

Перспективы развития Российского энергорынка

Вице-президент по управлению
портфелем производства и трейдингу

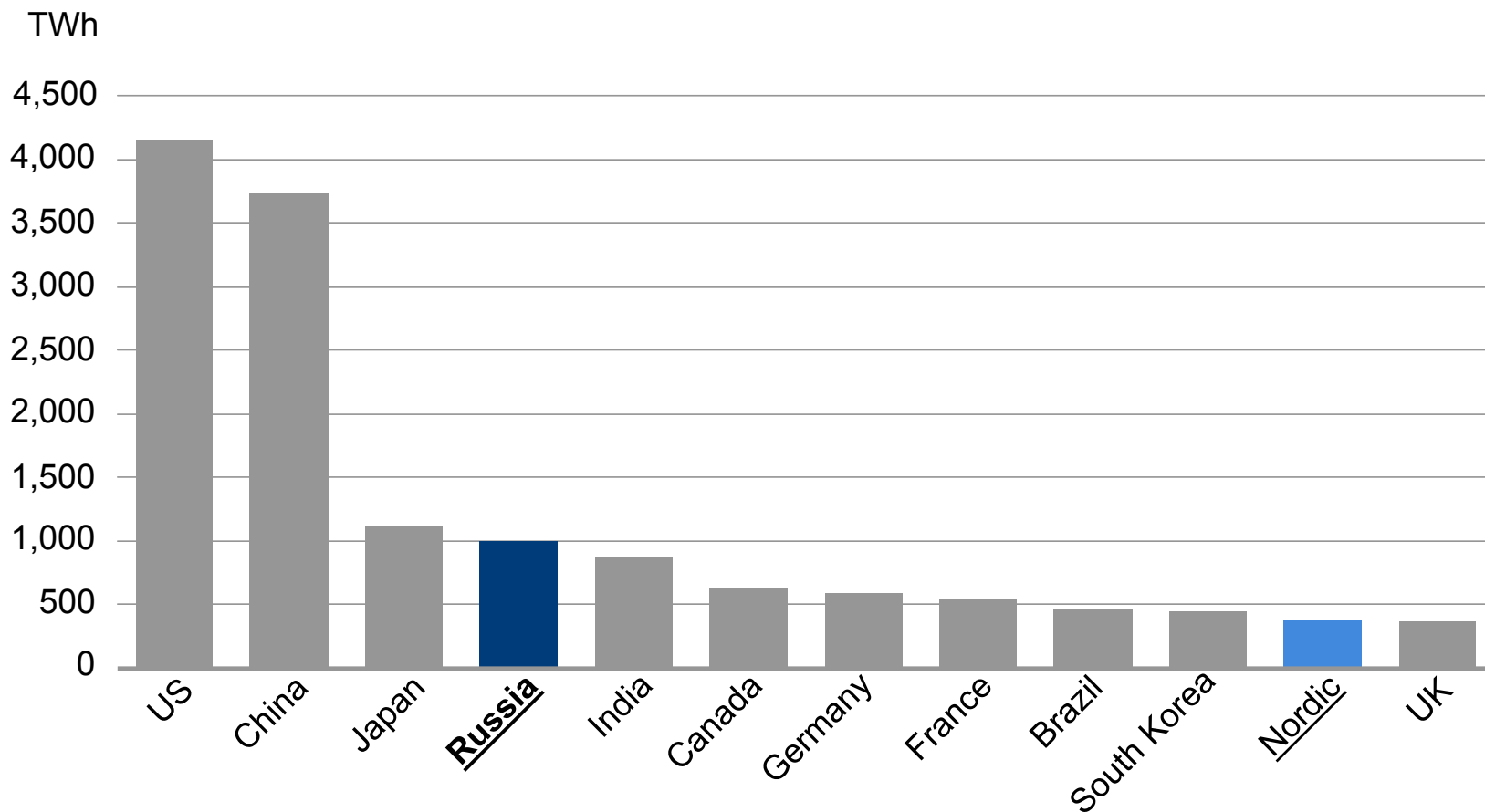
Юрий Ерошин

Yuriy.eroshin@fortum.com

Содержание

- Россия и Фортум;
- Опасения по развитию рынков электроэнергии и мощности;
- Предложения по изменению модели оптового рынка;

Россия одна из крупнейших стран по объемам производства электроэнергии...



Data 2009 based on gross output.
Source: BP Statistical Review of World Energy June 2010

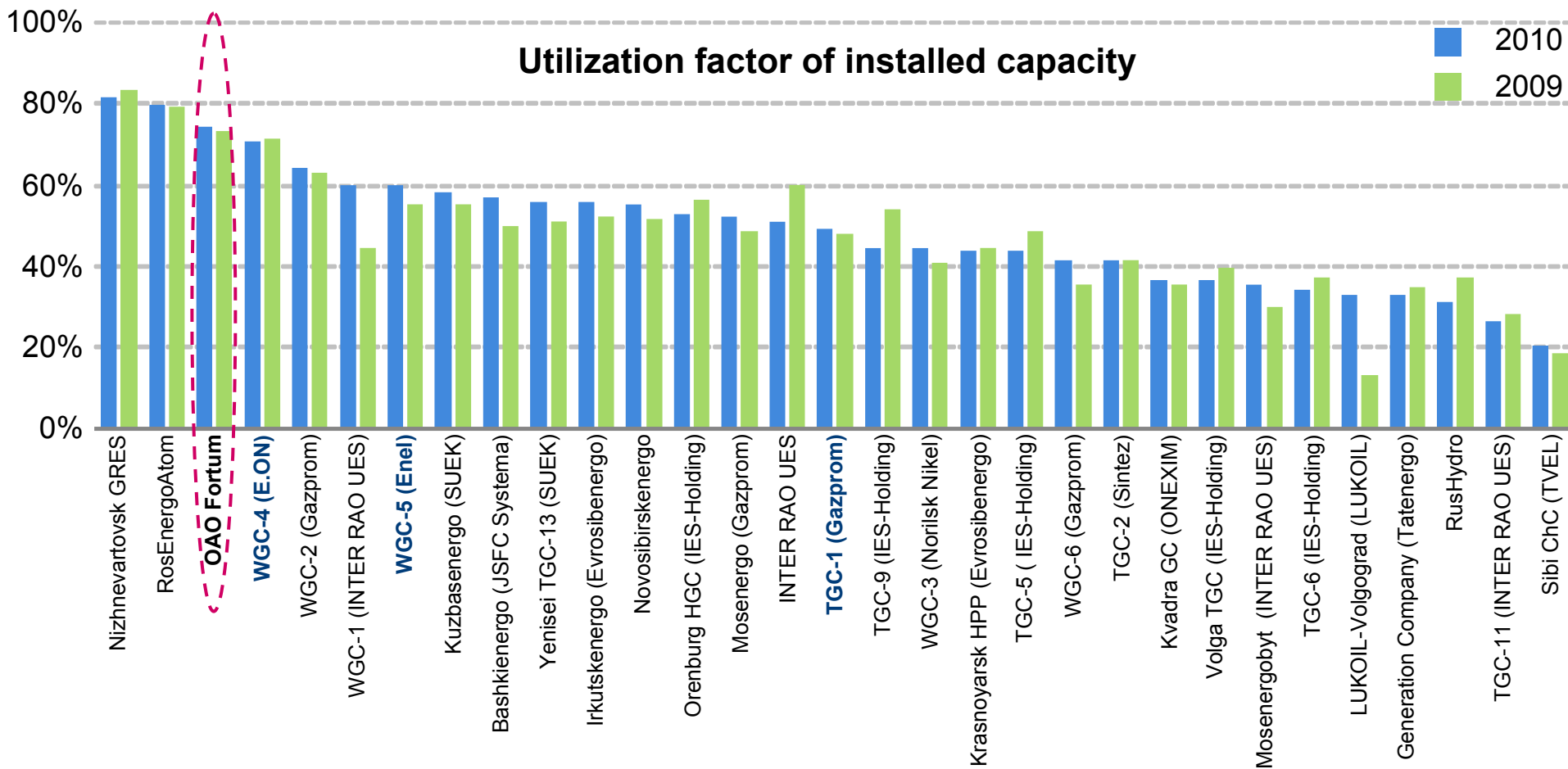
...но и одна из самых неэффективных стран в потреблении электроэнергии

