

Проф. Б.И. Нигматулин

*Институт проблем естественных монополий,
Россия*

Состояние и проблемы развития электроэнергетики России до 2020 года

Введение

- I. Состояние российской электроэнергетики.**
- II. Стоимость электроэнергии в России и за рубежом.**
- III. О реальных потребностях в электроэнергетике.**
- IV. О генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020г.**
- V. О энергетической стратегии России до 2030г.**

Выводы



Необходимо объективно-беспощадное понимание сложившейся реальности.

Желаю моим соотечественникам стремиться к этому пониманию, каким бы ужасающим оно ни было.

Иначе нас просто исключат из истории.

*Александр Зиновьев,
Советский и российский философ (29.10.1922 – 10.05.2006)*

Введение

Производство электроэнергии на душу населения по регионам мира

В России производство электроэнергии на душу населения:

- на **10 %** выше чем в Зап. Европе,

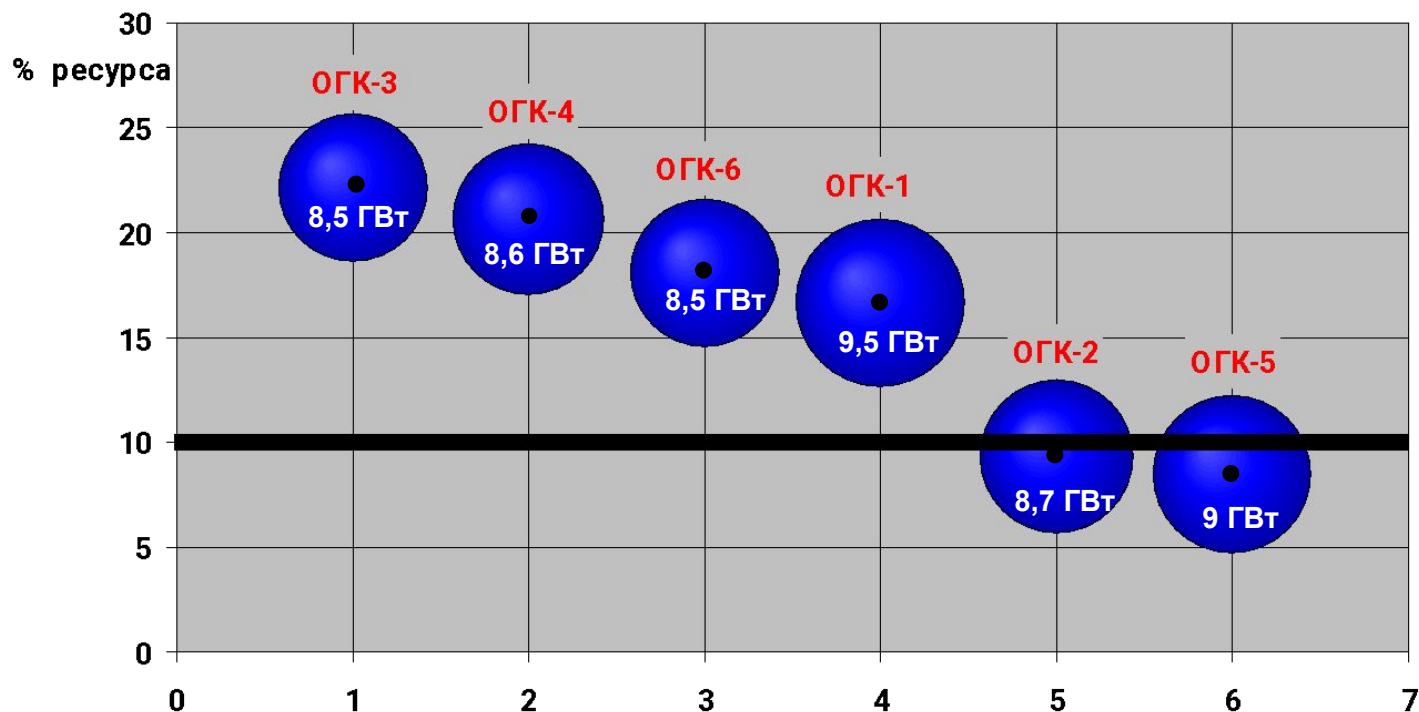
- на **35%** выше чем в Вост. Европе.



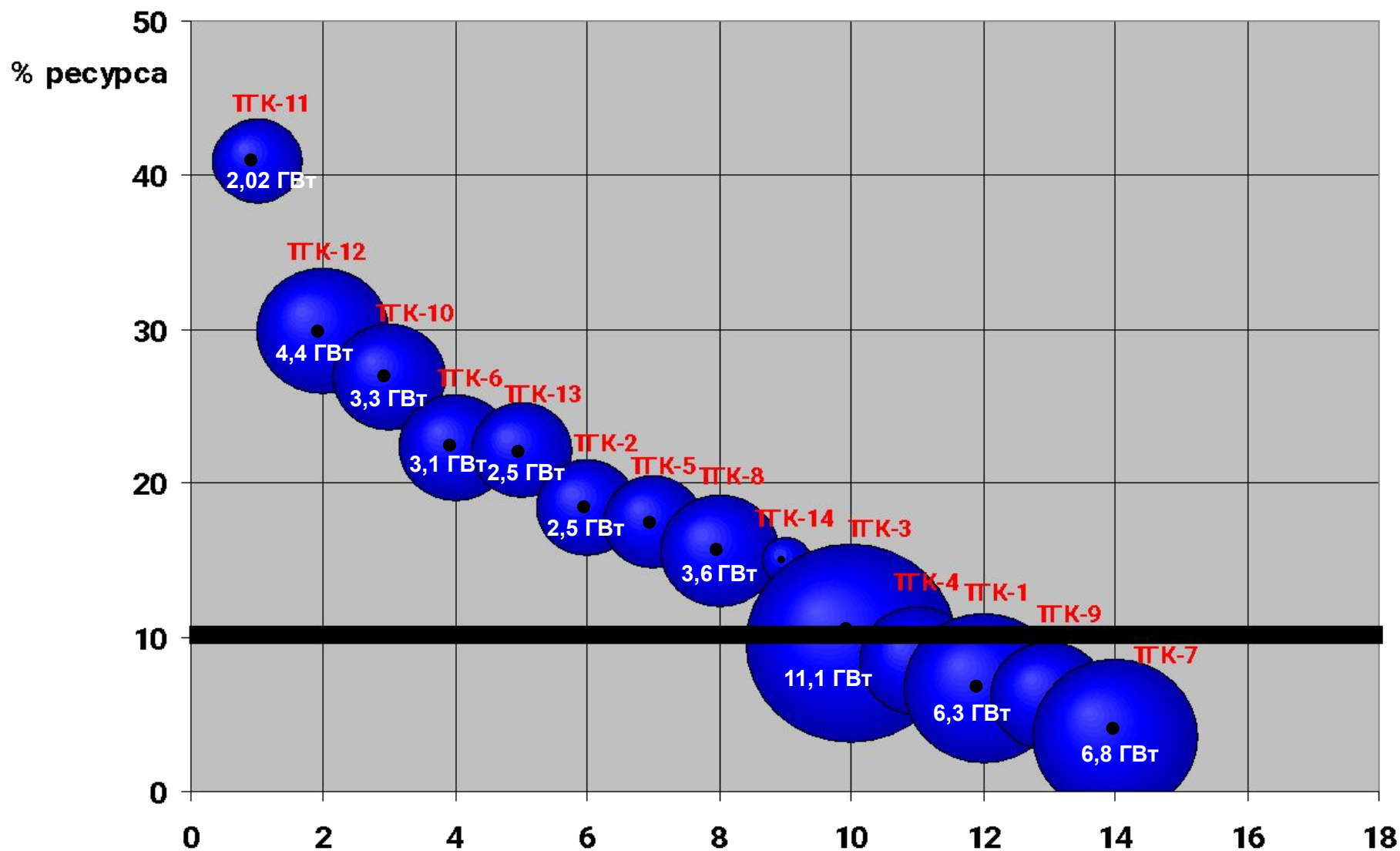
I. Состояние российской электроэнергетики.

