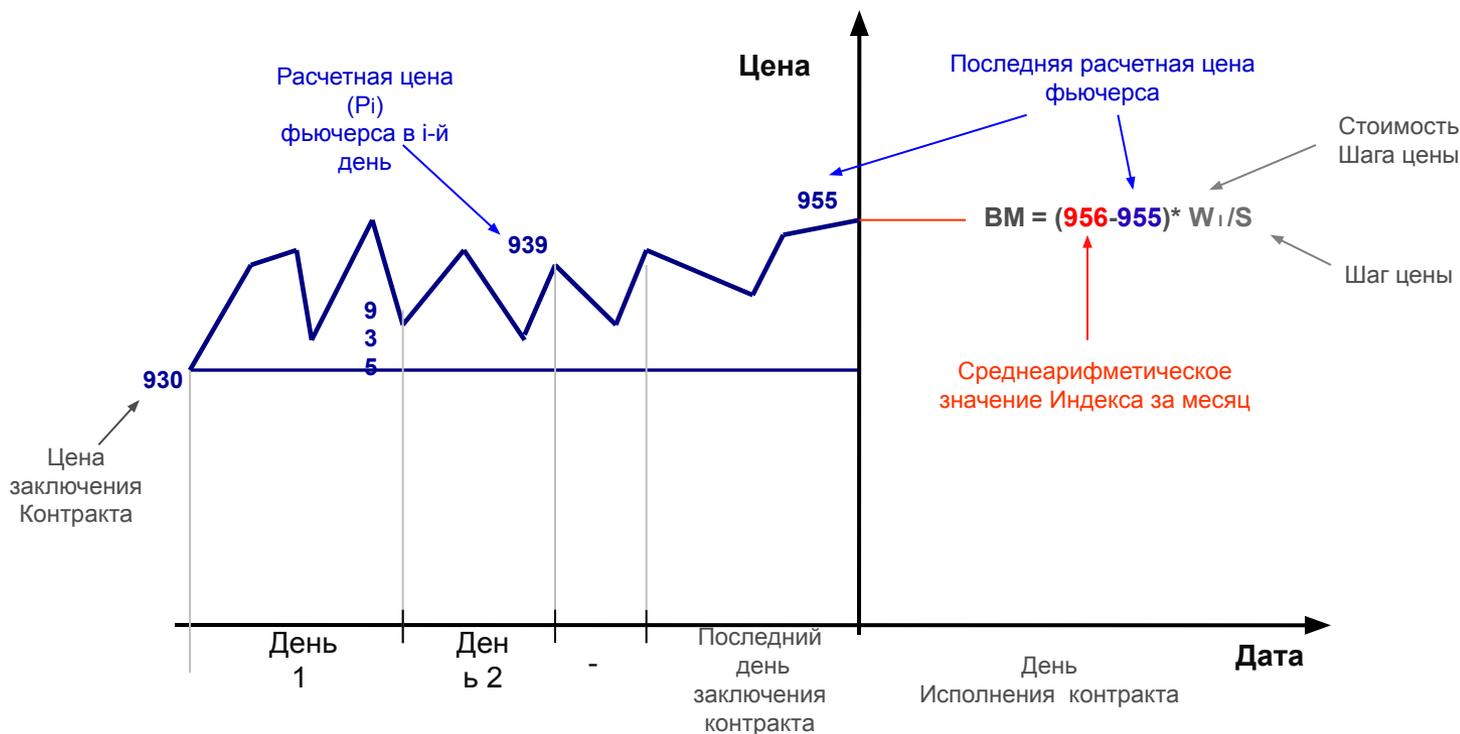


Расчет вариационной маржи

$$BM_1 = (935 - 930) * W_1 / 1$$

$$BM_i = (P_i - P_{i-1}) * W_1 / S$$

$$\text{Суммарная } BM = BM_1 + BM_2 + \dots + BM_i$$





1. Фиксация цены мощности в биржевых СДЭМ

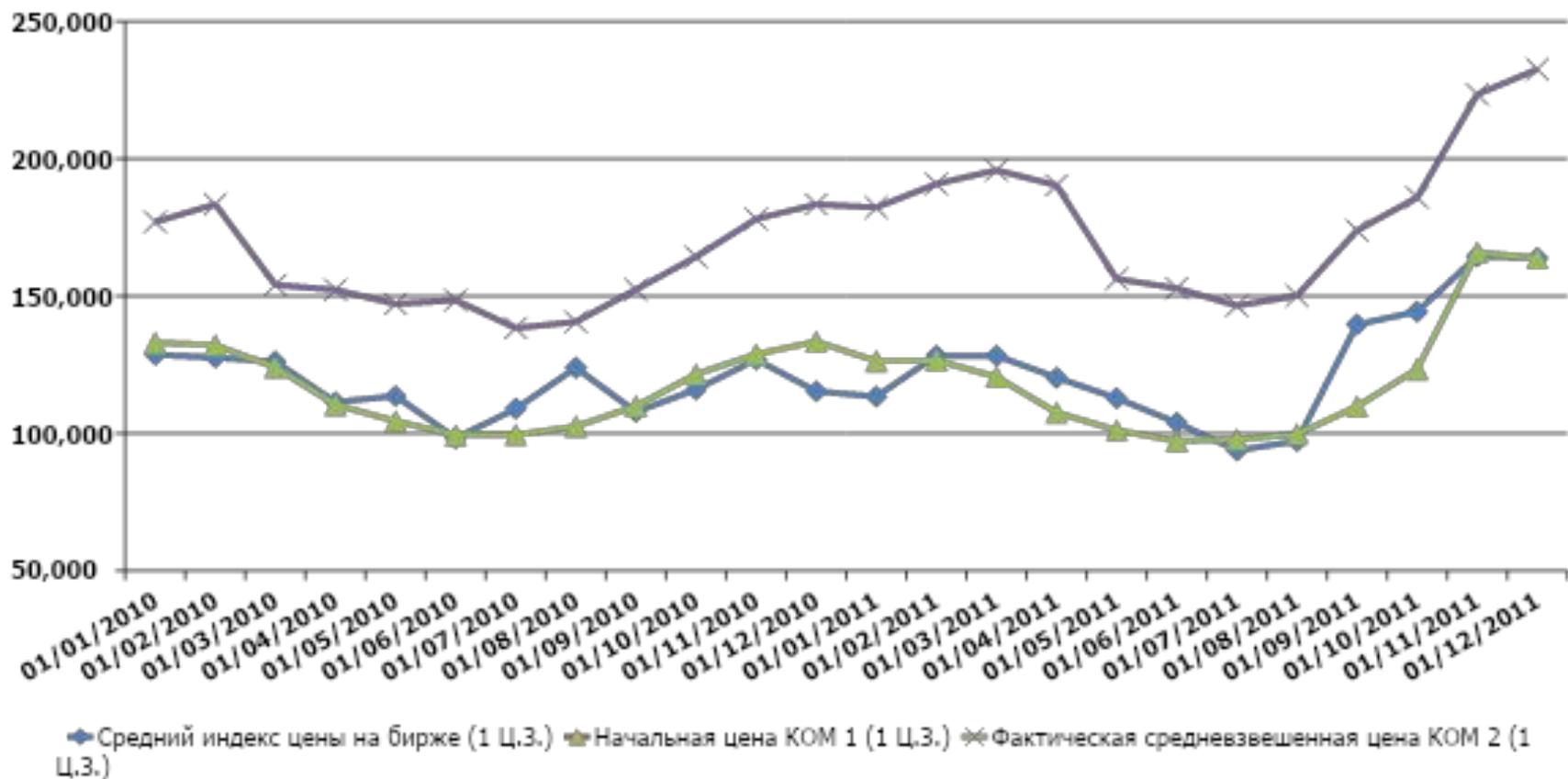
- Участники, заключая СДЭМ, формируют стоимость СДЭМ из двух составляющих: стоимость электрической энергии и стоимость мощности, при этом прогнозируют возможную цену электроэнергии в месяц поставки.
- Фактическая цена мощности по биржевому СДЭМ — это разность между значением цены СДЭМ и стоимостью электрической энергии, входящей в состав лота, на РСВ в период поставки.

Каким образом цена электроэнергии влияет на фактическую цену мощности можно увидеть на следующем слайде.