	1990	1995	2000	2005	2007
Belarus	1.5	1.7	2.4	3.1	3.6
Canada	3.5	3.5	3.9	4.2	4.4
China	1.4	2.1	3.1	3.2	3.5
Germany	5.8	6.7	7.4	7.6	8.3
Kazakhstan	1.6	1.4	2.0	2.3	2.4
Russia	2.2	1.9	2.1	2.6	2.9
Saudi Arabia	5.3	4.1	3.9	3.5	3.4
Ukraine	1.7	1.2	1.4	1.8	2.2
United States	4.2	4.4	4.9	5.4	5.6

Доллары ВВП заработанные на каждом произведенном в стране кВтч

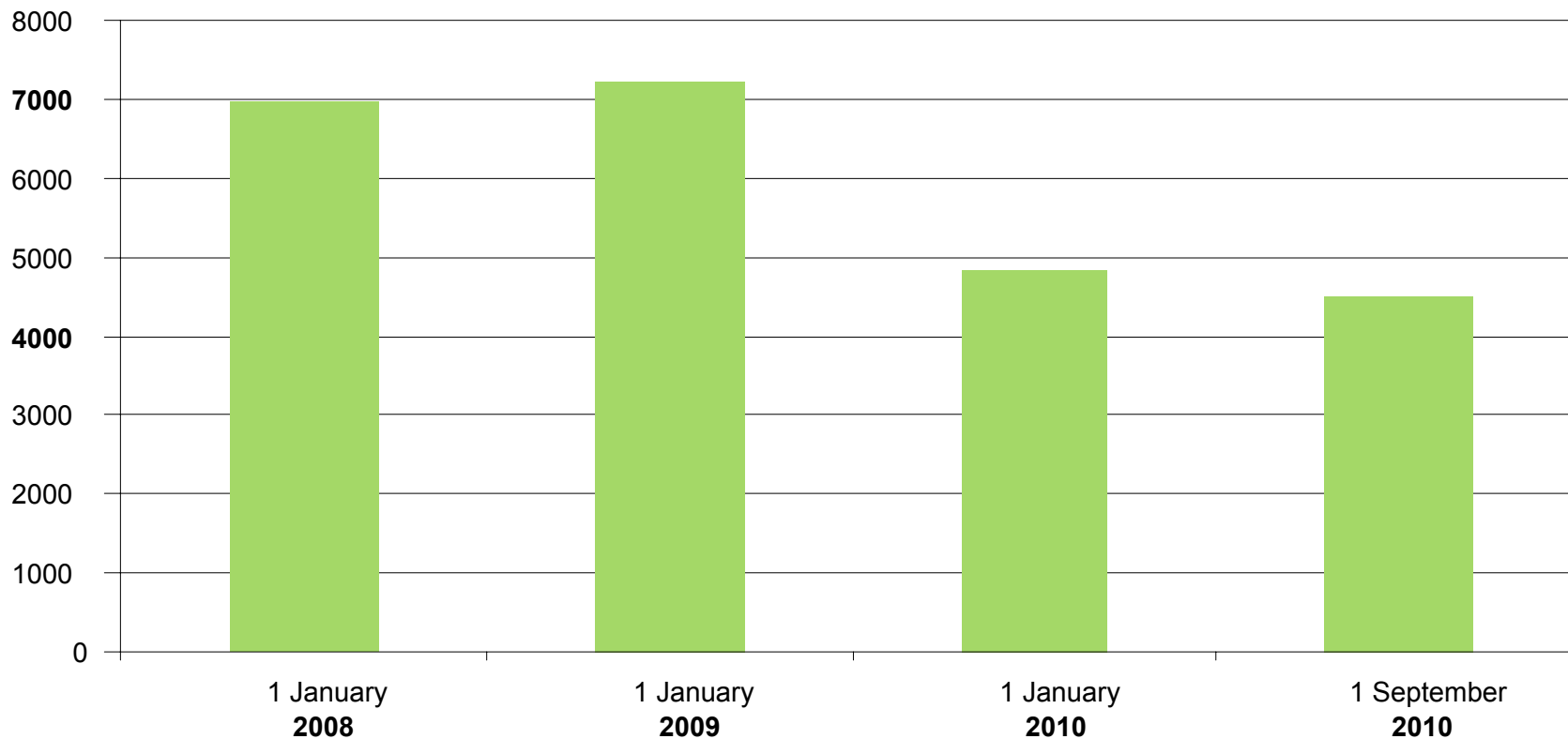
Data 2009 based on gross output.
Source: BP Statistical Review of World Energy June 2010

Уже сегодня электроэнергия Фортума одна из наиболее востребованных на либерализованном энергорынке России в силу эффективности ее производства...



... и Фортум продолжает повышать эффективность работы электростанций

Например за счет автоматизации технологических процессов и снижения задействованного в них персонала



Но основное направление повышения эффективности – реализация самой интенсивной в России инвестиционной программы

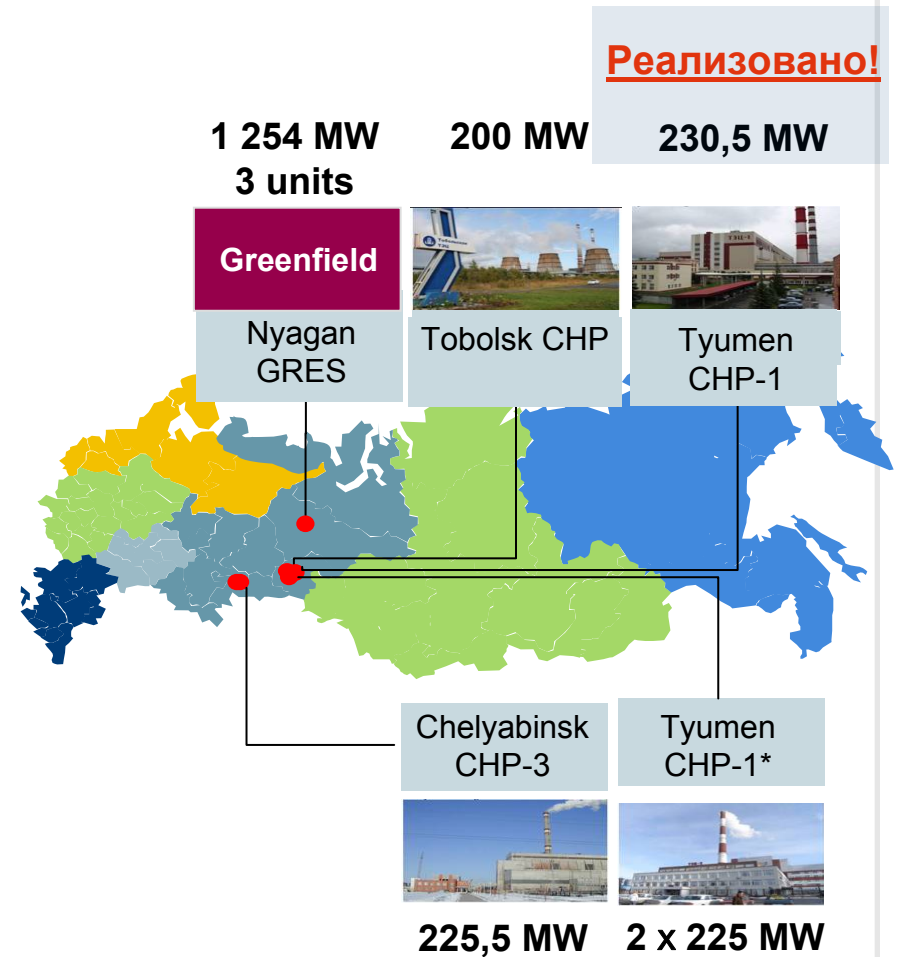
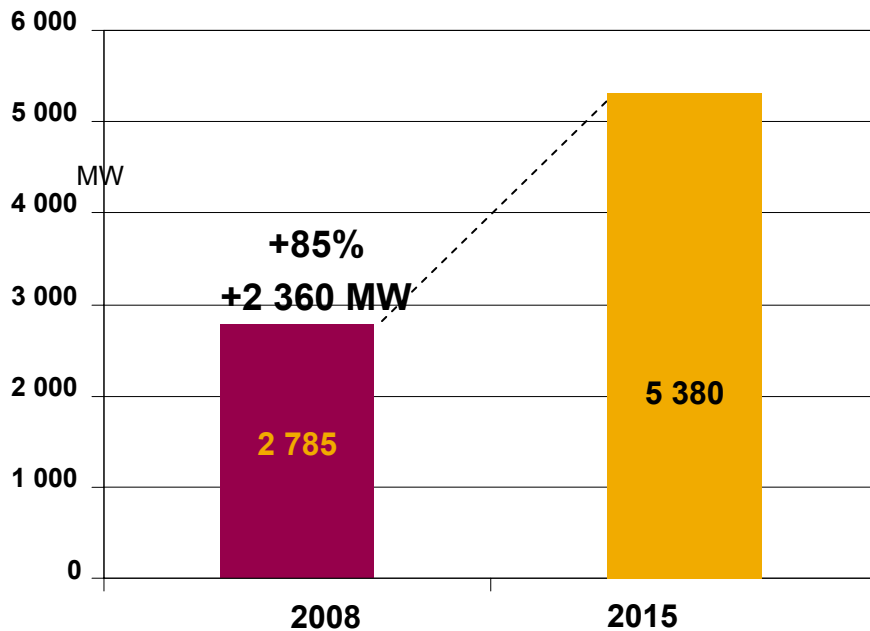
	Initial largest owners	Installed electricity generation capacity, 2007, GW	Investment obligation 2008-2012, GW
OGK-1	FGC, Roshydro	9.5	3.5
OGK-2	Gazprom	8.7	2.8
OGK-3	Norilsk Nickel	8.5	2.1
OGK-4	Eon (Germany)	8.6	2.4
OGK-5	Enel (Italy)	8.7	1.8
OGK-6	Gazprom	9.1	1.9
TGK-1	Gazprom, Fortum (Finland)	6.2	4.4
TGK-2	Sintez	2.5	1.5
TGK-3 Mosenergo	Gazprom, Moscow City	10.7	4.2
TGK-4 Kvadra	Onexim (Prohorov)	3.3	1.4
TGK-5	IES (Vekselberg)	2.5	0.4
TGK-6	IES, FGC	3.1	0.5
TGK-7 Volskaja TGK	IES, FGC	6.9	0.5
TGK-8 Southern TGK	Lukoil	3.3	1.5
TGK-9	IES	3.3	1.7
TGK-10	Fortum (Finland)	2.8	2.3
TGK-11	SUEK, E4, Lukoil	2	0.5
TGK-12 Kuzbassenergo	SUEK	4.4	1.1
TGK-13 Yenisei TGK	SUEK	2.5	0.5
TGK-14	Energopromsbyt (RZD & ESN)	0.6	0.05
OGKs and TGKs together		107	35