- В 2008 году было произведено **1037 млрд. КВтч** (**162,3 млрд.КВтч** на АЭС – 15,6%).
В 2009г. – **992 млрд. КВтч. – 4,4 %** к 2008г.
В 1990г. – **1069 млрд. КВтч.**
- **50 %** электроэнергии России производится на **газовых паротурбинных блоках** ТЭС, при этом в Европейской части эта доля - **60 %**. В странах Евросоюза – **25 - 30%**.
КПД газовых паротурбинных блоков в **1,5 раза** ниже, чем в парогазовых, установленных в странах ЕС, США и др.
- Суммарная мощность газовых блоков составляет **69 ГВт**, из них серийных **200 МВт и Т 180** и **300 МВт и Т 250** первоочередных для реконструкции, составляет **32 ГВт**. (АЭС – 24ГВт).

- **45%** установленных мощностей турбин ТЭС ОГК и ТГК, т.е. из **1/2 генерирующих мощностей России** имеют парковый ресурс менее **10%** (2-3 года эксплуатации) до его продления или вывода.



Остаток ресурса турбин всех 6-ти ОГК до продления или вывода из эксплуатации



Остаток ресурса турбин всех 14-ти ТГК до их продления или вывода из эксплуатации

- За последние годы на **10%** упало количество капитальных и средних ремонтов ТЭС, ГЭС и сетевого хозяйства. Ежегодно около **10 ГВт** мощностей **не проходит полноценного технического обслуживания и ремонта.**

- **Самоликвидировались** специализированные **ремонтные предприятия** отрасли (Мосэнергоремонт, Ростовэнергоремонт, Уралэнергоремонт, Сибэнергоремонт, Дальэнергоремонт и др.), каждое из которых имело более **7 тысяч** специалистов и обслуживало по **10-20** регионов.

Последние 10 лет – беспрецедентная череда крупных аварий:

- - в 2000г. **2 аварии**: на Урале с обесточением **3 областей и 2 ядерных объектов**; на Нижневартовской ГРЭС, во время пуска разрушение турбогенератора **0.8 ГВт**;
- - в 2003г. на **Каширской ГРЭС**, разрушение турбогенератора **0.3 ГВт**;
- - в 2005г. блэкаут в **Мосэнерго** – в зону отключения электроэнергии попало **6,5 млн. человек в 5 регионах**, отключилось 12 ТЭС;
- - в 2006г. на **Рефтинской ГРЭС** пожар с обрушением кровли блока **0.5 ГВт**;
- - в 2008г. на **Сургутской ГРЭС-2** - обрушение кровли на **3-х** блоках по **0.8 ГВт**;
- - в 2008г. на **Якутской ТЭЦ**, пожар на энергоблоке, оставивший столицу республики без электроэнергии в **40 градусный мороз**;
- - в 2009г. на **Саяно-Шушенской ГЭС** – разрушение **9** из **10** блоков по **0.64ГВт**, **погибли 75 человек.**

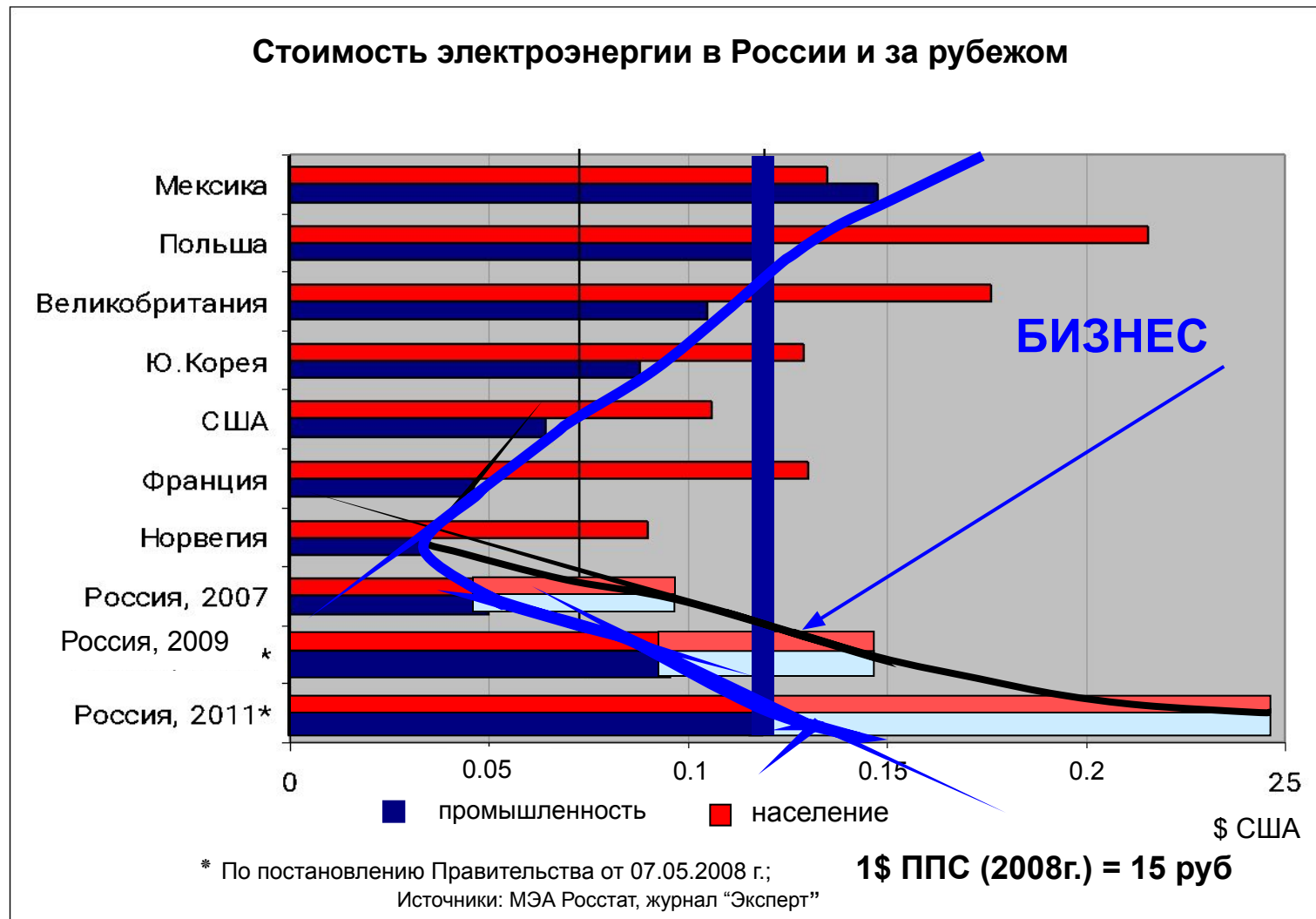
Российская электроэнергетика в сравнении с советским периодом

по данным рейтингового агентства «Тейдер» совместно с IT Energy Analytics

Наименование	Единица измерения	1990г.	2007г.	Показатели, аналогичные 2007г.	Комментарии
1. Технологические ограничения мощности электростанций	ГВт	12,0	28,0	Не было в период 1946-1990г.	16,0 ГВт – это больше, чем вводы мощности за 5 лет (20 млрд. \$)
2. Вводы новых энерго мощностей (энергостроительный материал)	ГВт/год	4,9	2,2	1949 год	провалена программа вводов 2006-2010гг. (план 31,5 ГВт)
3. Специализирован. отраслевой ремонт (энергоремонтный потенциал)	Числен. специалистов	40 000	7 000	1952 год	не ремонтируется 8,0 ГВт/год . Нет готовности к аварийным ремонтам
4. Износ основных фондов	%	40,6	56,4	1947 год	снижается надежность энергоснабжения, вплоть до системных аварий (Урал, 2000г., Москва, 2005г.)
5. Потери электроэнергии в сетях	% млрд. кВт/ч	8,2 82,0	14,0 112,0	1946 год	потеряно 30 млрд. кВт/ч – готовая потребность новых потребителей России

Наименование	Единица измерения	1990г.	2007г.	Показатели, аналогичные 2007г.	Комментарии
6. Удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии	г.у.т/кВт.ч	311,9	333,5	1976 год	уменьшен отпуск тепла от ТЭЦ на 20% перерасход 5 млрд. м ³ газа
7. Коэффициент использования мощности	%	57,2	51,9	Не было в 1946-1990г.	Равнозначно потере 15 ГВт мощности, больше вводов за 10 лет.
8. Тариф для промышленных потребителей	цент/кВт.ч	1,2	5,7	Не было в 1946-1990г.	не обеспечивается конкурентоспособность отечественных товаров
9. Финансирование НИОКР	млн. \$	150	10	1950 год	потеряно 15 лет развития передовых технологий
10. Доля отечественного оборудования в новых проектах	%	99,0	35,0	1940 год	подрыв энергетической безопасности
11. Оплата топ-менеджеров в сравнении со среднеотраслевым уровнем	превышен. разы	3-5	70-100	Не было в 1946-1990 гг.	10-кратный рост расходов на управление

II. Стоимость электроэнергии в России и за рубежом.



США:

средняя цена на электроэнергию для промышленного потребления

0,07-0,08 \$/КВтч.