Практическое применение фьючерсов

- изменение цены мощности в биржевых СДЭМ в зависимости от цены электроэнергии на РСВ





Пример для покупателя:

Заключив СДЭМ на август 2009 г. он заплатил за 1 Мвт. мощности и 147 Мвт. ч. электроэнергии в часы пик 232 095 руб. При этом, он планировал купить мощность по начальной средневзвешенной цене (КОМ1) - **102 000** руб., цену электроэнергии в период поставки определил в 885 руб. за 1 Мвт.ч, прогнозируя ее сезонный рост. **На дату заключения СДЭМ эти цены устраивали и покупателя и продавца!**

Чтобы зафиксировать цену мощности в 102 000 руб. он продает по фьючерсу 147 Мвт.ч. электроэнергии по цене 885 руб. (возможно адресной сделкой с тем же продавцом).

По факту в августе 2009 г., вместо прогнозируемого роста, цена на электроэнергию снижалась и составила 740 руб. Таким образом, фактическая цена мощности составила **123 220** рублей.

При этом по фьючерсу он получил 21 315 рублей: $(885-740)*147$ и цена покупки 1 Мвт. мощности составила **102 000** руб.



Пример для производителя:

Заключив СДЭМ на декабрь 2009 г. он получил от покупателя за 1 Мвт. мощности и 156 Мвт.ч. электроэнергии в часы пик 252 000 руб. Предположим, что он планировал продать мощность по начальной средневзвешенной цене (КОМ1) - **133 440** руб., цену электроэнергии в период поставки определил в 760 руб. за 1 Мвт.ч., планируя небольшой рост цены по сравнению с ноябрем. **На дату заключения СДЭМ эти цены устраивали и покупателя и продавца!**

Чтобы зафиксировать цену мощности в 133 400 руб. он покупает по фьючерсу 156 Мвт.ч. электроэнергии по цене 760 руб. (возможно адресной сделкой с тем же покупателем).

По факту в декабре 2009 г., цена на электроэнергию резко возросла и составила 907 руб. Таким образом, фактическая цена мощности составила **110 500** рублей.

При этом по фьючерсу он получил 22 932 рубля: $(907-760)*156$ и цена мощности составила **133 440** руб.



- хеджирование цены электроэнергии на РСВ покупателем

**Динамика значений индекса хаба «Урал»
в базовые часы суток, за период 11.2009-03.2010гг.**





■ Пример для покупателя электроэнергии.

Предположим, что покупатель планирует в январе 2010г. купить 744 МВт*ч (один Мвт.ч. каждый час января) в своей ГТП по цене не выше 720 руб./МВт*ч.

Цены в ГТП покупателя коррелируют с индексом хаба «Урал».

Средняя цена электроэнергии в декабре 2009 г. – 750 руб.

Риски потребителя

за январь цена поднимется выше 720 руб./МВт*ч (т.е. придется покупать э/э дороже).

Для хеджирования риска **повышения** цен на РСВ **покупает** на бирже фьючерсные контракты EUBM -1.10 (10 шт.) на этот же объем с исполнением в январе 2010г.

Дата биржевой сделки – 30 декабря 2009г.

Цена биржевой сделки – 715 руб./МВт*ч

Общая стоимость заключенных контрактов – **531 960** руб.



На момент расчетов средняя цена на РСВ в январе, в хабе Урал составила 854 руб./МВт*ч (см. график).

Финансовый результат:

Без хеджирования:

Затраты на РСВ = $854 * 744 = 635\,376$ руб., что на **103 416** руб. (531 960-635 376) больше запланированных затрат.

С учетом хеджирования:

Затраты на РСВ = $854 * 744 = 635\,376$ руб.

Выплаты по Вариационной марже по фьючеру = $(854 - 715) * 74,4 * 10 = + 103\,416$

Фактическая стоимость покупки = $635\,376 - 103\,416 = 531\,960$ руб.

Фактическая стоимость 1 МВт*ч = $531\,960 / 744 = 715$ руб./МВт.ч



- хеджирование цены электроэнергии на РСВ продавцом

**Динамика значений индекса хаба «Урал»
во все часы суток, за период 09.2009-12.2009гг.**





- **Пример для производителя электроэнергии.**

Производитель планирует в октябре 2009 г. продать 3 720 МВт*ч по цене не ниже 700 руб. /МВт.ч.

Цены в ГТП производителя коррелируют с индексом хаба «Урал».

Средняя цена электроэнергии в сентябре – 768 руб.

Риски производителя:

Прогнозируя сезонное снижение цен, производитель опасается, что цена на РСВ в октябре упадет ниже 700 руб./МВт*ч.

Для хеджирования риска **понижения** цен на РСВ **продает** фьючерсные контракты EUBM -10.09 (50 шт.) на этот же объем с исполнением в октябре 2009 г.