- В среднем генерирующие компании инвестируют в развитие новых мощностей – **327 USD/МВт действующей мощности,**

- Фортум развивает новую генерацию практически в 3 раза интенсивнее – **820 USD/МВт действующей мощности**

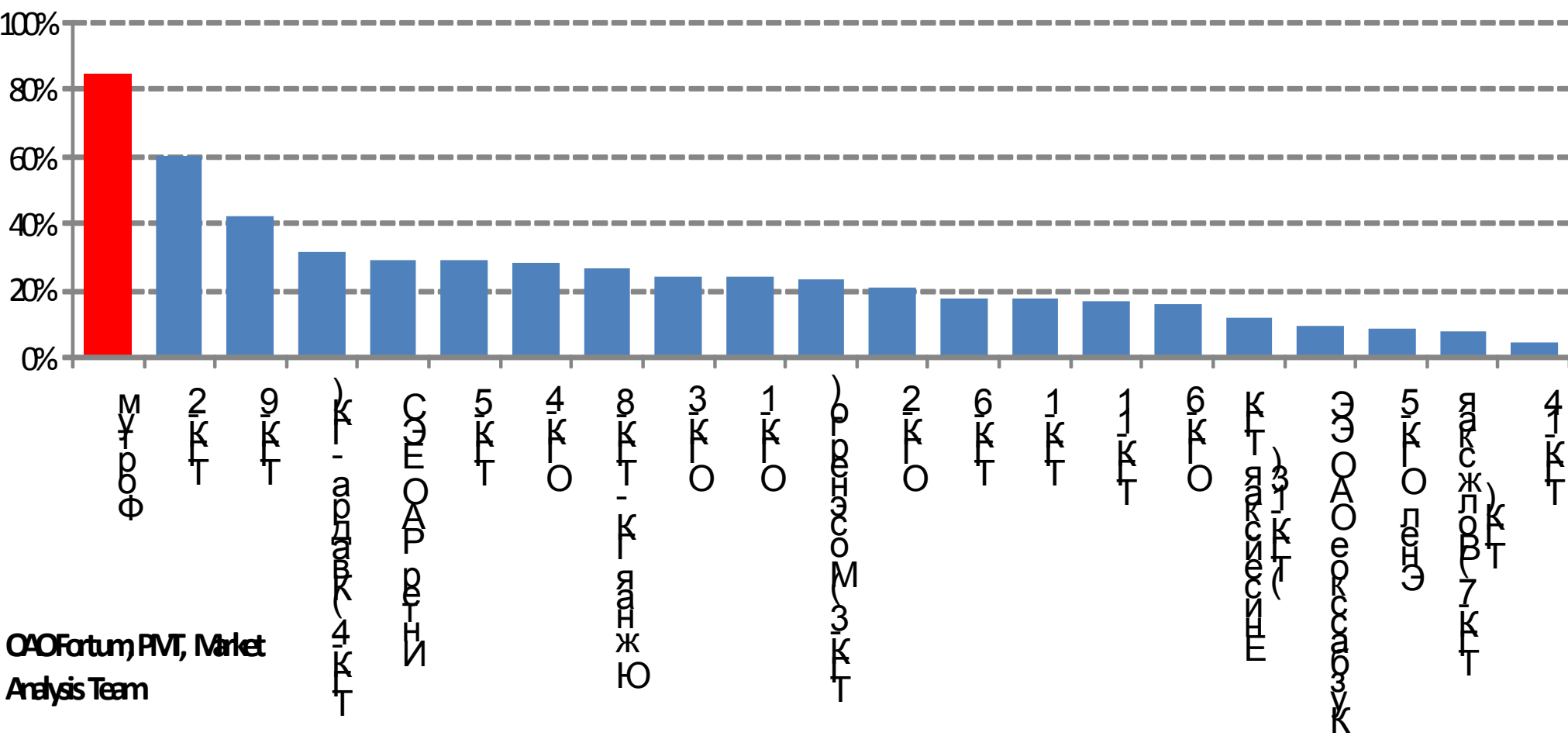
Инвестиционная программа Фортум

- Полный объем инвестиций в новую генерацию более 2 млрд евро.
- Почти удвоение электрической установленной мощности (прирост около 85%)



*Construction of power unit of 418 MW at Tyumen CHP-2 has been substituted by construction of two CCGT 225 MW each at Tyumen CHP-1

