

29 сентября 2011 г.

Семинар
«Актуальные проблемы энергоснабжения реального сектора экономики и развития электроэнергетики»

Проф. Б.И. Низматулин
*Институт проблем
естественных монополий, Россия*

**Электроэнергетика России.
Состояние и проблемы развития.**

- I. Введение.**
- II. Мифы.**
- III. Реальность 2010-2011г.**
- IV. Причины.**
- V. Послесловие.**



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.

11 марта в Хакасии состоялось заседание президиума Госсовета.

Президент России сказал, что если темп роста цены на электроэнергию сохранится, к 2014 году она в России будет выше, чем в США, Финляндии и ряде других стран.

На заседание Президент не получил ответ на вопрос:

Почему же растет цена на электроэнергию?



Правительством были одобрены в 2008 – 2009 гг.:

1. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года» (А. Чубайс, РАО ЕЭС, С. Кириенко, Росатом, февраль 2008г.) – **Генсхема (2008г.). Стоимость 20,5 трлн. руб.**
2. Раздел «Электроэнергетика» в Энергетической стратегии России до 2030 года (С. Шматко, Минэнерго, ноябрь 2009г.) – **Энергостратегия (2009г.). Стоимость 11 трлн. руб.**

За 1,5 года стоимость программы развития электроэнергетики упала в 2 раза.



Качество функционирования электроэнергетики определяется:

- **надежностью и безаварийностью электроснабжения;**
- **доступностью подключения к энергосистеме;**
- **стоимостью электроэнергии.**



Реформа электроэнергетики (конец июнь 2008 г.) дала **резкое ухудшение всех этих характеристик:**

- **Нарушился баланс** взаимодействия между отдельными ее частями.
- **Не образовались механизмы** ограничения роста стоимости электроэнергии и отдельных ее составляющих.
- Технологическое состояние отрасли **не соответствует** современным требованиям.
- **Ухудшилось** регулирование отрасли со стороны органов исполнительной власти.



Мифы.

- **дефицит электроэнергии** в ближайшее время будет сдерживать рост экономики страны;
- **степень изношенности объектов электроэнергетики** близка к их полному разрушению;
- экономика страны будет **бурно расти** в ближайшие 20 лет до 2030 года, следовательно:
- **необходимо резко увеличить** строительство новых генерирующих и сетевых мощностей – к 2020 году



- **Внутренние цены на электроэнергию и газ одни из самых дешевых в мире.** Поэтому программы энерго- и электросбережения не работают.
- Цена газа внутри страны должна соответствовать **равновесной цене газа, рассчитанная по курсу \$ЦБ** при продаже его в страны ЕС и поэтому должна быть увеличена в 2 раза к 2014 году.
- Приватизация генерирующих мощностей ТЭС и ГЭС принесет **дешевые частные инвестиции** в электроэнергетику.



- **оптовый рынок электроэнергии** и мощности должен определять первоочередность строительства и (или) реконструкцию генерирующих мощностей, их тип и мощность. При этом:
- **приоритет строительства АЭС** по сравнению с ТЭС, доля производства электроэнергии на АЭС к 2025-2030гг должна возрасти с **16-до 25%**.
- **конкуренция между генерирующими компаниями** на оптовом рынке электроэнергии и мощности и сбытовыми компаниями, при поставке электроэнергии **позволит сдерживать цены** на электроэнергию.

РЕАЛЬНОСТЬ 2010 – 2011 г.

- В России на душу производится на 10% больше электроэнергии, чем в «старых» странах ЕС и на 35% больше чем в «НОВЫХ».

Россия на душу населения – **7300 КВт.ч**; Германия – **7500 КВт.ч**

- В структуре производства электроэнергии

Газовые ТЭС	– 50%	} в среднем по 16,7%
Угольные ТЭС	– 17,5%	
АЭС	– 16,4%	
ГЭС	– 16,2%	



2.1. Технологическое состояние отрасли.

- **В последние 10 лет – беспрецедентная череда крупных аварий.** Главная причина – человеческий фактор, и низкий уровень управления компаниями.
- Показатели работы отрасли соответствует уровню **1946-1976гг.**
- КПД газовых ГРЭС в **1,5 раза ниже**, чем на современных парогазовых блоках – **варварское сжигание газа.**
- Оплата труда топ–менеджеров превышает среднеотраслевой уровень в **70-100 раз** (Советский период – **3-5 раз**).




2.2. Потенциал дополнительного производства и снижения потребления электроэнергии.

рост КИУМа ТЭС и АЭС до среднеевропейских (на 15-20%) обеспечивает дополнительно **180 и 20 млрд. кВт/ч.** в год;

Реконструкция паротурбинных блоков до парогазорвых даст дополнительную выработку **80 млрд. кВт.ч в год.**

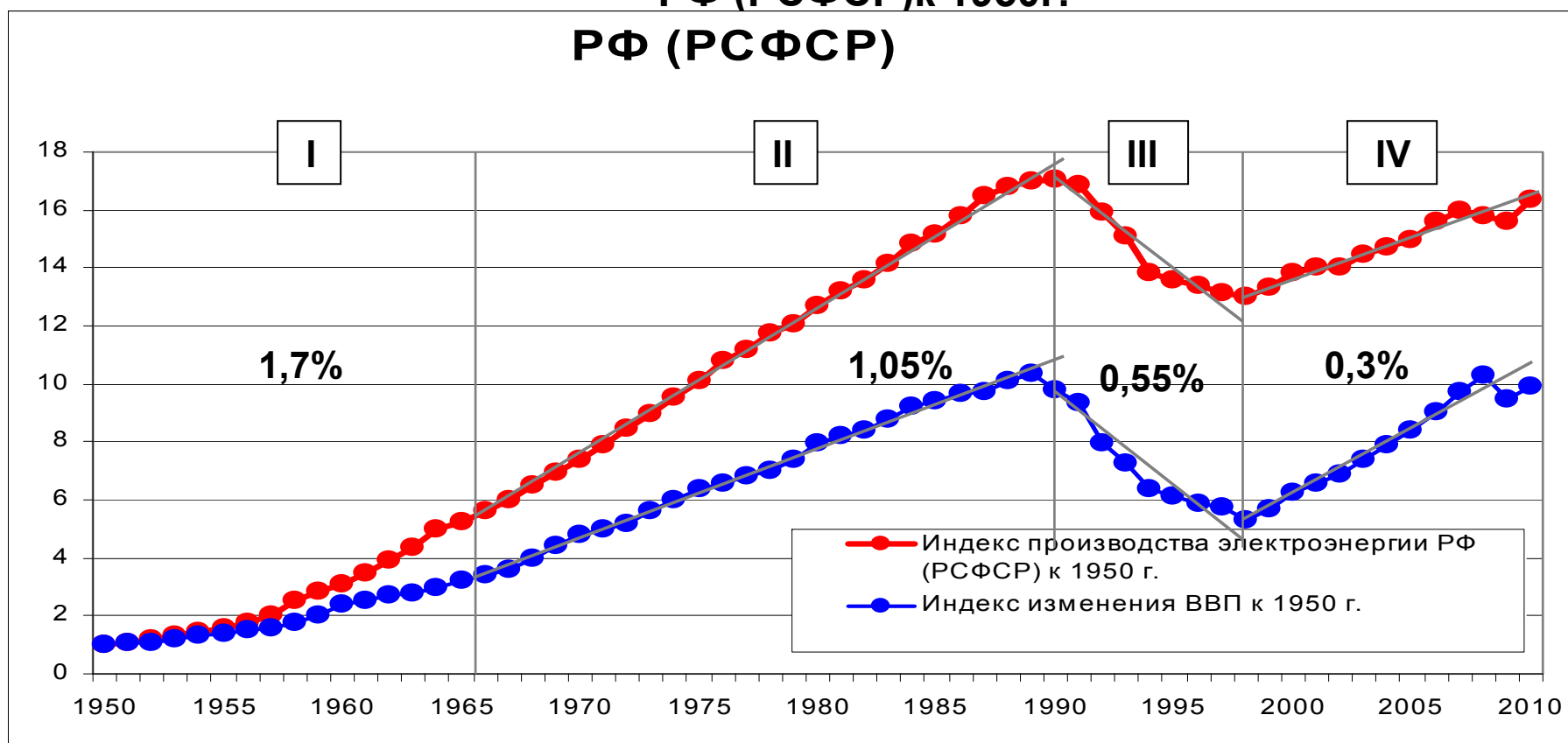
введение частотного регулирования электроприводов, замена старых электродвигателей и другого оборудования снизит электропотребление к 2020г. **на 100 млрд. кВт/ч.;**

- 
- **снижение потерь в сетях с 14% (112 млрд. КВт/ч.) до нормативных 8% (82 млрд. КВт/ч.), обеспечит экономию 30 млрд. КВт/ч.**

К 2020 году суммарные возможности увеличения выработки и электросбережения равны 400 млрд. КВт/ч. (или 40% выработки в 2010г.).