страны ЕС:

средняя цена для промышленного потребления **0,12 \$/КВтч.**

КИТАЙ:

за последние 10 лет цена на электроэнергию выросла всего на **30%**

0,069 до \$0,096 \$/КВтч (район Шанхая).

РОССИЯ:

С учетом паритета покупательной способности (\$ ППС) в России

1\$ ППС = 15руб.(2008г.), стоимость электроэнергии в России

(Центральный, Северо-Западный и Уральский регионы) в 2010г. будет соответствовать самому высокому уровню в мире –

0,15 – 0,25 \$/КВтч или

в 1,5 ÷ 3 раза дороже.

Стоимость электроэнергии АЭС на оптовом рынке.

США – **0,0187 \$/КВтч** (в ценах 2008г.);

Франция и Германия – **0,02 – 0,022 \$/КВтч**;

Россия - **0,032 \$/КВтч** или **0,064 \$ ППС/КВтч** (в ценах 2010г.); или

в 3,2 – 3,7 раза дороже.

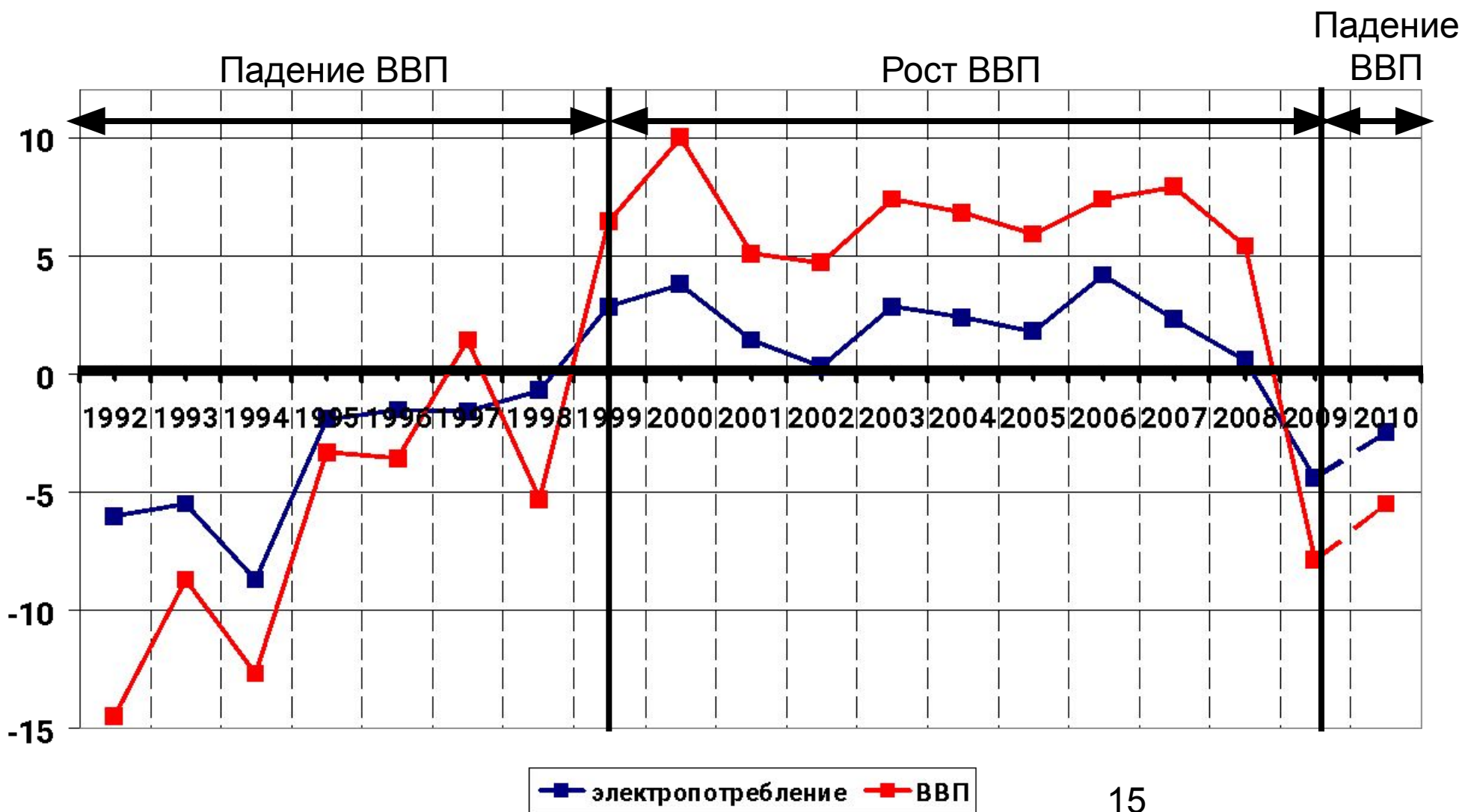
Россия – экспортер № 1 нефти и газа, а цены на электроэнергию у нее **ВЫШЕ**, чем в странах-импортерах топлива;

Высокая цена на электроэнергию и газ **лишает** Россию **единственного** конкурентного преимущества;

Существенное **завышение** объемов инвестирования, будет приводить к дополнительному **ПОВЫШЕНИЮ** цен на электроэнергию на **30-40%** в год.

III. О реальных потребностях в электроэнергии

Темп изменения ВВП и электропотребления 1992-2010гг.



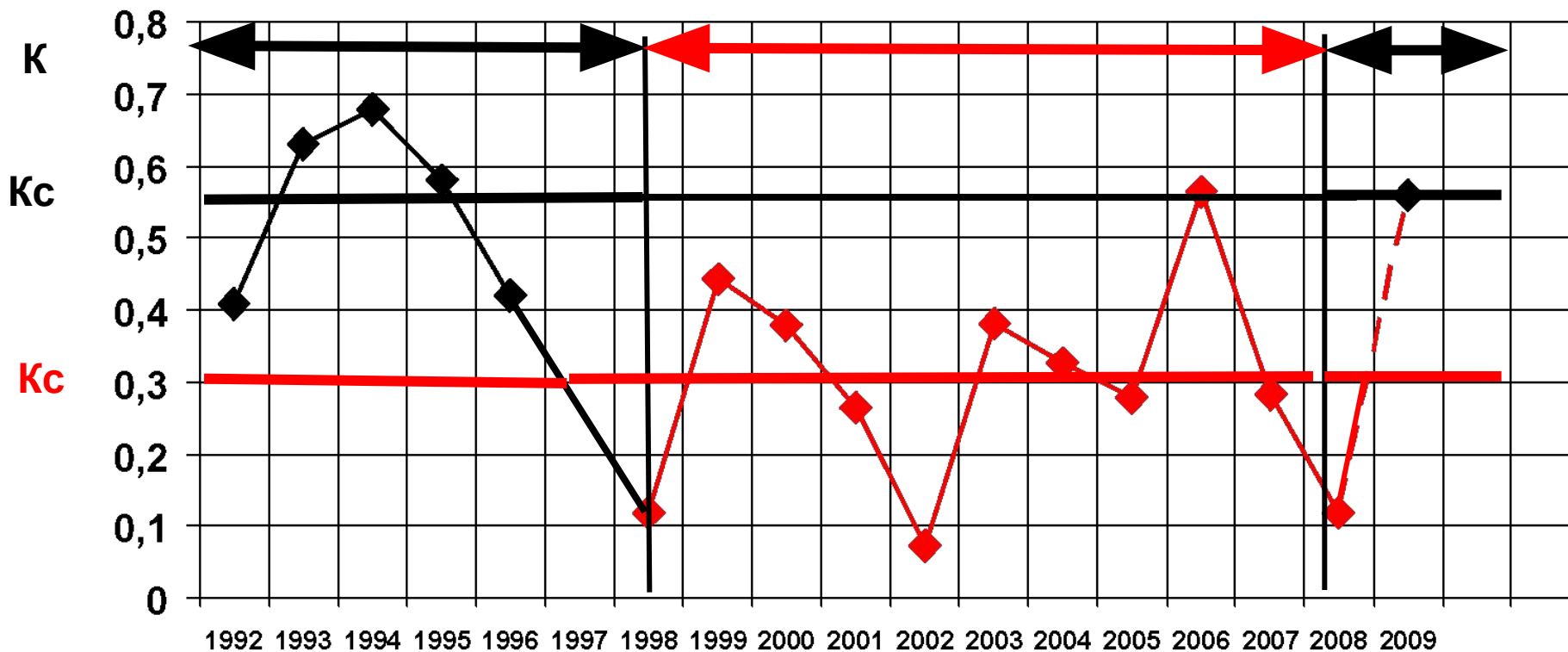
$$\kappa = \frac{\text{Темп изменения электропотребления}}{\text{Темп изменения ВВП}} \text{ по годам}$$

κ_c – средний коэффициент эластичности на периоде **5 ÷ 10 лет** – фундаментальная макроэкономическая характеристика страны.