Дата биржевой сделки – 25 сентября 2009 г.

Цена биржевой сделки – 710 руб./МВт.ч

Общая стоимость заключенных контрактов – 2 641 200 руб.



На момент расчетов средняя цена на РСВ в октябре в хабе «Урал» составила 693 руб./МВт.ч. (см. график).

Финансовый результат:

Без хеджирования:

Выручка на РСВ = $693 * 3720 = \underline{2\,577\,960}$ руб., что на **26 040** руб. ниже от запланированной выручки.

С учетом хеджирования:

Выручка на РСВ = $693 * 3720 = 2\,577\,960$ руб.

Выплаты по Вариационной марже по фьючерсу = $(710 - 693) * 74,4 * 50 = + \mathbf{63\,240}$

Общая выручка = $2\,577\,960 + 63\,240 = \mathbf{2\,641\,200}$ руб.

Фактическая стоимость 1 МВт*ч = $2\,641\,200 / 3\,720 = \mathbf{710}$ руб./МВт.ч.



□ **ОРГАНИЗАТОР ТОРГОВ. БИРЖА**

- ОАО «МОСКОВСКАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БИРЖА»

□ **КЛИРИНГОВЫЙ ЦЕНТР**

- ЗАО «КЦ РТС». ФУНКЦИИ – ЦЕНТРАЛЬНЫЙ КОНТРАГЕНТ, ГАРАНТ ИСПОЛНЕНИЯ СДЕЛОК

□ **БРОКЕРЫ**

- КОМПАНИИ ЭНЕРГОСЕКТОРА
- ФИНАНСОВЫЕ ИНСТИТУТЫ

□ **УЧАСТНИКИ ТОРГОВ (КЛИЕНТЫ БРОКЕРОВ)**

- КОМПАНИИ ЭНЕРГОСЕКТОРА
- ФИЗИЧЕСКИЕ ЛИЦА



- **Брокеры** – это компании, обладающие лицензией биржевого посредника, дающей право на заключения сделок с фьючерсами на бирже.
- **Клиенты брокеров** – юридические и физические лица.
- **Услуги брокеров:**
 - управление портфелем, контроль денежной позиции.
 - предоставление брокерских торговых систем.
 - отчетность перед клиентом.
 - аналитика.



- **СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЦЕНЫ - НЕПРЕРЫВНЫЙ ДВОЙНОЙ ВСТРЕЧНЫЙ АУКЦИОН.**
- **ВЫСТАВЛЕНИЕ ЗАЯВОК В БИРЖЕВУЮ СИСТЕМУ.**
 - БЕЗАДРЕСНЫЕ:
 - ПО РЫНКУ.
 - ПО КОНКРЕТНОЙ ЦЕНЕ.
 - АДРЕСНЫЕ:
 - ПО КОНКРЕТНОЙ ЦЕНЕ.
- **ВРЕМЯ ТОРГОВ 10:00-23:50 (ВРЕМЯ МОСКОВСКОЕ)**
- **КЛИРИНГ – СИСТЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ СТОРОН ПО СДЕЛКАМ:**
 - ПРОВОДИТСЯ В 14:00 И В 18:45
 - ПЕРЕРАСЧЕТ ТРЕБОВАНИЙ ПО ВАРИАЦИОННОЙ МАРЖЕ



- Расчетные фьючерсные контракты на среднюю цену электроэнергии в определенный месяц.
Исполняются путем перечислением вариационной маржи – разницы между ценой контракта и ценой базового актива.
- **Базовый актив** - Индекс средней цены электроэнергии в хабах Центр и Урал Первой ЦЗ в базовые и пиковые часы поставки электрической энергии.

Почему хаб? Близкая к 95-99% корреляция индекса хаба с ценой большинства ГТП.



Расчет индексов Хабов направлен на минимизацию рисков манипуляций ценой базисного актива:

- Конкурентные условия для субъектов (индекс концентрации рынка Герфиндаля-Гиршмана (ННІ) для всей совокупности субъектов, корреляция которых с индексом хаба максимальна, не превосходил 1800 пунктов (умеренно концентрированный рынок).
- Индексы Хабов – среднее арифметическое цен РСВ в узлах высокого напряжения (не менее 220 кВ).
- Число узлов каждого хаба – порядка 100 или более.
- индекс хаба обладает меньшей волатильностью по сравнению с отдельно взятыми узлами.