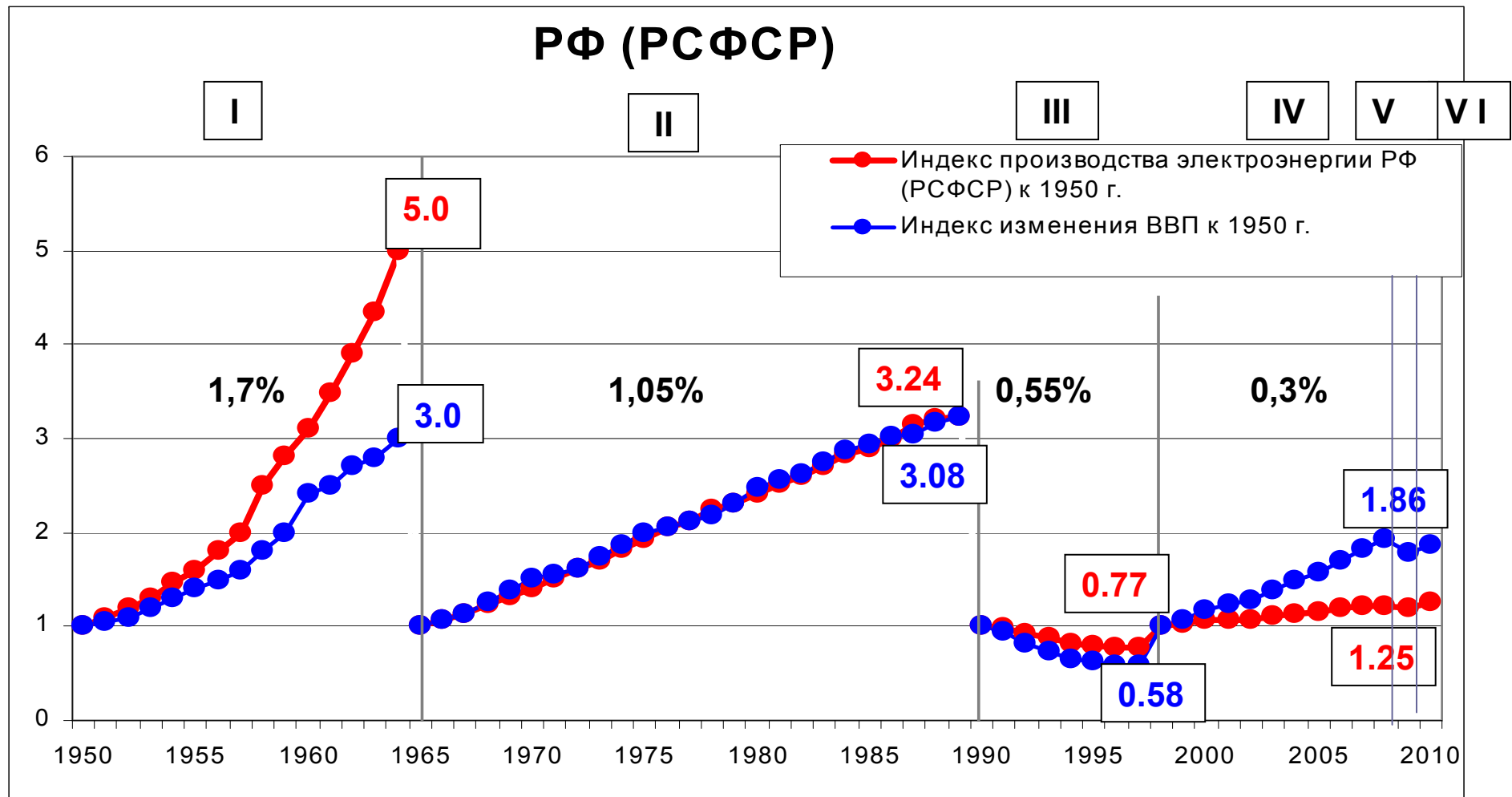
2.3. Прогноз внутреннего потребления электроэнергии и газа.

Индексы изменения ВВП и потребления (производства) электроэнергии в РФ (РСФСР) к 1950г.



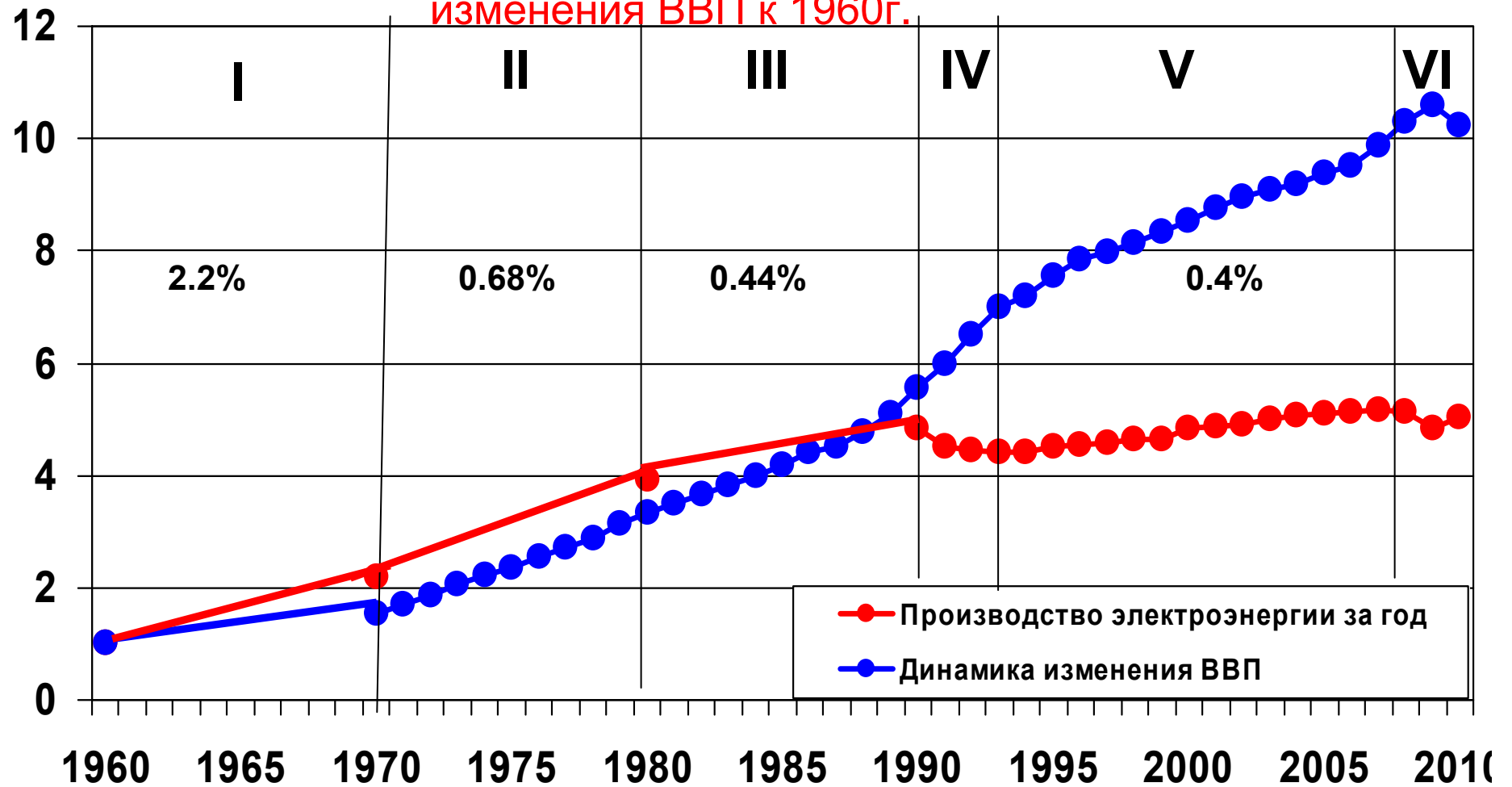
Данные по ВВП 1961 – 1990 гг. по А.Н. Пономаренко «Ретроспективные национальные счета России», 2002 г.