Падение ВВП $\kappa_c = 0,55$

Рост ВВП

$\kappa_c = 0,3$

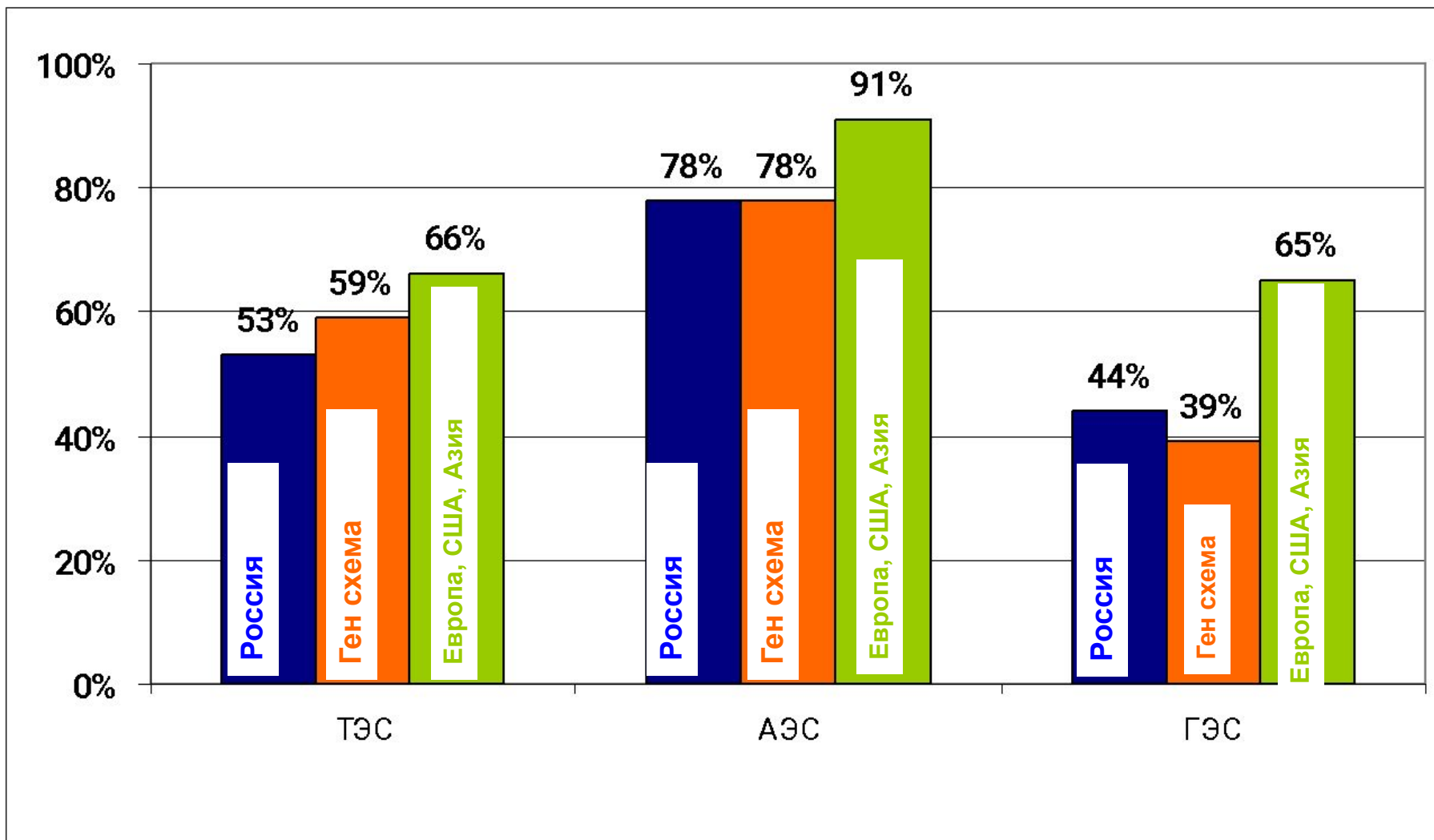


- Максимально возможный темп роста ВВП **6-7%** начиная с 2013г

$$(6 \div 7\%) \times 0,3 = 1,8-2\%$$

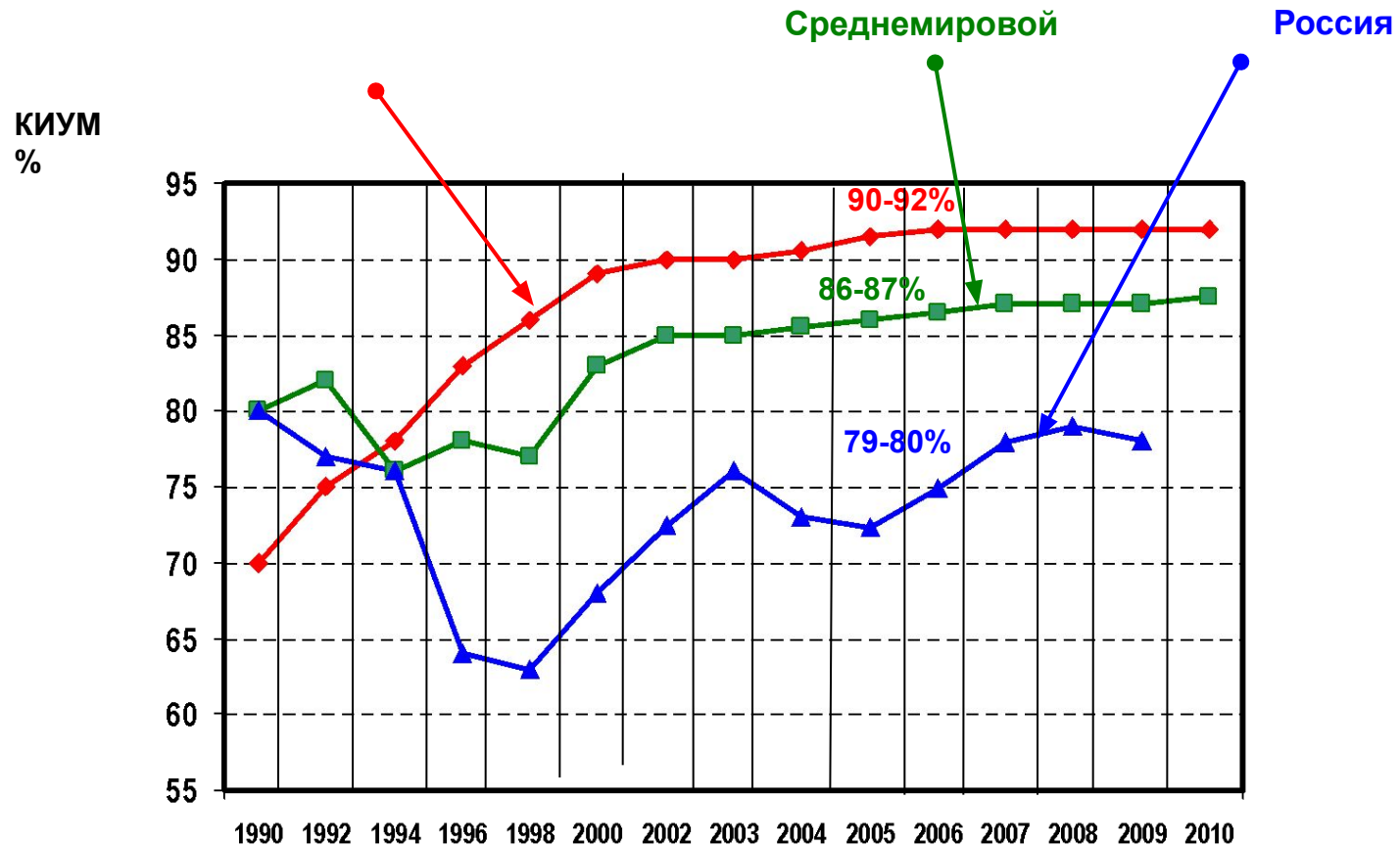
- Темп роста производства (потребление) электроэнергии составит максимум **1,8-2%** в год, или **18-20 млрд. КВт/ч** в год, либо не более **1200 млрд. КВт/ч** в 2020г.
- С учетом программы энергосбережения удельное потребление электроэнергии на единицу ВВП может упасть на **10-15%** к 2020г.. Тогда производство (потребление) электроэнергии в 2020г. составит не более **1100 млрд. КВт/час**.
- Для достижения **1200 млрд. КВт/ч** в 2020г. достаточно вводить (реконструировать) максимум до **4ГВт** мощностей в год или не более **40ГВт** до 2020г.