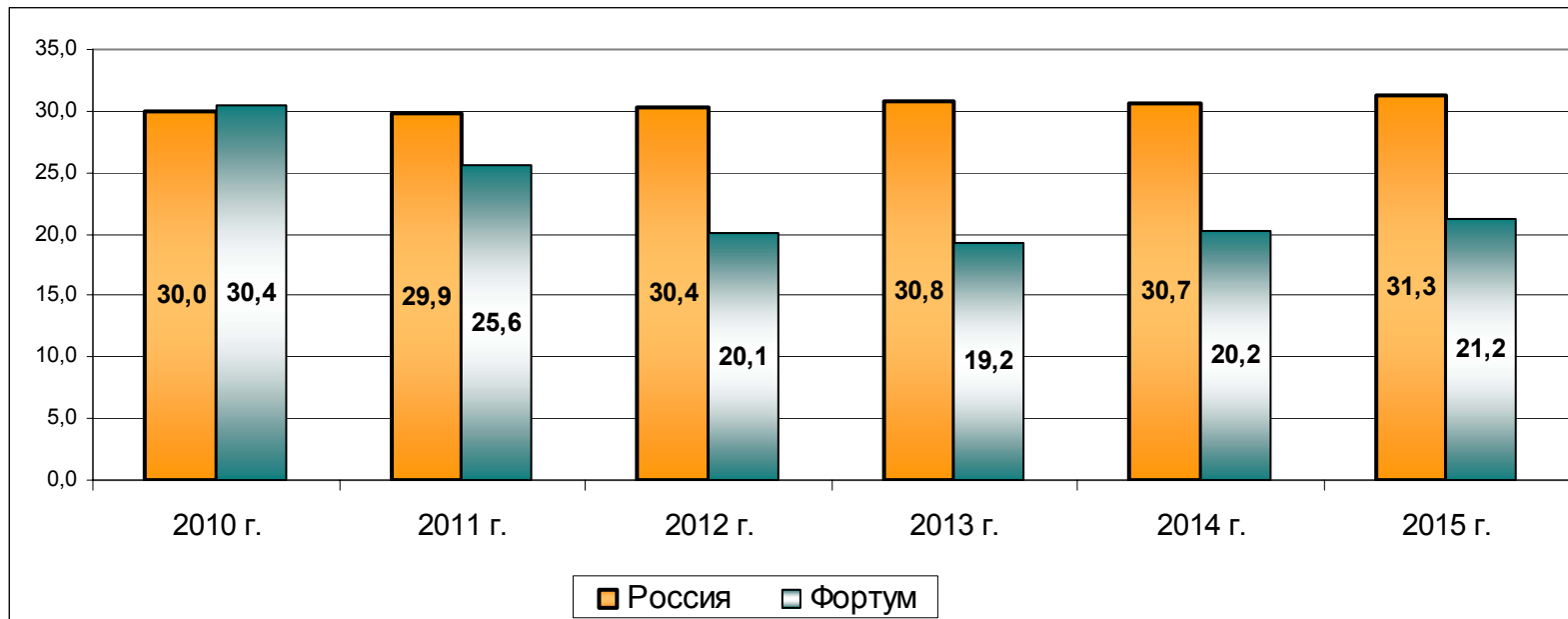
...и первая по относительному приросту установленной мощности



АО Fortum PVT, Market Analysis Team

В результате реализации инвестпрограммы уже к 2014 году:

Фортум станет самой современной генерирующей компанией России по среднему возрасту генерирующего оборудования:



А также самой надежной и энергоэффективной (по среднему расходу топлива), НО...

...Цель инвестирования будет достигнута только тогда, когда вложения в новые современные вводы вернутся частным инвесторам

Опасение №1. Российских регуляторов больше не тревожит инвестиционная привлекательность генерации, их беспокоит сдерживание за их счет цены на электроэнергию.

Российская энергосистема уже вроде бы стабильна в части баланса спроса и предложения на генерирующую мощность

Системный оператор уже анонсировал, что до 2016 года ожидаемый прирост потребления полностью покрывается существующими инвестиционными программами генерирующих компаний

Вывод примерно 10 ГВт установленной мощности был учтен в данных расчетах

Year	CSA installed capacity increase	NUCLEAR installed capacity increase	HYDRO installed capacity increase	Demand increase	Decommissioning	Balance change
2010	4421	1000	109	-	-	-
2011	3247	0	1021	2593	1666	9
2012	3409	1000	2078	3701	1145	1641
2013	4004	2369	1777	4539	2624	987
2014	5500	1980		3313	1799	2368
2015	2443	1199		4592	2586	-3536
2016	420	2320		5904	-	-3164
Total	23444	9868	4985	24640	9820	

Таким образом, вопрос об стимулировании инвестиций в генерацию ушел с повестки наиболее приоритетных вопросов у Российских регуляторов

В предвыборные годы всех волнует удержание роста цен на электроэнергию.

В связи с чем при подготовке к проведению тарифной кампании на 2011 год Премьер министр России Владимир Путин дал поручение по недопустимости роста тарифов более чем на 15%.

Российский энергорынок наводнен механизмами позволяющими государству жестко контролировать цены и их становится все больше...

Инструменты 2010	Новые инструменты 2011
<ul style="list-style-type: none">- Сглаживание цен РСВ;-Перекрестка между теплом и мощностью;-Жесткие ограничения по подачам заявок в рынок на сутки вперед-Нагрузка неплатежей Северного Кавказа лежит на генераторах, а не на государстве, которое должно отвечать за стабильность своих регионов	<ul style="list-style-type: none">-Существенно выросла доля электроэнергии и мощности, продаваемой по регулируемым ценам (поросло население в регулируемых договорах, добавились вынужденные и самые дорогие генераторы);-Прайскэпы на мощность были установлены для большинства генераторов на уровне не обеспечивающих покрытие условно-постоянных затрат;-ТЭЦ лишились части выручки по мощности из за перехода на оплату средней располагаемой мощности (и это никак не компенсировалось ценой)-Ограничение по недопущению темпов роста цен на электроэнергию не более чем на 15%

Внедрение подобного рода инструментов – неоправданный удар по либерализации и предсказуемости оптового рынка.

Результат – нет инвестиций в модернизацию действующих мощностей, нет длинных двусторонних договоров, нет ликвидного рынка финансовых контрактов на электроэнергию

Российские регуляторы не уделяют внимания тому, что основной способ снижения цен энергорынка – его полная либерализация в том числе на стороне потребителя.

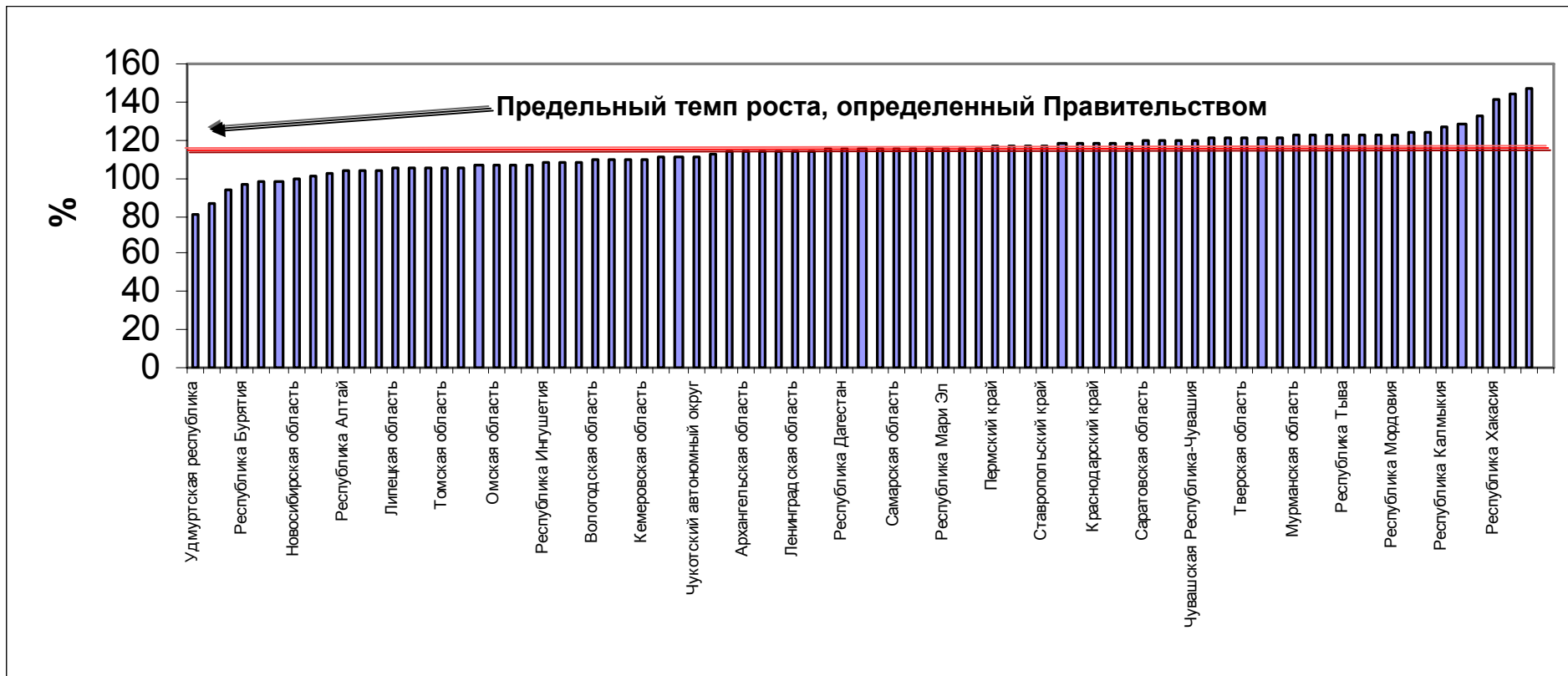
До тех пор пока потребителя будут представлять на энергорынке не заинтересованные в снижении цен гарантирующие поставщики – розничным потребителям остается лишь строить локальные и менее эффективные альтернативные источники энергоснабжения.