Индексы потребления (производства) электроэнергии и ВВП I) к 1950г.; II) к 1965г.; III) к 1990г.; IV) к 1999г.



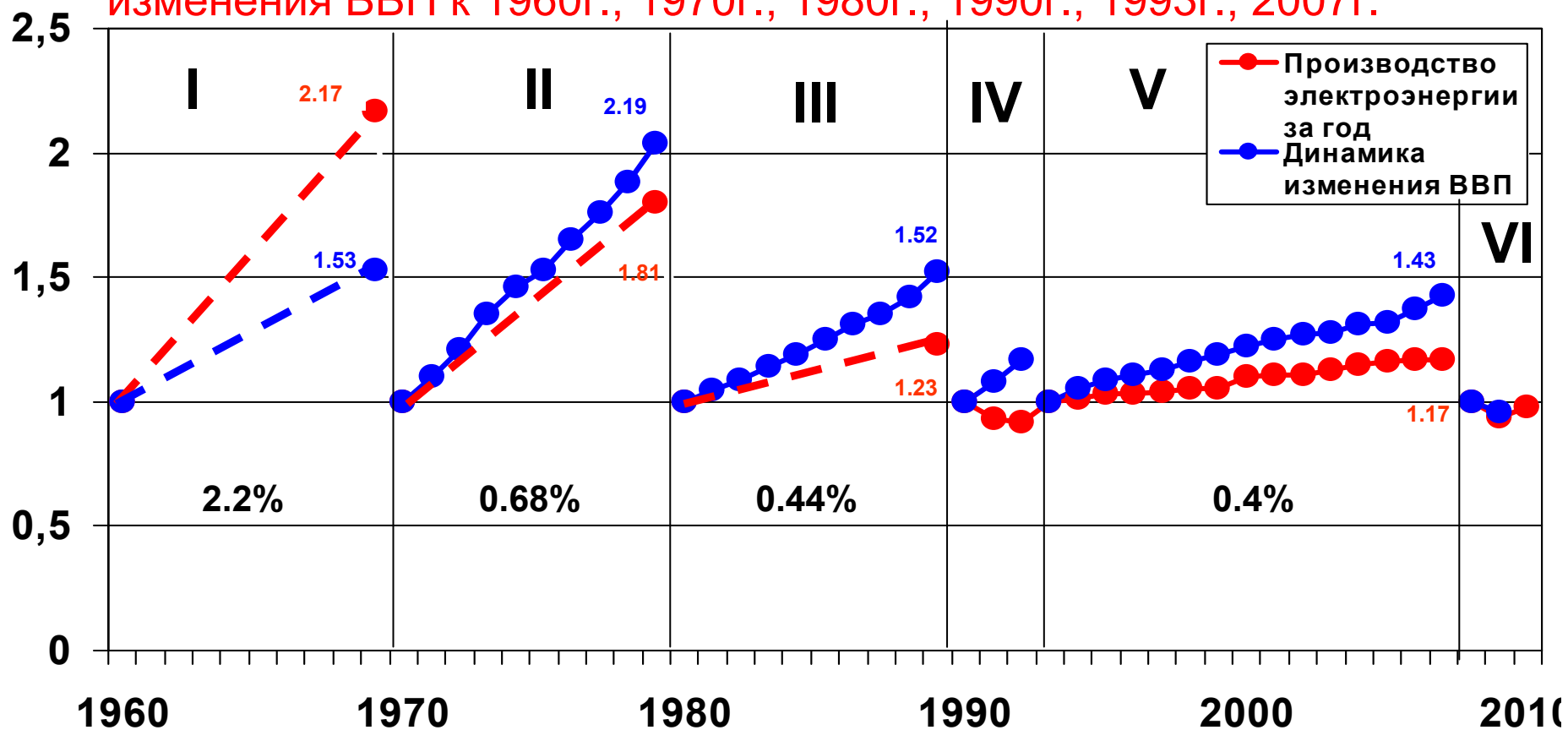
Германия.

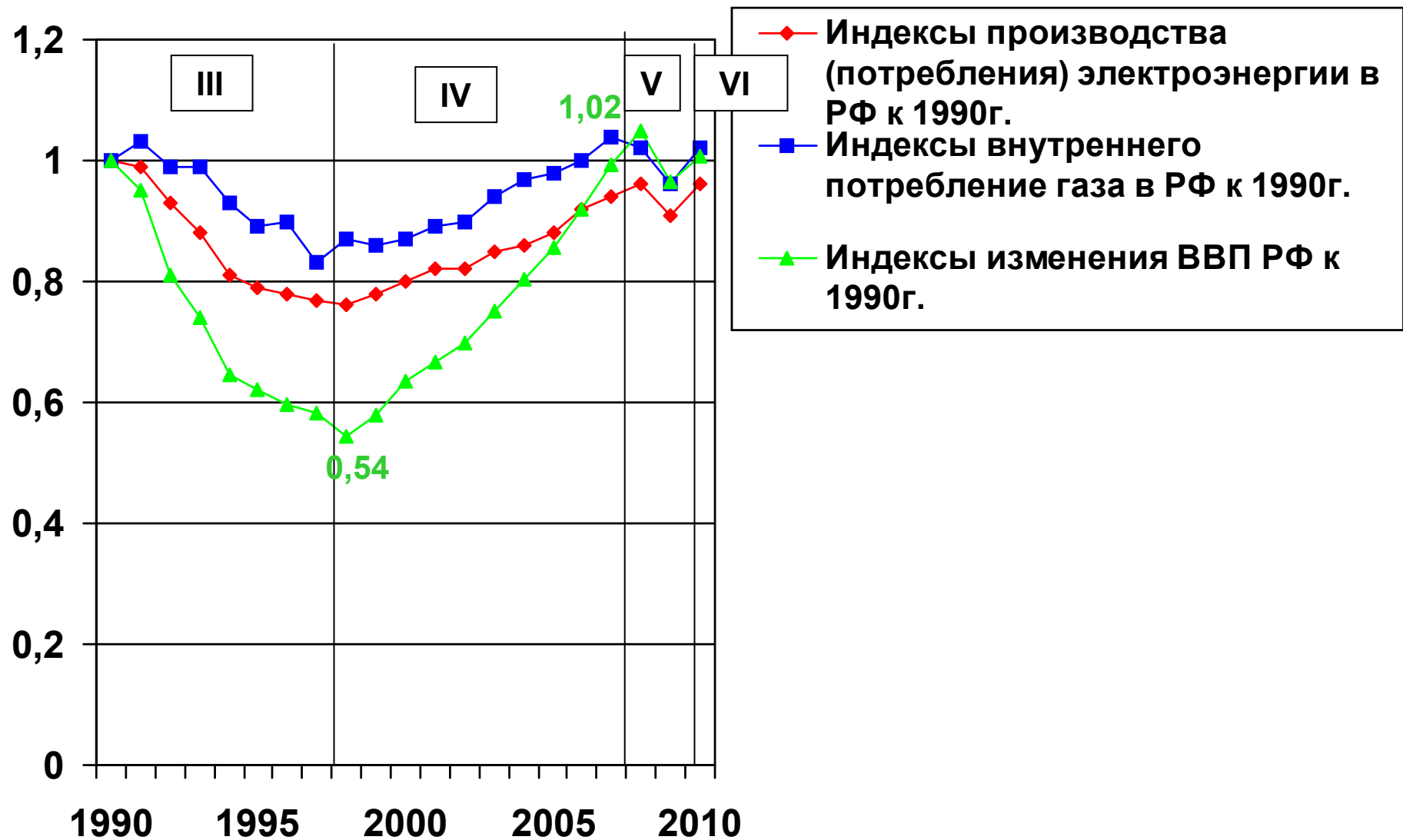
Индексы производства электроэнергии за год и динамики изменения ВВП к 1960г.