КИУМ ЭС в России и других странах в 2007г.



КИУМ АЭС

США, Германия, Япония, Финляндия, Чехия, Корея, Китай и др. страны



КИУМ в России и за рубежом

Тип станции	Текущее %	Генсхема %	Скорректированная Генсхема %	Развитые страны (2007 год) %
ТЭС	53	59	67	65-67
АЭС	78	78	87	90-92
ГЭС	44	39	44	40-90

Для информации:

2008г., Москва и Северо-западный регион

КИУМ ГРЭС = 43%.

КИУМ АЭС в России:

-на **10%** ниже, чем среднемировой или
недовыработка **20 млрд. кВт/ч;**

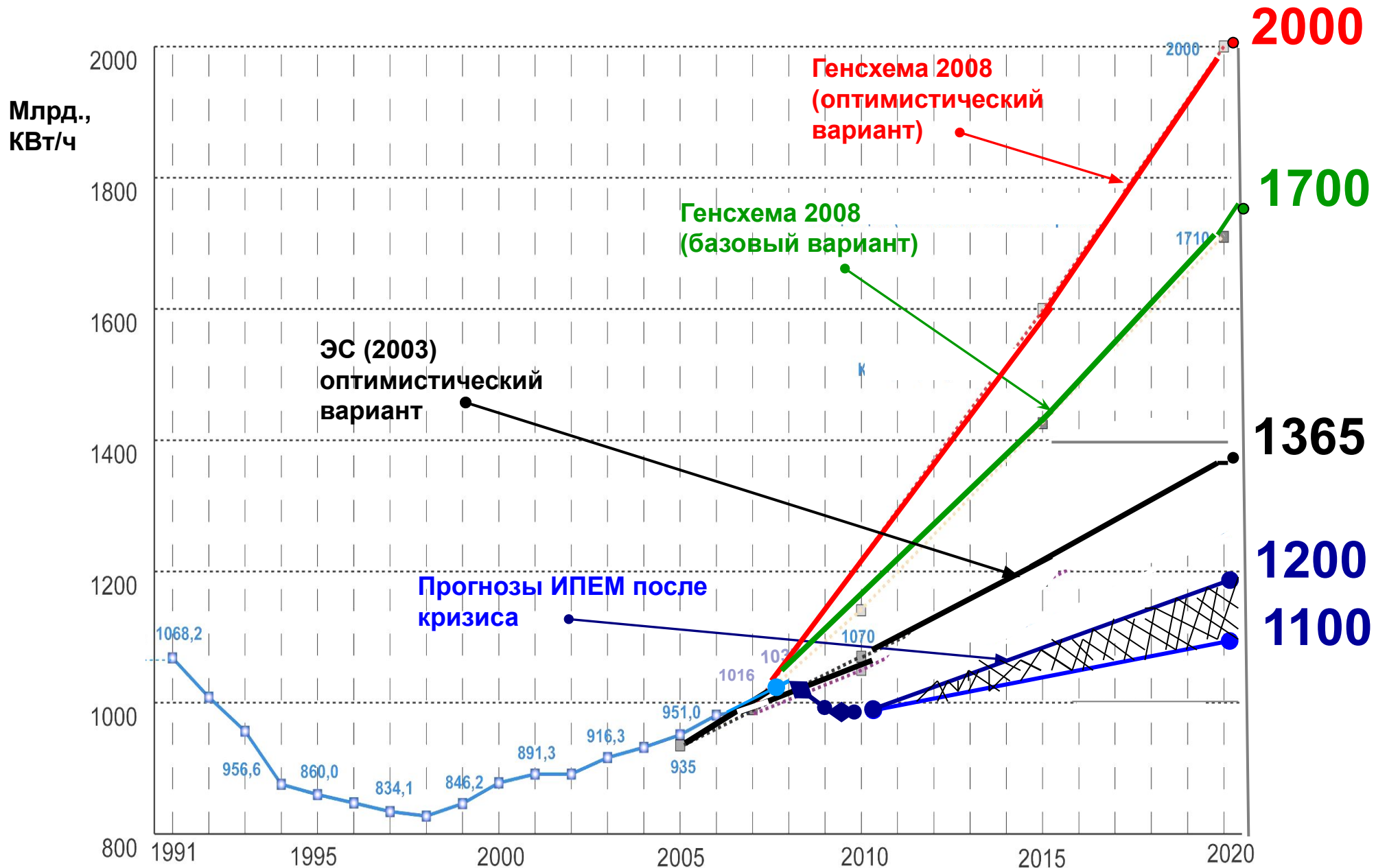
- на **14%** ниже, чем в развитых странах или
недовыработка **28 млрд. кВт/ч.**

Рост КИУМа действующих электростанций до среднемировых позволяет увеличить производство электроэнергии на **204 млрд. кВт/ч**:

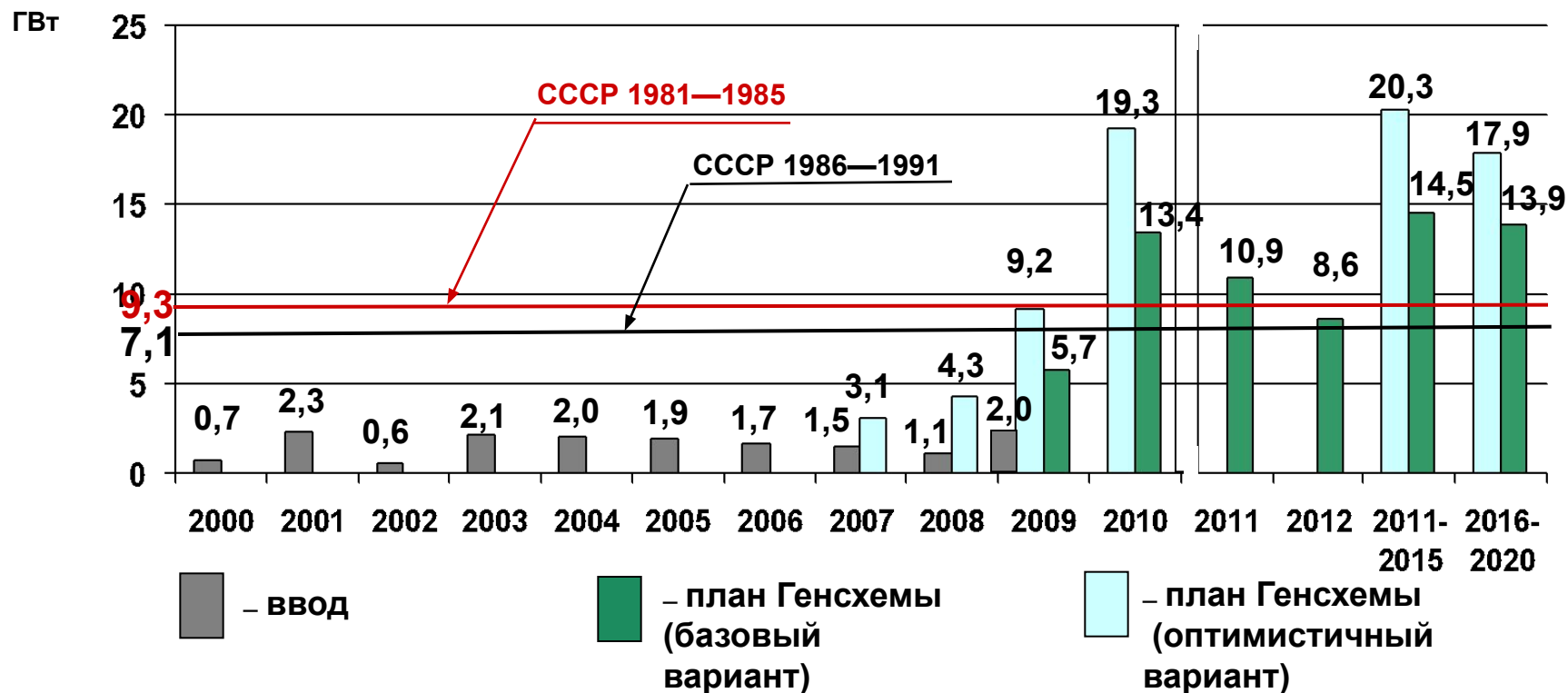
ТЭС – 184 млрд. кВт/ч;

АЭС – 20 млрд. кВт/ч.