Возможность заключения прямых договоров между конечными потребителями и генерирующими компаниями одномоментно разрушит монополию гарантирующих поставщиков и даст серьезную конкуренцию на ОРЭ – а следовательно снижение цен.

Опасение №2. Российские регуляторы накачивают деньгами от потребителей в первую очередь государственные Русгидро и Росэнергоатом, сетевые компании.

В условиях прайс-кэпа это означает перераспределение ограниченного объема выручки с конечного потребителя от частной генерации в государственную, а также в государственные сети

Рост среднеотпускного тарифа на электроэнергию в 2011 году



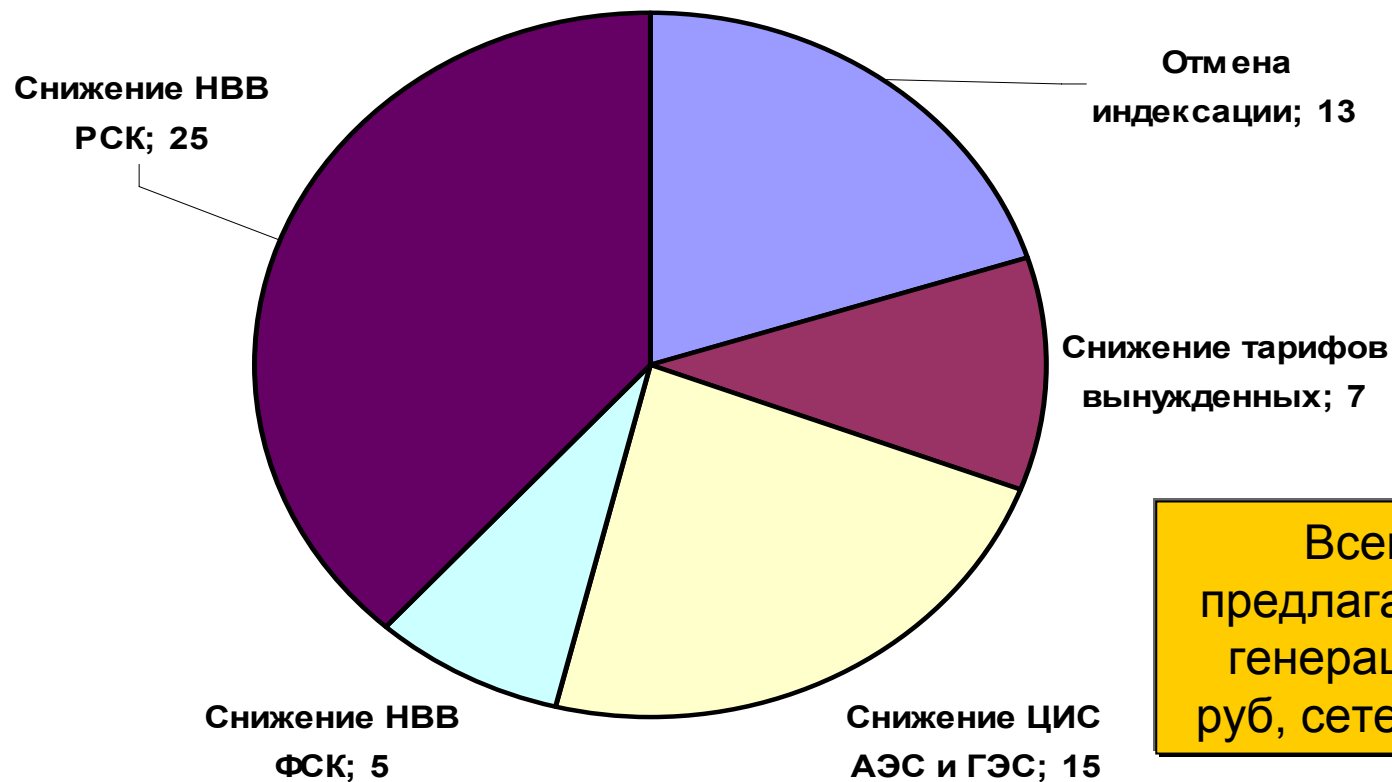
Темп роста среднеотпускного тарифа составил 115,6% в среднем по России.

При этом только в 38 регионах рост выше 15%, а в остальных (их большинство) – ниже.

Лидерами прироста НВВ на 2011 год стали сетевые компании Тепловая генерация – аутсайдер.

		НВВ 2010, млрд.руб	НВВ 2011, млрд.руб	<u>Рост, %</u>
Росатом	Brub	189	229	<u>21</u>
Русгидро	Brub	73	85	<u>16</u>
Тепловые электростанции	Brub	756	843	<u>12</u>
Электрические сети (ФСК+МРСК)	Brub	513	643	<u>25</u>
Всего НВВ	Brub	1531	1800	<u>18</u>
Изменение потребления	TWh	754	770	<u>2</u>
Рост среднеотпускной цены	Rub/kWh	2,0	2,3	<u>15</u>

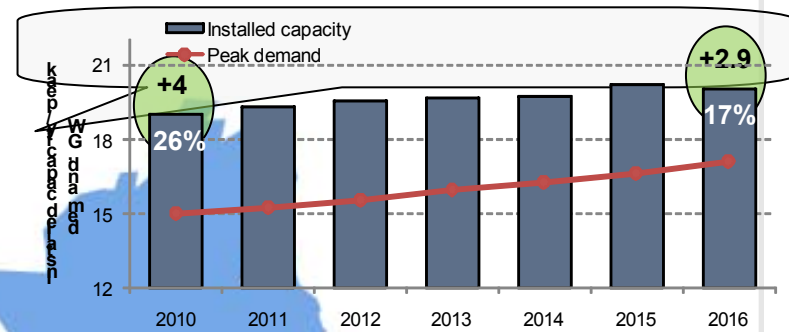
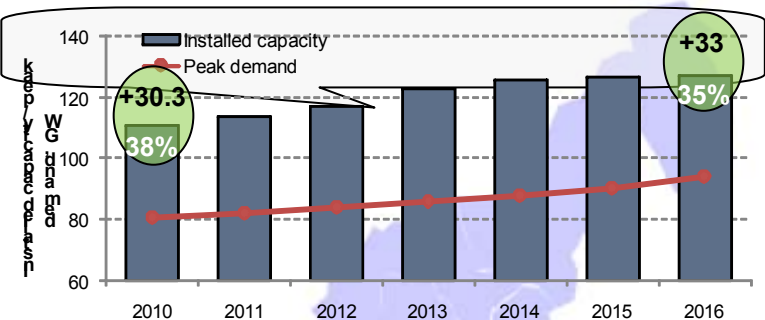
Предложения Правительства РФ по снижению тарифов, млрд. руб.



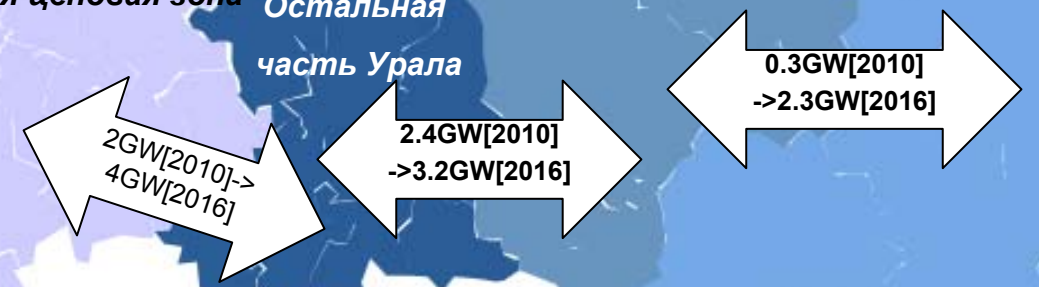
Всего в 2011 году предлагается снизить НВВ генерации – на 35 млрд. руб, сетей на 30 млрд. руб.