Германия.

Индексы изменения производства электроэнергии и динамики изменения ВВП к 1960г., 1970г., 1980г., 1990г., 1993г., 2007г.






Индексы изменения ВВП, потребления (производства) электроэнергии и внутреннего потребления газа к 1990г.



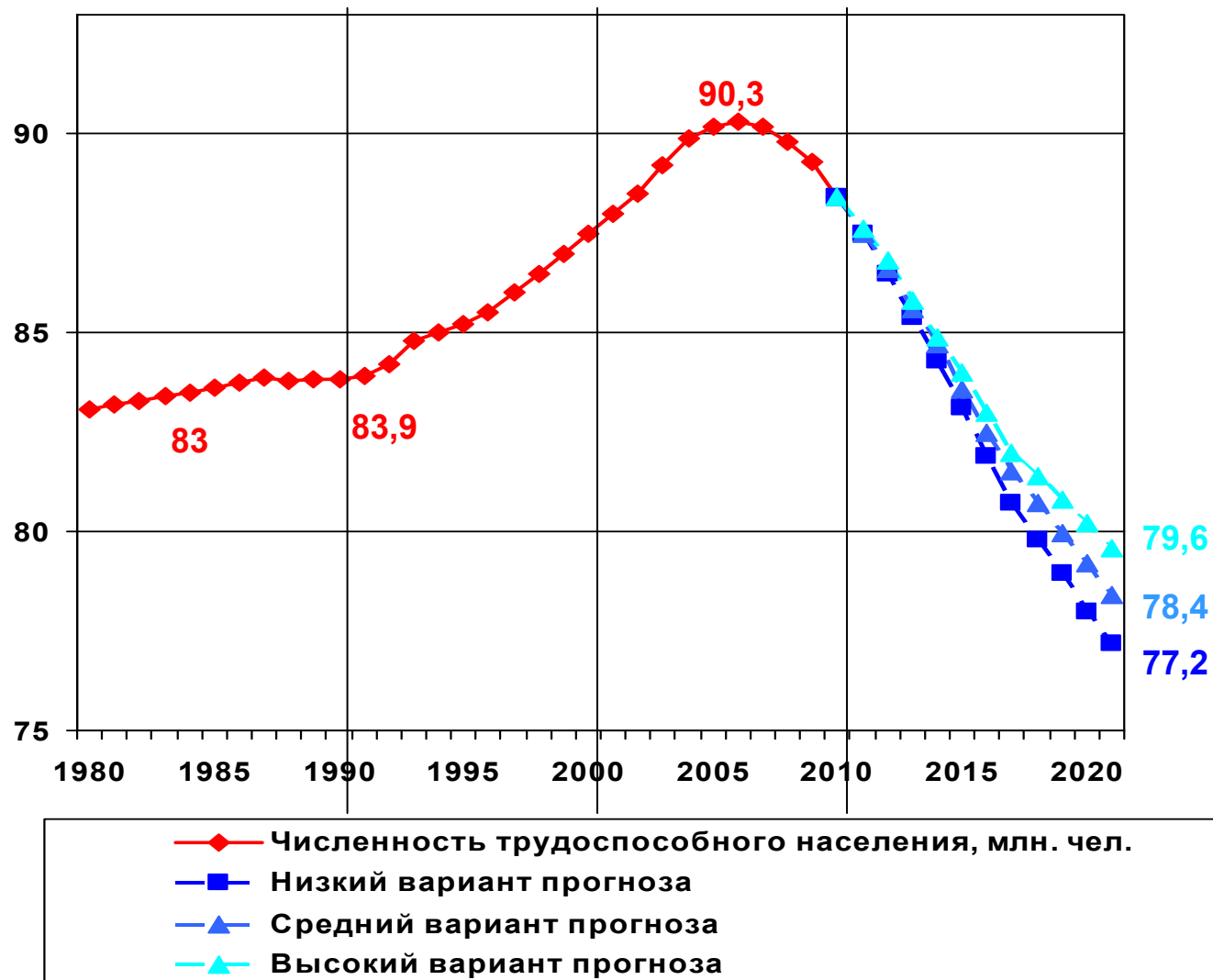
**В России среднегодовые темпы
внутреннего потребления
электроэнергии и газа однозначно
зависят от среднегодового темпа
изменения ВВП.**

**В период роста ВВП (1999-2008гг.) на 1%
роста ВВП, в среднем, приходилось
0,3% роста потребления
электроэнергии и газа**



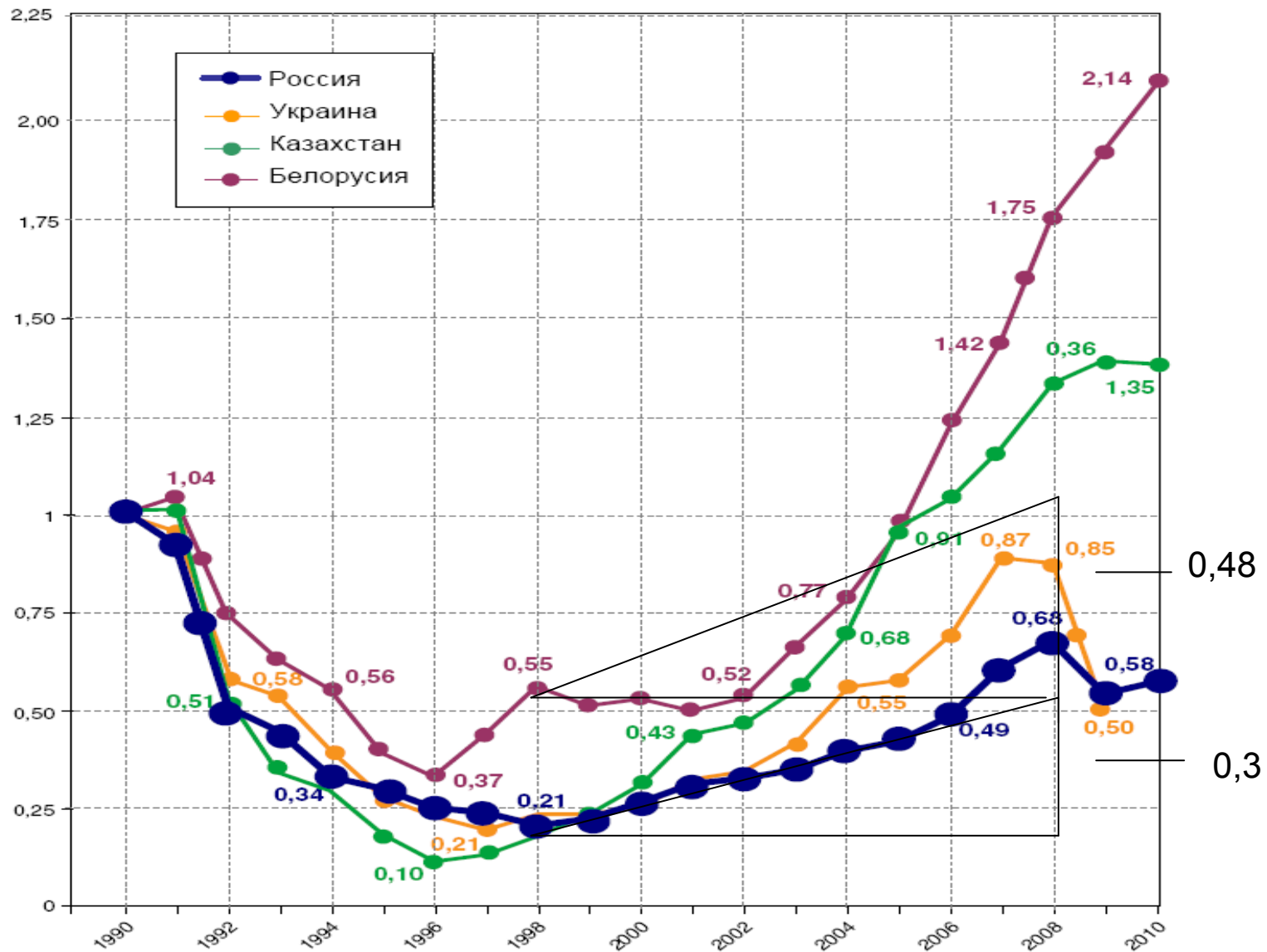
Макроэкономические прогнозы до 2020 г.