Производство электроэнергии в РФ в 1991-2020гг.



Ввод генерирующих мощностей с 2000-2008 гг. и программа по Генсхеме с 2009-2020 гг.



по Генсхеме: ввод **29 ГВт** в период **2008-2012гг.**

реально: ввод до **14 ГВт** в период - // - // - // -

IV. О генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 года.

22 февраля 2008 года Правительство одобрило Генсхему (РАО ЕЭС, А. Чубайс, Росатом, С. Кириенко). **На момент принятия она уже была несостоятельна и требовала кардинальной переработки, т.к.:**

- Параметры Генсхемы **не соответствуют** ни фактическим нуждам экономики, ни реальным ресурсным возможностям России. **Экономический кризис делает Генсхему еще более нереалистичной;**
- Прогноз роста электропотребления (производства) **завышен в 2 раза** (базовый вариант Генсхемы), **в 3 раза** (оптимистичный вариант).

- Программа строительства (реконструкции) новых генерирующих мощностей **завышена** – в **2** раза (базовый вариант), в **2.6** раза (оптимистичный вариант), а **с учетом кризиса в 3 - 3.5 раза и 4 - 4.5 раза соответственно.**
- Завышенный прогноз электропотребления → завышены инвестпрограммы → **завышены тарифы** (сначала дополнительные потребности в инвестициях, потом содержание “лишних” мощностей).
- **1%** “перепрогнозирования” спроса в год → **\$ 5 млрд.** “лишних” (необоснованных) инвестиций.
- **Невозможна** практическая реализация Генсхемы.

V. О энергетической стратегии России до 2030 г. принятой Правительством 13.11.2009г.

- Рост генерирующих мощностей на **70 - 110 ГВт** к 2020 - 2022гг.
- Общий объем генерирующих мощностей **275 - 315 ГВт** к 2020 - 2022гг.
- Объем атомной генерации **37- 41 ГВт**.
- Построить **14 - 18 ГВт** атомных мощностей к 2020-2022гг.

В 2 раза меньше по сравнению с базовым вариантом Генсхемы.

АЭС: вместо 32 ГВт по Генсхеме или 14 - 18 ГВт по ЭС возможно ввести 10 ГВт.

Для информации:

В СССР за 20 лет (1970-1990) были построены АЭС с суммарной мощностью **32.3 ГВт**.

Россия по экономическому потенциалу в **2** раза меньше СССР.
Период 2009-2020 (12 лет) составляет **0.6** от периода 1970-1990гг.

Тогда: **$32 \text{ ГВт} \times 0.5 \times 0.6 = 10 \text{ ГВт}$** .

Критерии, которые должны учитываться при пересмотре ГЕНСХЕМЫ и ЭНЕРГОСТРАТЕГИИ:

- Прогнозы **темпов роста** электропроизводства (потребление) и ВВП должны быть **СОГЛАСОВАНЫ** с учетом реализации программы энергосбережения;
- Цены на электроэнергию по **\$ ППС** должны быть **НИЖЕ**, чем в США и в среднем в странах ЕС;
- Максимально возможное **СНИЖЕНИЕ** потребления газа (на **30 млрд. м³**) с уровня **190 млрд.м³** (2008г.), для производства электроэнергии, в особенности в Европейской части России и на Урале;
- **УСКОРЕННОЕ** строительство (реконструкция) электрических сетей, при этом программы строительства (реконструкции) электрических сетей и генерирующих мощностей должны быть **жестко скоординированы**;
- Максимальное **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ** энергооборудования отечественного производства;

Критерии эффективности СООРУЖЕНИЯ АЭС в России.

* Уменьшение доли газа при производстве электроэнергии в Европейской части (соответственно снижению себестоимости электроэнергии) можно обеспечить за счет:

- строительства новых АЭС,
- реконструкции паротурбинных блоков до парогазовых.

Исходя из критерия максимального возврата газа, можно оценить эффективность инвестиций в эти два направления:

Новое строительство АЭС эффективно только при стоимости **1 кВт ≤ \$2500** и сроке строительства **не более 5 лет**. В этом случае АЭС через **13.5 лет** начнет высвобождать **больше газа**, чем реконструированные газовые блоки.

Сегодня сооружение АЭС, при стоимости **1 кВт > \$ 3500-4000** и сроке строительства – **7 лет**,

РАЗОРЯЕТ РОССИЮ. 29

Для этих целей необходимо:

- Обеспечить рост производства электроэнергии на **действующих ТЭС и АЭС** за счет роста **КИУМ** до среднеевропейского уровня;
- При выборе объектов генерации для государственного финансирования, учитывать **критерий максимального снижения потребления газа** в электроэнергетике;
- Внедрить механизмы **ускорения** строительства (реконструкции) новых энергоблоков:
 - с **2 ГВт/год** в 2009.,
 - до **4 ГВт/год** в 2010 – 2020гг.,

что приближается к среднегодовому **вводу** мощностей (**5 ÷ 6 ГВт**) в РСФСР в **1981-1990гг.**

- **Снижение** удельного расхода топлива (**ГАЗА**) до современных международных стандартов, для этого:
 - а) в Европейской части России максимально **УСКОРИТЬ реконструкцию** паротурбинных блоков до парогазовых, в первую очередь блоки **200** и **300 МВт** суммарной мощностью **32 ГВт** (уменьшается удельное потребление газа в **1,5** раза);
 - б) обеспечить новое строительство **парогазовых** блоков;
 - в) сооружение АЭС проводить **ИСКЛЮЧИТЕЛЬНО** в Европейской части России, при условии **1 кВт ≤ 2500\$** и время до ввода **5 лет**
- ТЭО на новое строительство должно **УЧИТЫВАТЬ**, что **реконструкция** существующих энергоблоков на **30% - 50%** дешевле, чем **строительство новых**.

- В базовом варианте Генсхемы планируется ввод – **186 ГВт**;
- В оптимистичном варианте – **238 ГВт**;
- В скорректированной Генсхеме не более **40 ГВт** (**4 ГВт** в год);

Суммарная мощность электростанций России в 2020 составит:

$$220 + 40 - 15 = 245 \text{ ГВт}$$

(**15 ГВт** – мощность энергоблоков, введенных до 1960г.)

вместо **340 ГВт** по базовому варианту и **392 ГВт** по оптимистичному.

Строительство линий электропередач

	СССР (1981-1990)	Генсхема (2008-2020)
Ввод новых генерирующих мощностей, Гвт	82	186
ЛЭП (напряжение 35 и 110 КВ), тыс. км	184 2250 км/ГВт	
ЛЭП (напряжение 220 -1150 КВ), тыс. км	69 840 км/ГВт	64 345 км/ГВт

- В принятой Генсхеме протяженность ЛЭП занижена минимум в **2.4** раза на **1 ГВт** мощности.
- Сегодня в ЕЭС России **недостаточная** протяженность электрических сетей особенно ЛЭП 750кВ в Центральный и Северо-Западный регионы.
- Это одна из **причин** низкого значения КИУМ действующих электростанций.