Наибольшее снижение выручки вменяется тем участникам энергорынка которые внесли наименьший вклад в рост тарифа конечного потребителя!

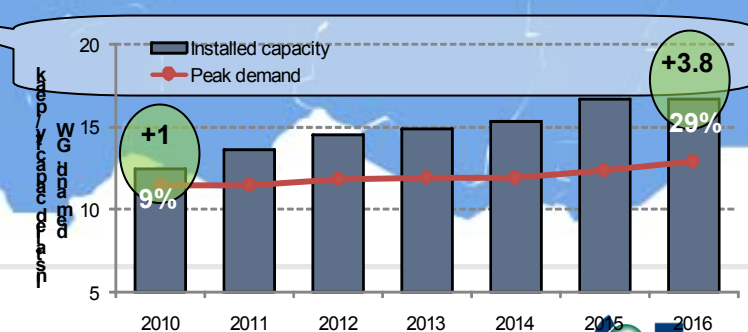
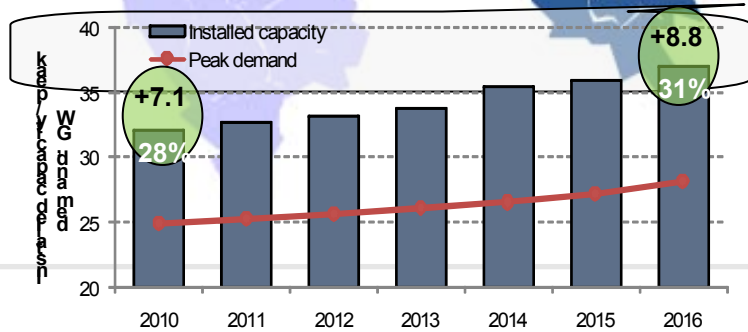
Динамика изменения балансовой ситуации до 2016г.



Первая ценовая зона Остальная часть Урала Тюменский регион Вторая ценовая зона



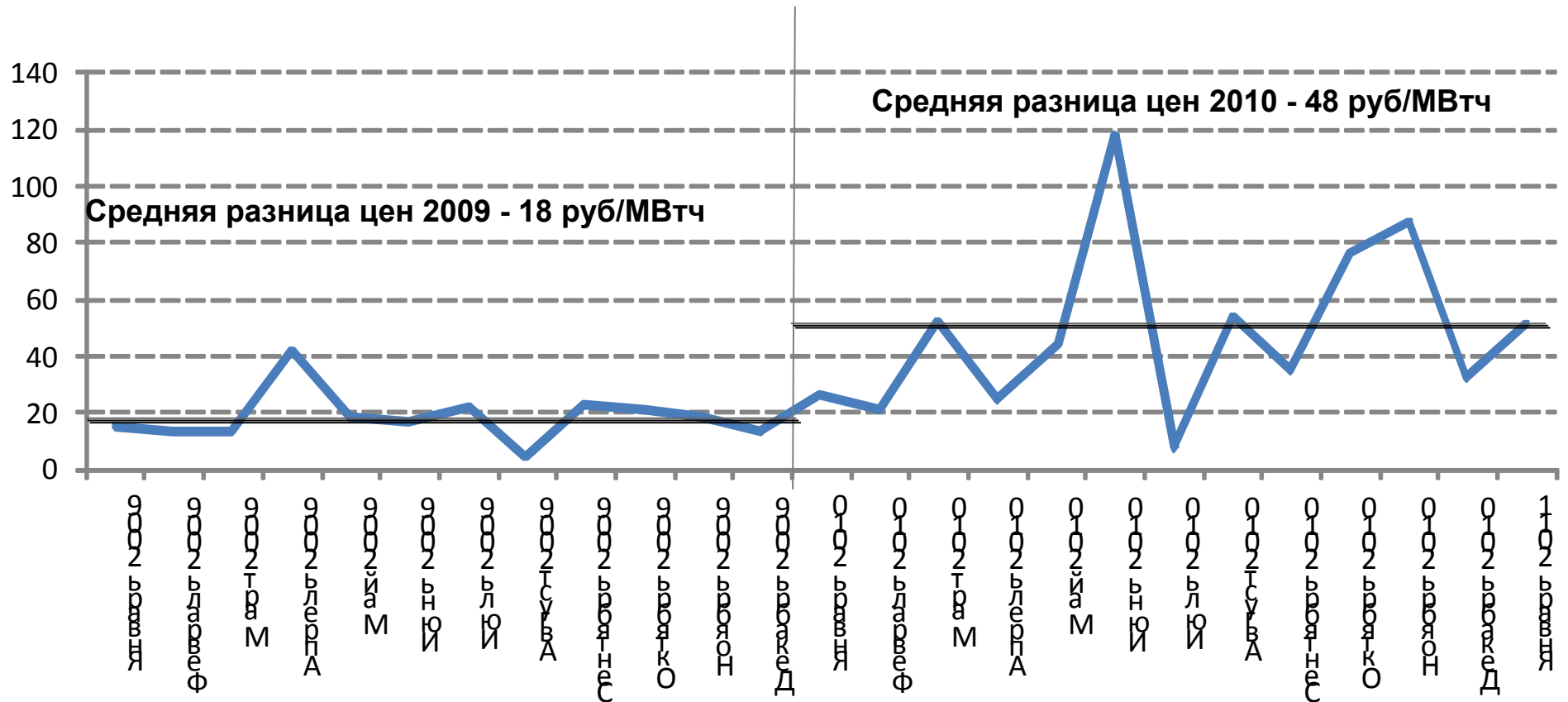
Если планы по вводу сетевых объектов не будут реализованы, существует риск возникновения «запертого сечения» в Тюменском регионе



21

↔ - Пропускная способность ● - Разница между установленной мощностью и пиковым потреблением

Полная зарегулированность развития инфраструктуры не дает увидеть очевидные ценовые сигналы.