- **Снижение численности населения трудоспособного возраста в среднем на 1 млн. чел. в год из 84 млн. граждан трудоспособного возраста соответствует снижению ВВП на 1,2% в год.**




Динамика численности населения трудоспособного возраста в России в период 1980-2020 гг. с прогнозом до 2020 г. по различным сценариям Росстата

Индексы инвестиций в основной капитал к 1990г. (Россия, Украина, Казахстан, Белоруссия)

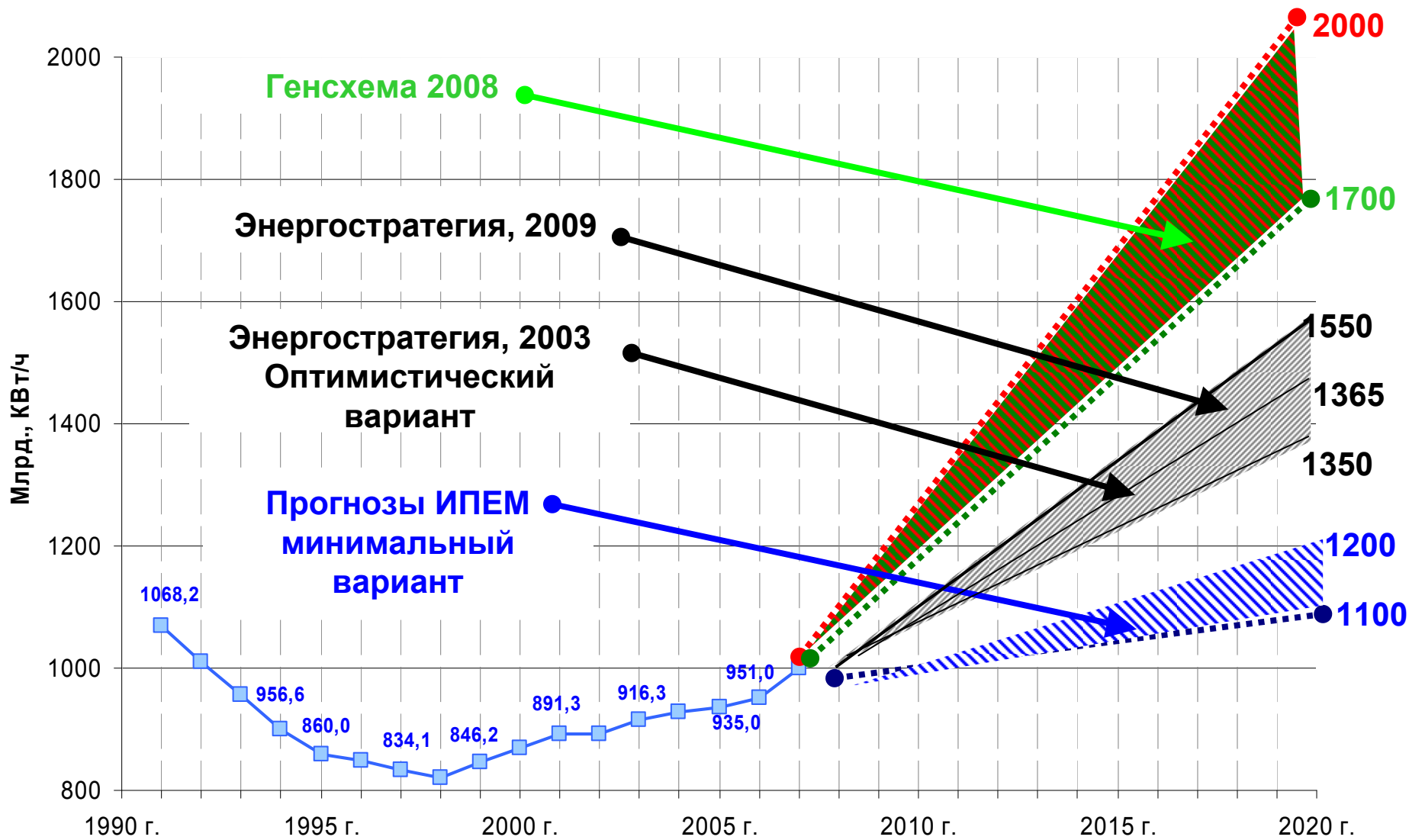


- 
- В период с 1998-2008 гг. коэффициент эластичности темпов изменения инвестиций в основной капитал к темпам изменения ВВП составил **0,63%**.

- 
- Минэкономразвитие – рост ВВП до 5% в год
 - При коэффициенте эластичности **0,3** рост потребления электроэнергии составит до **$5\% \times 0.3 = 1,5\%$**
 - Тогда средний рост потребления составит **16,5 млрд. кВт.ч. в год** или не более **1200 млрд. кВт.ч** до 2020г.



Прогноз внутреннего потребления электроэнергии






2.4. Строительство и реконструкция энергообъектов до 2020г.

- реконструкция газовых ТЭС до парогазовых **в 3 раза дешевле**, а время работ **в 3 раза короче**, чем строительство новых АЭС.

- мощность газовых ГРЭС, (блоки 150 МВт, 200 МВт и 300 МВт), ТЭЦ (Р-60-90, Т-110-130, Т-180) составляет более **44 ГВт** или почти **в 2 раза больше**, чем мощность АЭС (**24 ГВт**).

- объем реконструкции только газовых ТЭС – **4,4 ГВт** в год.
Итого: новое строительство и реконструкция – без учета ГЭС и угольных ТЭС,
минимум **$3 + 4,4 = 7,4$ ГВт** в год .