Стоимость пересмотренной Генсхемы

- Строительство (реконструкция) новых генерирующих мощностей **уменьшится в 6 раз:**

- с 11.6 трлн. руб. → 1.8 трлн. руб. (180 млрд. руб. в год);

- Строительство (реконструкция) единой национальной электрической сети **уменьшится в 2.5 раза:**

4.9 трлн. руб. → 2 трлн. руб. (200 млрд. руб. в год);

- Строительство (реконструкция) распределительных сетей **уменьшится в 2.6 раза:**

4.2 трлн. руб. → 1.6 трлн. руб. (1.6 млрд. руб. в год);

(в ценах 2008 г)

**Общая стоимость реализации
генсхемы уменьшится в 3.8 раза:**

**20.7 трлн. руб. → 5.4 трлн. руб.
(540 млрд. руб. в год);**

ВЫВОДЫ

В принятых Генсхеме и ЭС:

- **завышены соответственно в 3,8 и 1,9 раза** программы инвестиций;
- **не сбалансированы** программы строительства (реконструкции) ЛЭП и генерирующих мощностей;
- **нет механизмов** сдерживания роста цен на электроэнергию.
- **не учитывается** критерий максимального снижения потребления газа в электроэнергетике при выделении инвестиций из федерального бюджета;

Послесловие 1 О НОВЫХ ПРОЕКТАХ АЭС

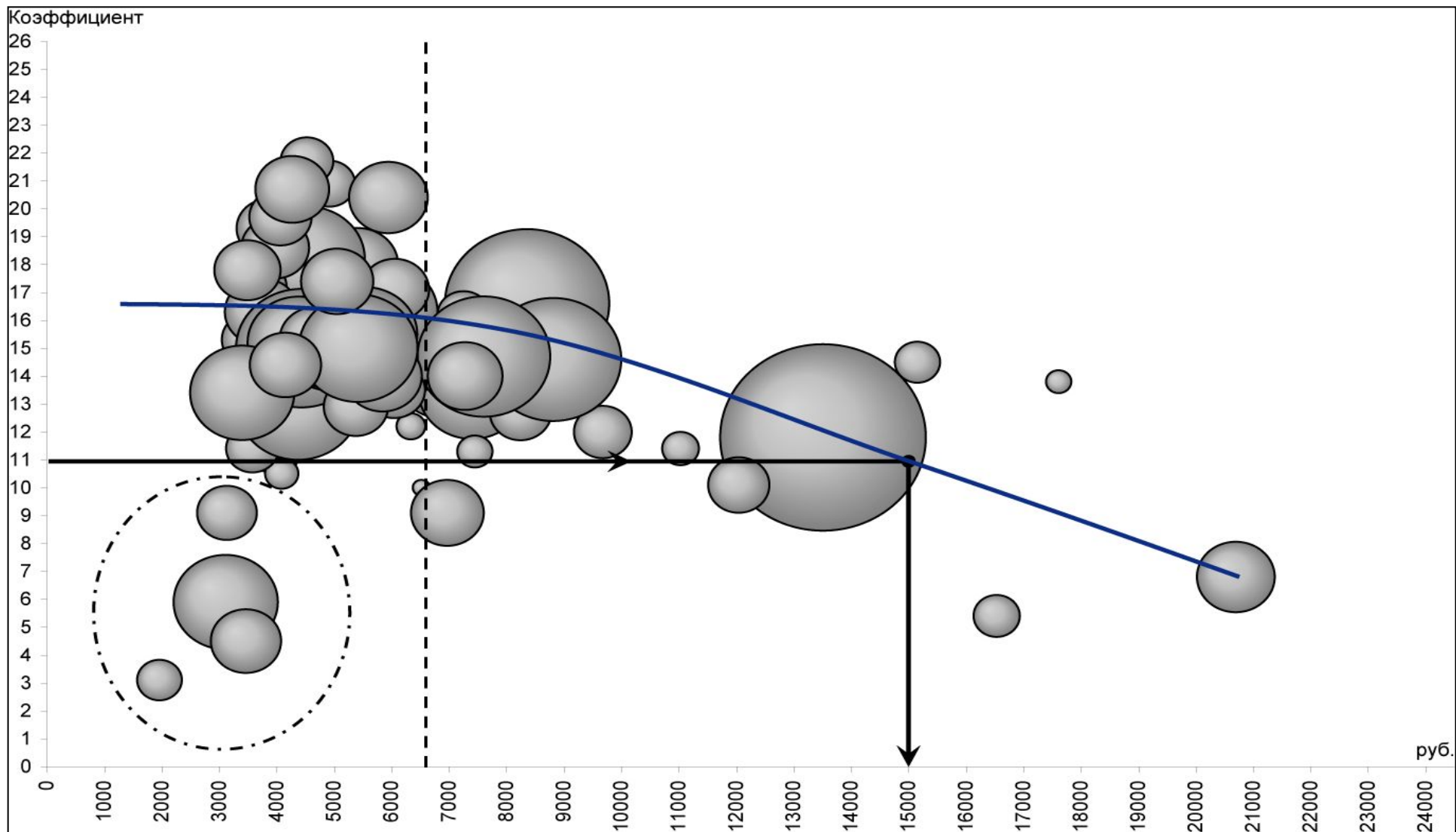
- Россия АЭС 2006 – 1,150 ГВт; БН-800 - 0,8 ГВт;
\$ 4000/КВт > \$ 4000/КВт
- Южная Корея OPR – 1,0 ГВт; APR – 1,4 ГВт;
\$ 2400/КВт \$ 2300/КВт
- Китай – AP 1000 - 1,0 ГВт; EPR 1600 - 1,6 ГВт;
\$ 2400/КВт \$ 2500/КВт
PWR (China) 1000 – 1 ГВт;
< \$ 2000/КВт
- Франция (AREVA) – EPR 1600 - 1,6 ГВт;
\$ 2900/КВт
- США (GE-Hitachi) – ABWR 1450 - 1,45 ГВт;
\$ 3600/КВт
США (Westinghouse) – AP 1000 - 1 ГВт.

Послесловие 2

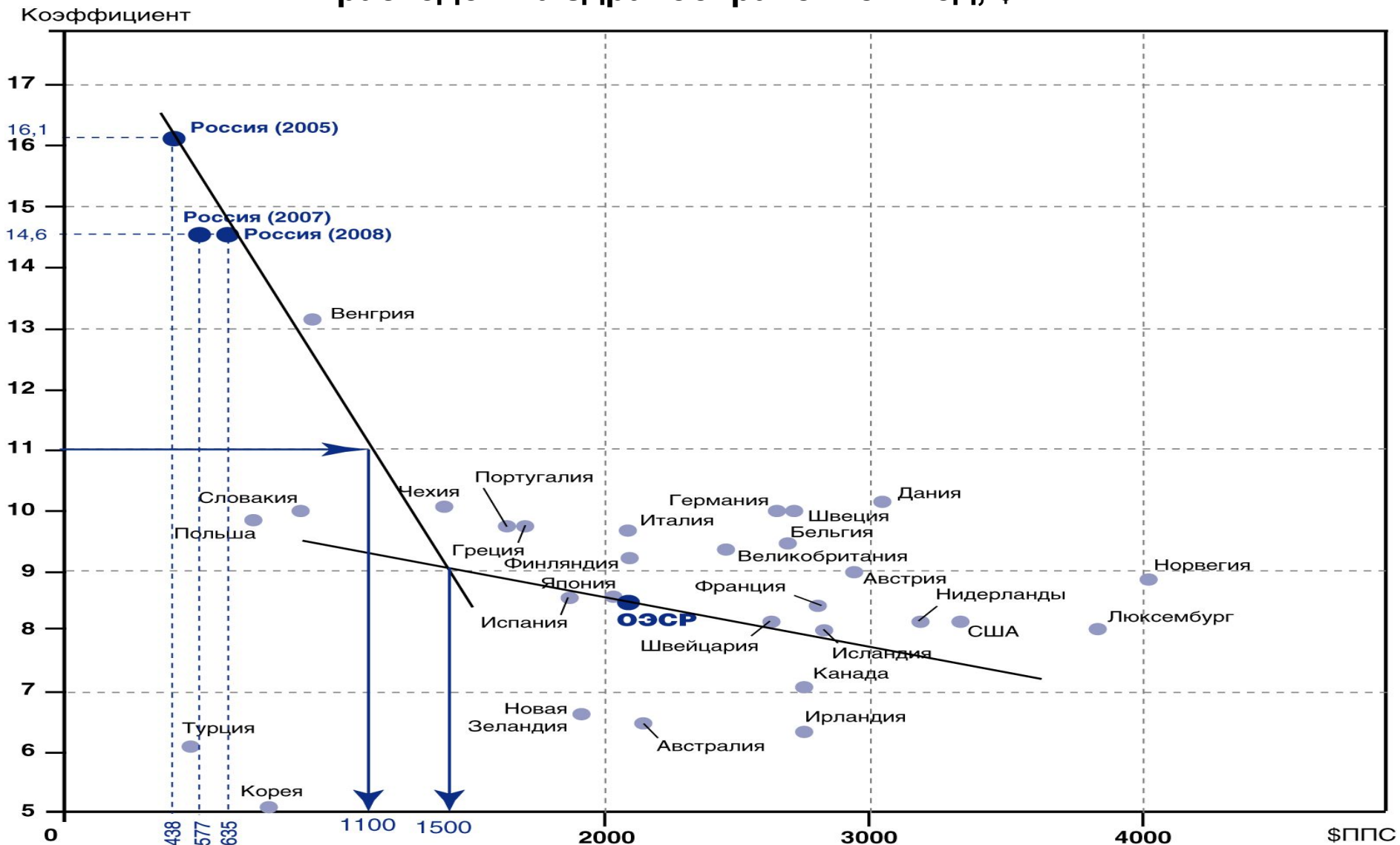
в 2008г. -	бездефицитный бюджет	при условии	\$ 62 за баррель;
в 2009 г. -	бездефицитный бюджет	при условии	\$ 99 за баррель;
в 2010г. -	бездефицитный бюджет	при условии	\$ 105 за баррель;
в 2009г. -	дефицит соц. платежей		1,3 трн. руб.
в 2010г. -	дефицит соц. платежей		2,8 трн. руб.
В 2009г. -	расходы ФБ на поддержку Росатома		135 млрд.руб.
В 2010г. -	будет потрачен весь Стабфонд.		
	Расходы ФБ на АЭС 68 млрд.руб. Инв. сост. РЭА		59 млрд. руб.
	Всего инвестиций РЭА		175 млрд. руб.
В 2011г. -	предстоит секвестр расходов ФБ, включая все ФЦП.		
<u>Вопрос:</u>	сохранятся ли в 2011-2013гг. расходы ФБ на сооружение АЭС на уровне 2009-2010гг.?		
	При доп. расходах ФБ: Саммит АТЭС 2012г., Универсиада 2013г. и Олимпиада 2014г..		