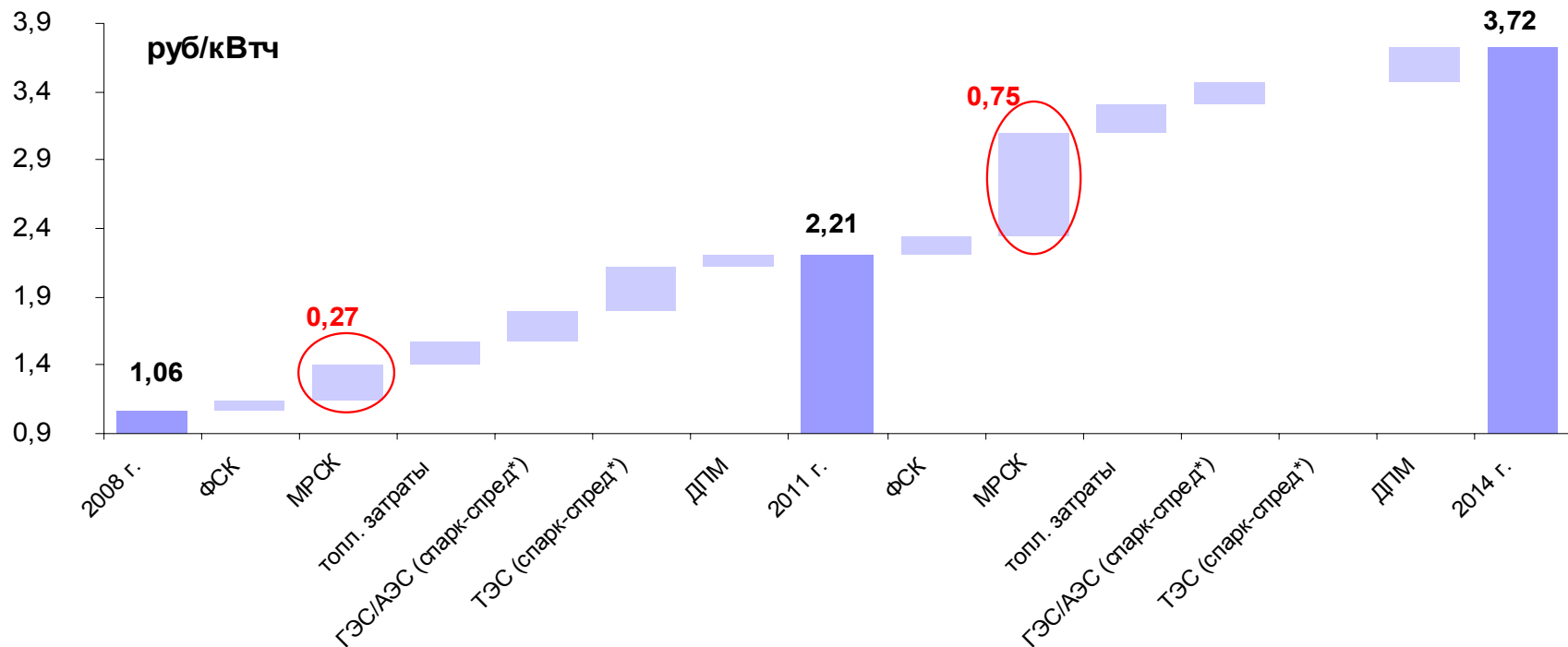


Серьезный (трехкратный) рост разницы цен между соседними энергозонами Тюмени и Уралом дает четкий ценовой сигнал к строительству линий электропередач, позволяющих дешевой тюменской электроэнергией попасть к уральским потребителям. Но регуляторы этого не видят.

Факторный анализ роста цен на электроэнергию на примере Тюменского региона

За 2009-2011 гг. цены на электроэнергию для промышленных потребителей (110 кВ) выросли более, чем на 100% за последние три года (с 1,06 до 2,21 руб/кВтч).

В 2012-2014 гг. ожидается рост еще почти на 70% (до 3,72 руб/кВтч)

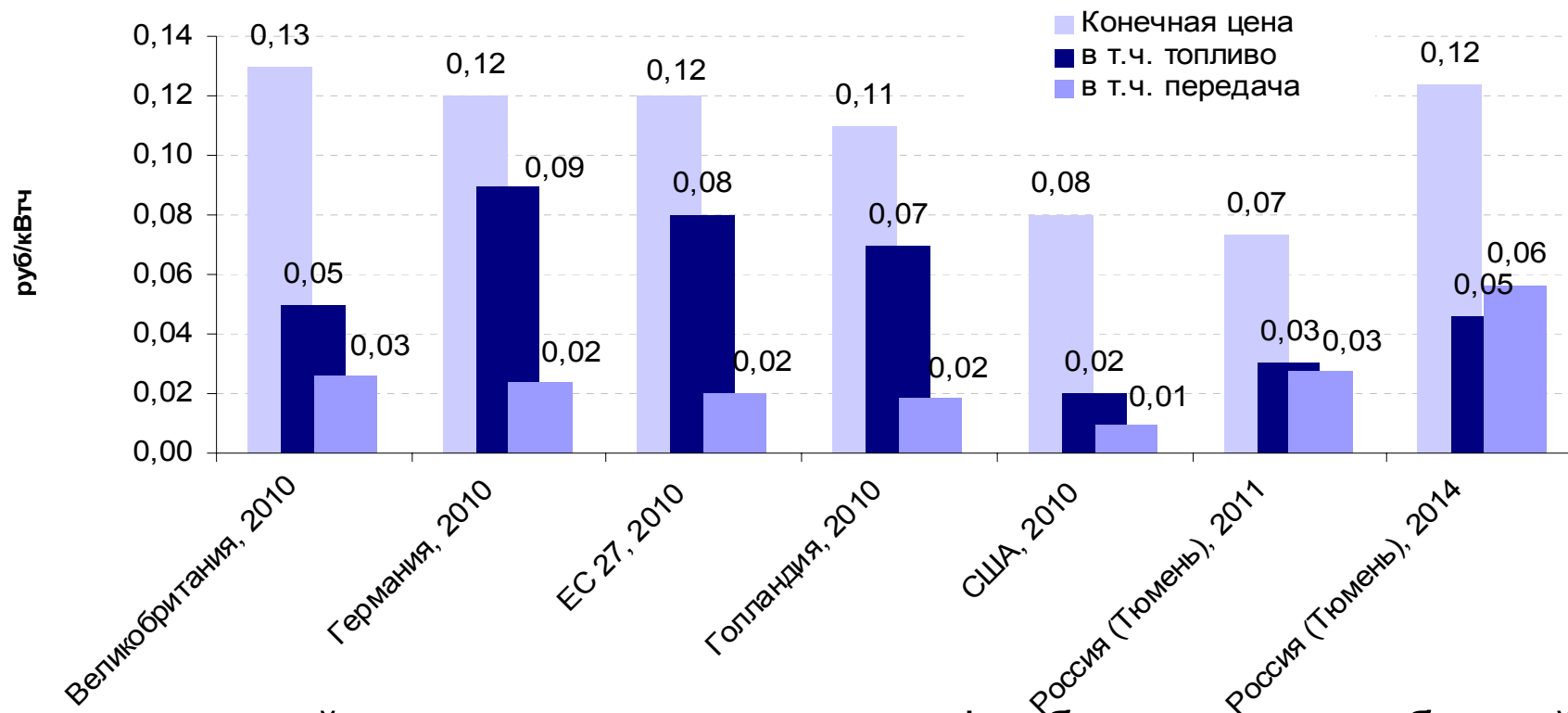


Методика прогноза 2011-2014:

- Тарифы ФСК - по решению ФСТ до 2014 г.
- Тарифы МРСК – 30% ежегодно (минимальный темп при переходе на RAB).
- Топливные затраты и спарк-спред ТЭС – по газу (15% в год).
- Мощность ТЭС – по прогнозу Минэнерго (12% в год)
- Тарифы ГЭС/АЭС – по решению ФСТ на 2011 г. и далее по 5% ежегодно.