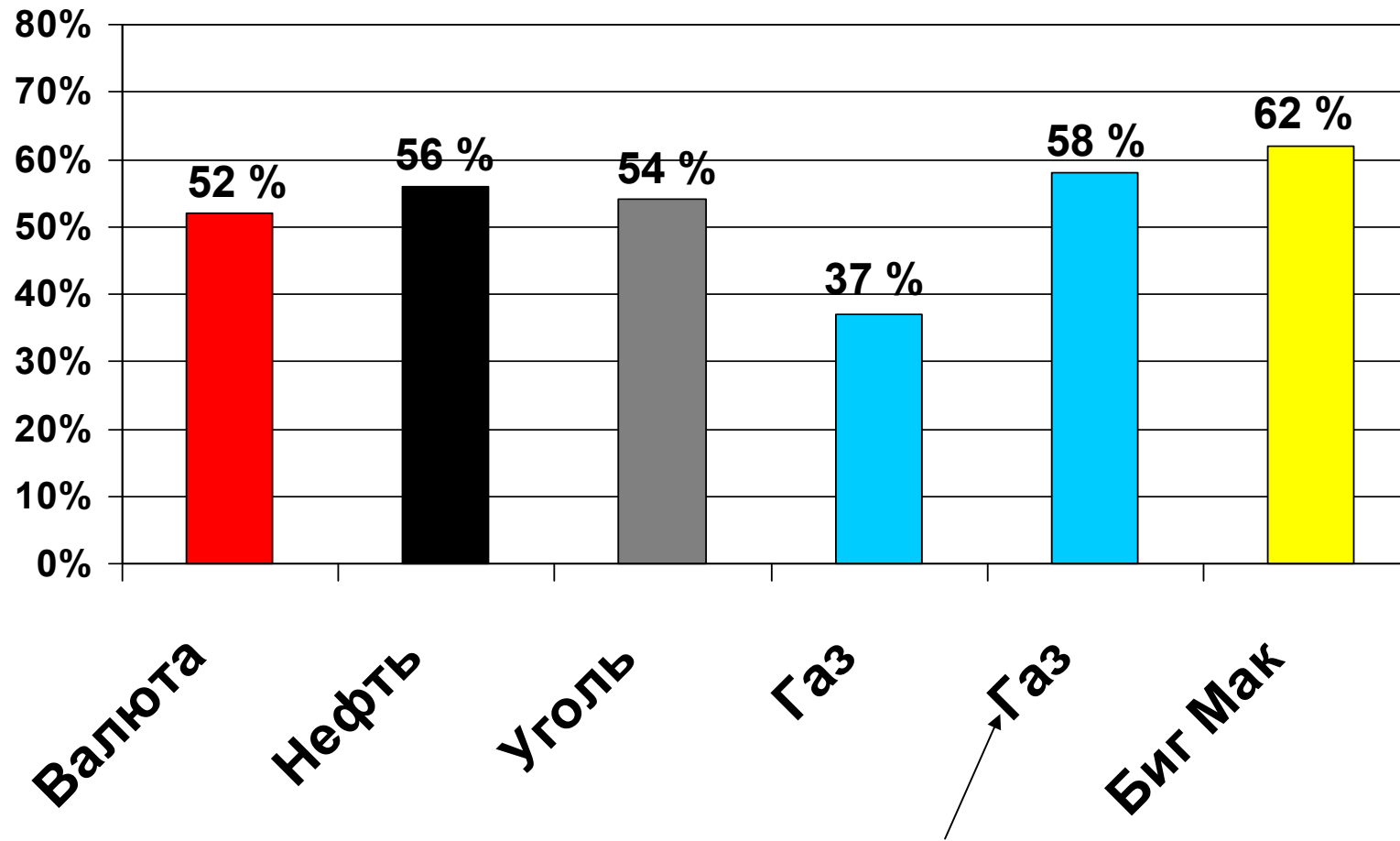
на 30% или (**на 15 ГВт**) можно увеличить мощность реконструированных газовых блоков, расположенных там же где АЭС (Европейская часть России и Урал). Это даст дополнительную выработку **80 млрд. КВт.ч.**

Рост производства электроэнергии на **16,5 млрд. КВт.ч** соответствует вводу **3 ГВт в год** новых мощностей, а с учетом электросбережения – **2 ГВт.**




2.5. Стоимость электроэнергии и энергоносителей внутри страны и на экспорт.

Международное сопоставление.



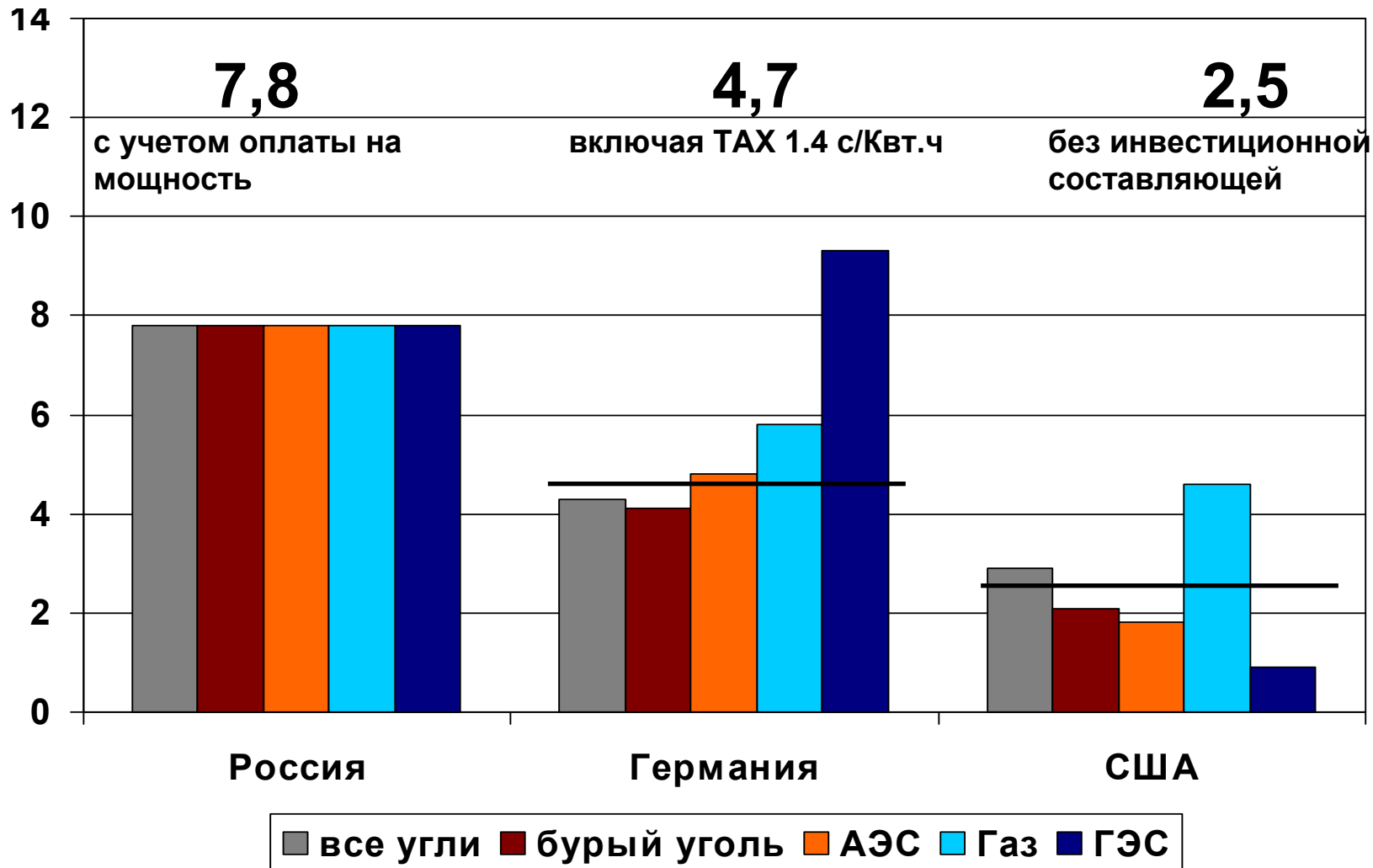
Без акциза и стоимости тр-та
вне России

Отношения стоимости \$ ППС к курсу \$ ЦБ и рублевых стоимостей
энергоносителей внутри страны и на экспорт в 2010 г.