Послесловие 4

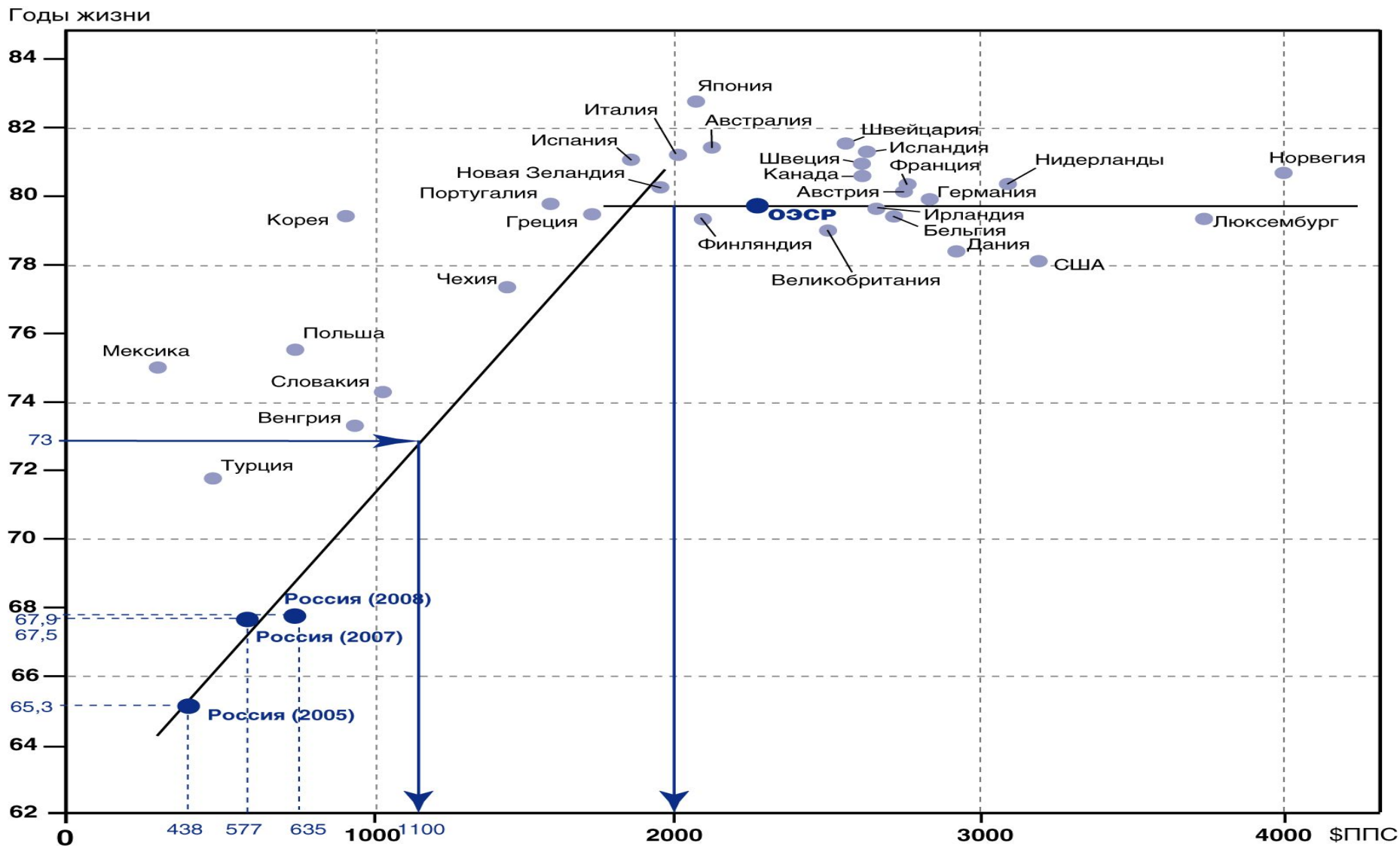
Зависимость между подушевыми расходами на ТПГГ в год и ОКС



Общий коэффициент смертности в зависимости от подушевых государственных расходов на здравоохранение в год, \$ППС



Ожидаемая продолжительность жизни в зависимости от подушевых государственных расходов на здравоохранение в год, \$ППС



ЭПИЛОГ

«Но Советский Союз строил в течение десятилетий, тогда было построено около **30 крупных блоков**, а сейчас мы наметили в самое ближайшее время **построить 26**»

«Мы наметили весьма амбициозные планы, речь идет о доведении доли атомной генерации в общем энергобалансе страны с **16%**, как сегодня, до **20%**, а в перспективе до **25-30%**».

В.В. Путин Волгодонск 18 марта 2010г.

- Как служить государю?
- Говорить правду и не давать покоя.

Конфуций (2500 лет тому назад)

Приложение

* В ближайшие **10-15 лет** уменьшение доли газа при производстве электроэнергии в европейской части России можно обеспечить как за счет строительства новых АЭС, так и за счет модернизации действующих паротурбинных блоков до парогазовых, в первую очередь, серийных **200 и 300 МВт**, суммарная мощность которых составляет **40 ГВт**. Исходя из критерия максимального возврата газа, можно оценить эффективность инвестиций из федерального бюджета в эти два направления:

1. Энергоблок АЭС 1 ГВт мощности в среднем производит **7.5 млрд. кВт/ч** (при КИУМ 86%) и высвобождает **2.4 млрд.куб.м. газа** для производства аналогичного объема электроэнергии на газовых паротурбинных блоках. Время строительства одного блока АЭС мощностью **1 ГВт** составляет **не менее 7 лет**. Объявленная сегодня стоимость строительства новых блоков в России составляет **1 кВт > \$3500 - 4000**;

2. Реконструкция паротурбинных блоков до парогазовых снижает потребление газа в 1.5 раза или на **0.8 млрд.куб.м. газа**. Стоимость строительства парогазовых блоков **1 КВт ≤ \$1500**, стоимость реконструкции серийных паротурбинных блоков до парогазовых минимум в 1.5 раза меньше, чем новое строительство или **1 КВт ≤ \$1000**. Время реконструкции **1ГВт** мощности **не более 1.5 года**;

3. Оценка эффективности инвестиций показала ,что новое строительство АЭС по сравнению с реконструкцией паротурбинных блоков до парогазовых по критерию максимального возврата газа эффективно только при стоимости **1КВт ≤ \$2500** и сроке строительства **не более 5 лет**. В этом случае АЭС через **13.5 лет** начнет высвобождать больше газа, чем реконструированные паротурбинные блоки.

Благодарность

Северинову Владимиру Вениаминовичу к.т.н.

Фадееву Евгению Алексеевичу к.т.н. эксперту ВЭС ГД России

Кудрявому Виктору Васильевичу д.т.н. проф. МЭИ

Кутовому Георгию Петровичу д.т.н. проф. ОАО «Метчел»

Пороховой Наталье Владимировне к.г.н. ИПЕМ