* спарк-спред – стоимость переработки топлива в электроэнергию

Потеря конкурентоспособности потребителей электроэнергии в РФ

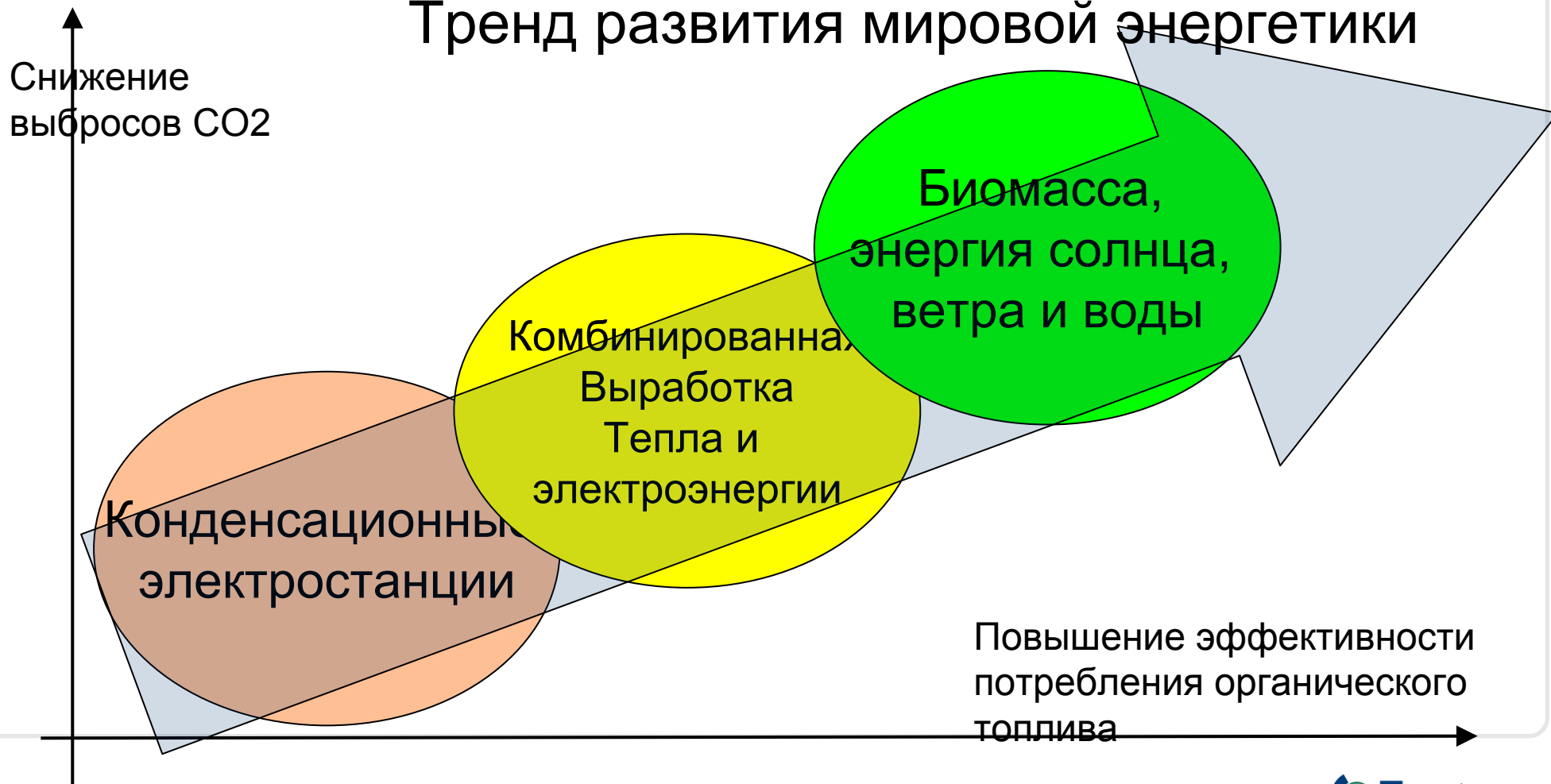


Сохранение действующего подхода к тарифообразованию на ближайшие несколько лет (интенсивный прирост сетевой составляющей) приведет к существенному снижению конкурентоспособности отечественной промышленности

Опасение №3. Российский энергорынок полностью отстранился от стимулирования теплофикационной выработки по сравнению с конденсационной.

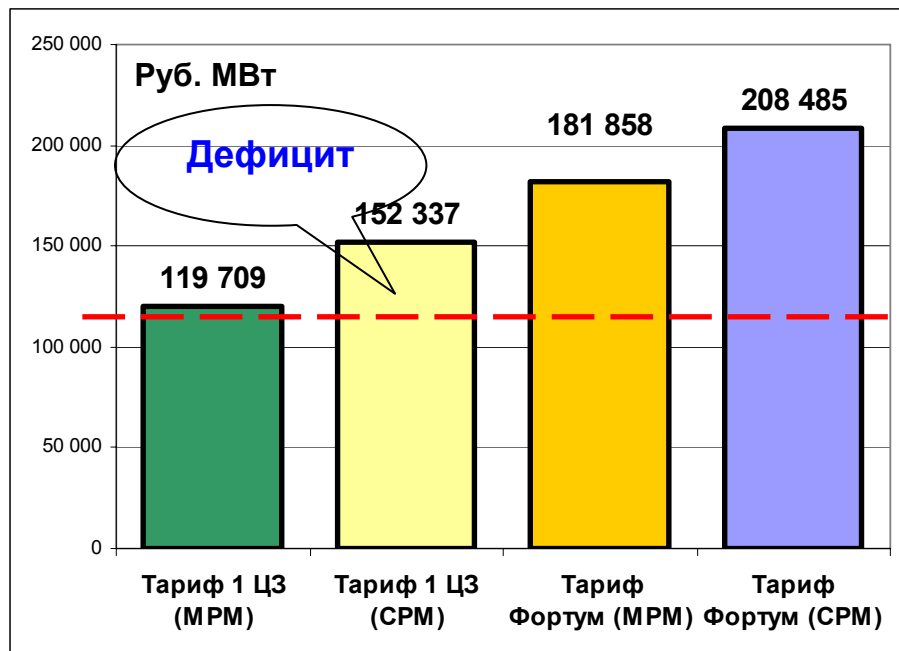
Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии – установленный законодательством приоритет роста энергоэффективности экономики

Тренд развития мировой энергетики

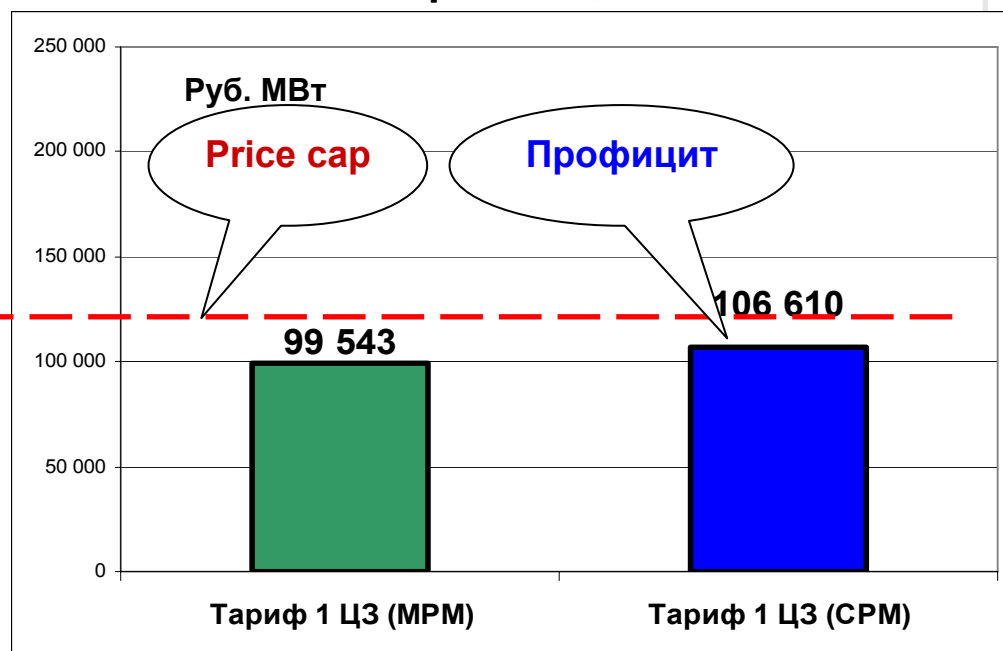


Теплофикационная выработка демотивирована действующими правилами

Экономически обоснованные тарифы на мощность ТЭЦ



Экономически обоснованные тарифы на мощность конденсационных электростанций



- ✓ За счет перехода на среднюю располагаемую мощность оплачиваемая мощность ТЭЦ снижается на 16%, конденсационных ТЭС – всего на 4%
- ✓ Размер Price Cap ниже экономически обоснованного тарифа ТЭЦ по 1 Ц3 на 16% и выше экономически обоснованного тарифа конденсационных ТЭС на 14%
- ✓ Дефицит средств ТЭЦ в 2011 году составит более 12 млрд. руб., профицит конденсационных ТЭЦ – около 8 млрд. руб.

Оптимальный вектор дальнейшего развития электроэнергетического сектора РФ

1. Полная либерализация оптового рынка как на стороне генераторов так и на стороне потребителей обеспечит создание условий формирования справедливых цен на электроэнергию (в территориальном и временном разрезе);
2. Постепенное замещение рынка мощности доплатами за мощность, обеспечит прозрачное государственное регулирование притока/снижения частных инвестиций в развитие электростанций на долгосрочной основе;
3. Сокращение регуляторного вмешательства государства в энергорынок при росте контрольных функций обеспечит создание полного набора стимулов у генераторов к повышению бесперебойности производства, у потребителей к энергосбережению;
4. Формирование правил заключения двусторонних договоров в между оптовыми генераторами и розничными потребителями обеспечит снижение цен на электроэнергию для всех категорий потребителей;

Такая модель энергорынка даст четкие сигналы к наиболее эффективному развитию технологической инфраструктуры

Подобные регуляторные шаги давно реализованы и эффективно работают на благо и потребителей и производителей на рынке Nordpool (Скандинавия).

Почему же не использовать опыт своих соседей для создания оптимальных правил игры в интересах всех участников энергорынка?

Спасибо за внимание!