- 
- Сопоставление цены электроэнергии и газа должно проводиться, по ППС\$ по всему ВВП: вместо **1\$ ЦБ = 30,5 руб.**, должно **1 ППС\$ = 16 руб.** (данные Росстата 2010г.).
 - В 2011г. стоимость газа **2900 - 3900 руб. за тыс./куб** соответствует **180-240 \$ППС**, то есть уже достигла с ЕС равновесной цены - **220-240 \$ за 1тыс./куб.**
 - Программа роста стоимости газа до равновесной с ЕС (в соответствии с курсом \$ ЦБ) – **ОШИБОЧНА.**
 - Рост цены газа **НЕИЗБЕЖНО** приводит к росту стоимости электроэнергии на оптовом рынке на **15%.**



цент ППС за кВт.ч



Стоимость генерации электроэнергии в России и Германии в 2010 г.; в США в 2009 г.



Стоимость для потребителей:


В первой зоне 2,8-5,2 руб. за КВт.ч. (0,18 – 0,33 ППС\$)

во второй зоне 1,8-3 руб. за КВт.ч. (0,1 – 0,19 ППС\$)

**В США 1 КВт/ч.: для промышленности – 0,067 \$, для
коммерческих предприятий – 0,1 \$; для населения – 0,11 \$.**

**В странах ЕС (Германия), в среднем, в 2 раза дороже
(Германия – в 1,7 раз), чем в США.**

- **по сравнению с США, ЕС и др. электроэнергия дороже:**
 - **промышленности в 1,5 - 5 раз**
 - **населению в 1 - 2 раза.**



- В России цена на электроэнергию **должна соответствовать США, т.е. не выше 1,8 руб. за КВт.ч.** (в ценах 2010г.), ибо Россия, как США, обеспечена собственным топливом.

- **Предельная цена** должен соответствовать ЕС (Германия), т.к.
 - импорт топлива - дополнительные затраты на их транспорт.
 - цена газа на 30% выше из-за акциза, облагаемого Россией

Предельная цена должна быть **НЕ ВЫШЕ** (цены 2010г.):

2,2 руб. за КВт/ч. (для промышленности), с учетом пер. субсид.

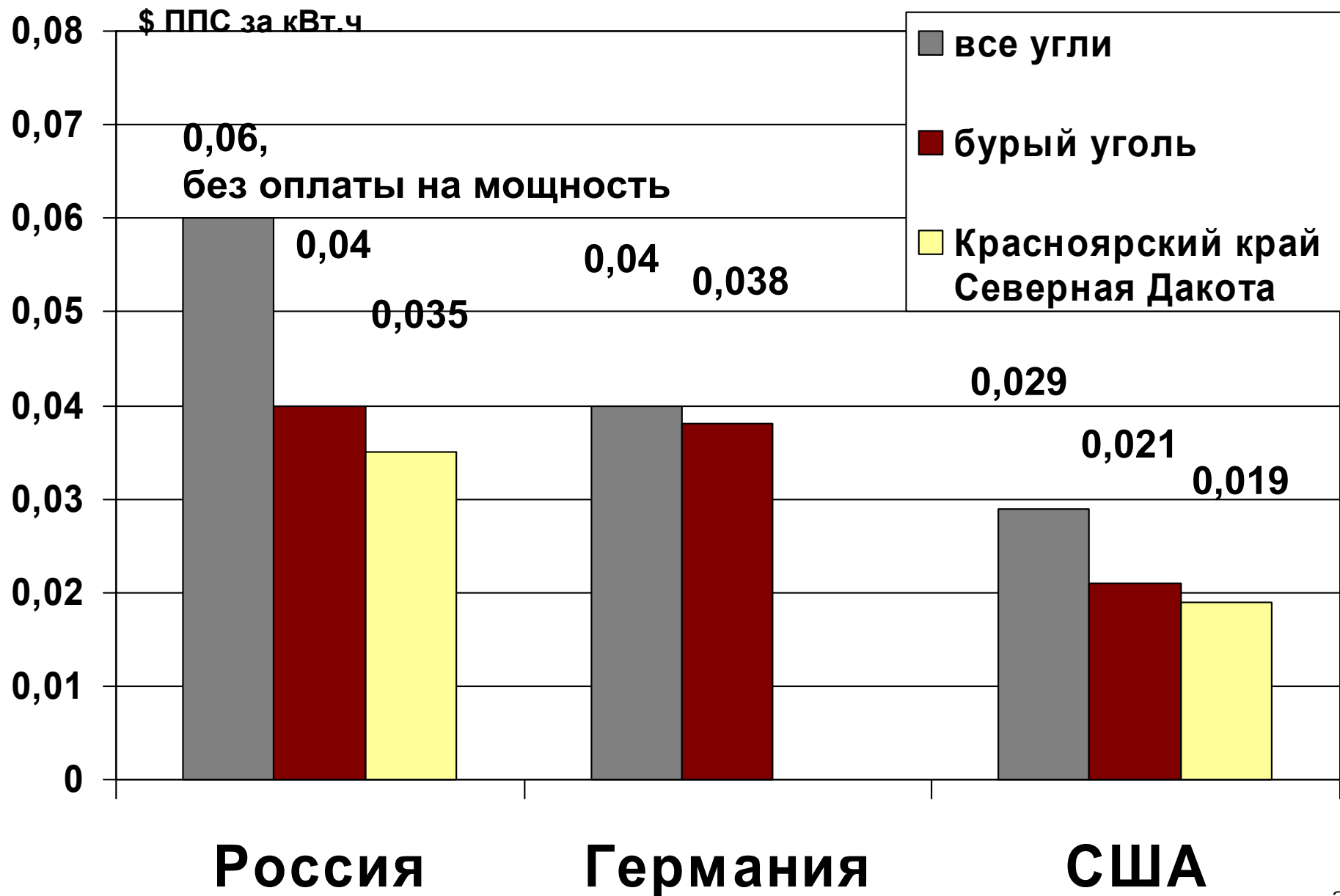
3,0 руб. за КВт/ч. (для населения)




На оптовом рынке АЭС 1 КВ.ч - **1,24 руб.**
или 0,078 \$ППС. (0,048 \$ ППС – без
инвестиционных надбавок).

Цена от АЭС США - **0,021\$** или в **3,7** раза
меньше. Без инвестиционных надбавок в
Российских АЭС – в **2,3** раза.

■ Сравнение стоимости электроэнергии угольных ТЭС для потребителей в России, Германии и США.



- 
- В 2010г. этот предельный уровень превышен в **1,5 раза** для промышленности и коммерческих предприятий:

- внутреннее производство **неконкурентно** с импортом;

- резко **негативное** отношение населения и бизнеса, несвязанного с ТЭК;

- Президент и Премьер-министр **не могут** получить ответа ни от руководителей отрасли, ни от экспертного сообщества:

«Почему же растет цена на электроэнергию?»



В 2010г. Финансовый объем рынка электроэнергетики оценивается в **1930 млрд. руб. из них**

■ генерация 1050 млрд. руб.


■ сети 800 млрд. руб.

■ сбыт 80 млрд. руб.

■ неплатежи 180 млрд. руб.


**■ перекрестное
субсидирование 200 млрд. руб.**

Декларируется, что такое субсидирование сохранится минимум до 2014 года и далее.

- 
- Затраты на инвестиции составляют **700 млрд. руб.** (2010г.), из них – **350 млрд. руб.** – на генерацию, и **350 млрд. руб.** – на сети но с учетом неплатежей – по **250 млрд. руб.**

Недостающие **200 млрд. руб.** – за счет заемных средств.

- В апреле 2011 года В.В. Путин объявил об **ограничении роста** стоимости электроэнергии уровнем инфляции (**6-7% в год**) при сохранении **15%** роста в год стоимости на газ.



**Тогда, рост стоимости топлива для ТЭС
увеличится на 70 млрд. руб в год
(50 млрд. руб. – газ,
20 млрд. руб. – уголь).**

**На 70 млрд. руб. в год (на 10%) будут
снижаться инвестиции в электроэнергетику.**





- В объеме инвестиций в генерацию в 2010г.,

**АЭС – 50,8% (180 млрд. руб.) - доля выработки 16,4%,
ТЭС - 36,7% (130 млрд. руб.), при их доле 68%.**

- На **1%** выработки АЭС приходится в **5,9 раз больше**, чем на ТЭС.

- При этом EBITDA на **1%** выработки **ТЭС меньше**, чем в Росэнергоатоме в **4,5 раза**, Русгидро, соответственно, - в **6,2 раза**.

- 
- по критерию замещения газа *равновесная стоимость* строительства АЭС, по сравнению с реконструкцией газовых ТЭС равна **2500\$** за КВт. и времени строительства **5-ти лет**.
 - Сегодня цена строительства **4500-5000\$** за КВт и время строительства **7- 8 лет** – **разоряет Россию**.



- В 2010 году инвестиции в ФСК и МРСК составляли **200 и 150 млрд. руб.** При ограничении стоимости электроэнергии инфляцией, инвестиций в ФСК - **2 трлн.** и в МРСК – **1,5 трлн. руб.**

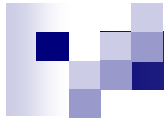
- Объем инвестиций в программу равен всего:

$$2,5 + 2 + 1,5 = 6 \text{ трлн. руб.}$$

Вместо 20,5 трлн. руб. по Генсхеме (2008г.) **и необходимых 11 трлн. руб.** по Энергостратегии (2009г.).

- В пятилетку **1986 – 1990гг** вводилось в среднем **5ГВт** в год, с сетевой инфраструктурой.

Реально, максимум – **3 - 4ГВт в год** до 2020 года.



ПРИЧИНЫ.

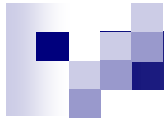
Управление.

- **негодная** система управления электроэнергетикой.
- **неэффективное** управление и регулирование отрасли со стороны министерств, ведомств и госкомпаний (Минэнерго, Минэкономразвития, ФСТ, ФАС, Ростехнадзор, Росатом, ФСК, МРСК и др.).




Нет координации развития:


- **электропотребления,**
- **генерирующих мощностей,**
- **электросетевого комплекса,**
- **газотранспортной системы,**
- **железных дорог,**
- **водных путей,**
- **автодорог.**



Рынок электроэнергии и мощности.

- Оптовый рынок электроэнергии и мощности – **рынок производителя.**
- Эффективностью работы всей энергосистемы **НИКТО НЕ ЗАНИМАЕТСЯ.** Системный оператор отвечает только за надежность энергоснабжения.


- 
- **Все** участники рынка электроэнергии и мощности, кроме потребителей, заинтересованы **ТОЛЬКО В РОСТЕ** своих цен.
 - **Нет механизма**, ограничивающего рост этих цен.
 - Долгосрочные договоры, которые обеспечивают прогноз развития рынка, **не востребовааны**



Правила рынка электроэнергии и мощности **не** стимулируют первоочередную реконструкцию газовых и угольных **ТЭС**.


Формируют **тренд** для массового строительства дорогостоящих **АЭС** и **ГЭС**.


Стоимость инвестиционных проектов в электроэнергетике завышена на **20-70%**.



В части генерации **маржинальной цене соответствует, в первой зоне – газовые ТЭС, во второй – угольные ТЭС.**

Из-за роста стоимости газа на **15 % в год и соответствующего роста стоимости угля (рынок энергетического угля монопольный) **автоматически** растет стоимости электроэнергии этих ТЭС на те же **15 %**.**


- 
- Для ГЭС и АЭС рост маржинальной стоимости **стимулирует** необоснованный рост цены электроэнергии от этих станций.
 - В результате, за последние 3 года, ГЭС и АЭС **увеличили** чистую прибыль соответственно на **122 и 49%** .



Для исправления ситуации надо перевести Росэнергоатом и Русгидро на **регулируемый тариф** с обоснованной рентабельностью.

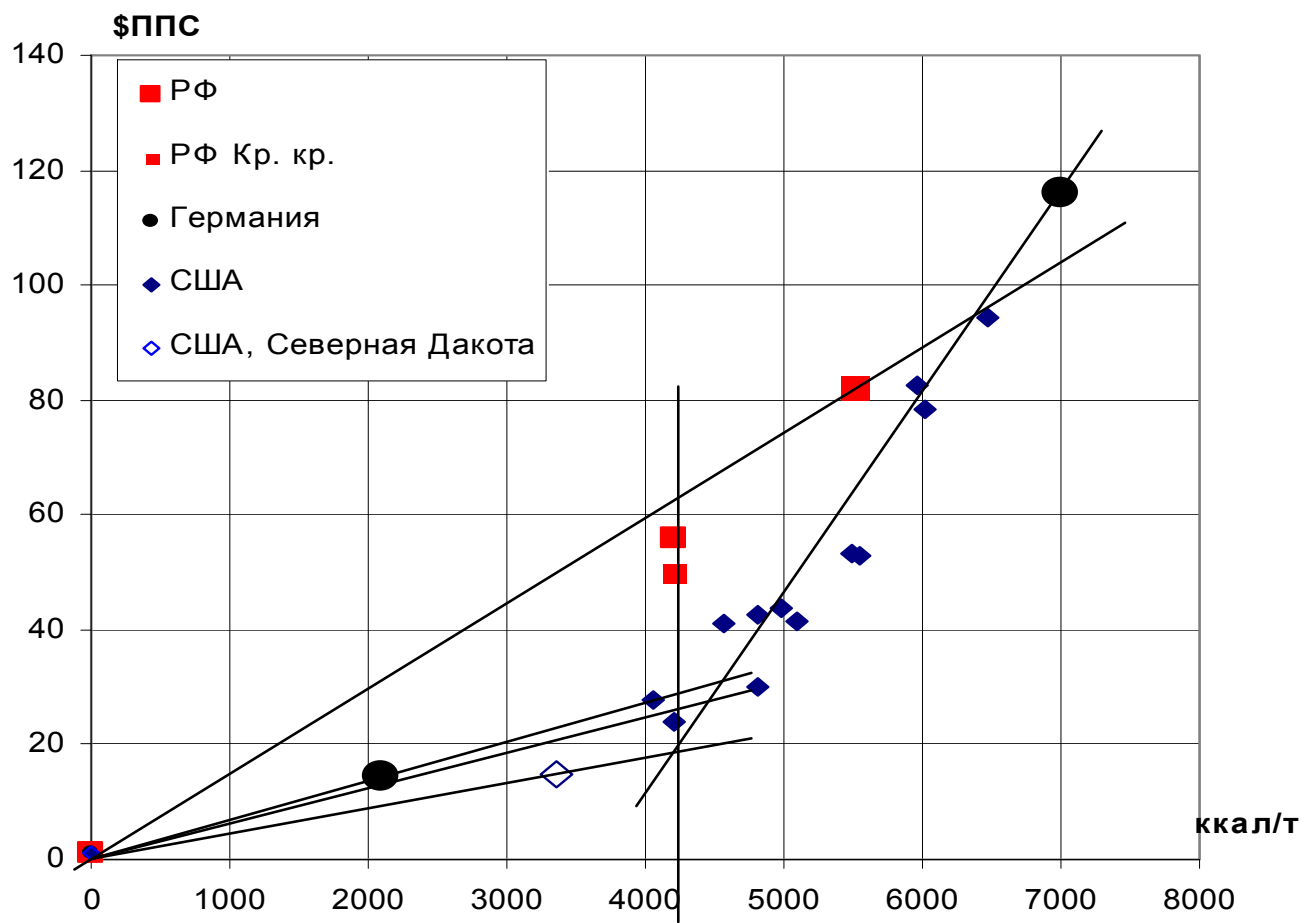
Это позволит снизить оптовые цены на электроэнергию за счет разбавления более дешевой электроэнергией АЭС и ГЭС. Аналогичная схема действует на Украине и др.

В части АЭС цена ядерного топлива внутри страны должна быть сопоставима с мировой стоимостью ядерного топлива по ППС\$, по всему ВВП и **в 2 раза меньше**, если рассчитывать ее по курсу доллара ЦБ.

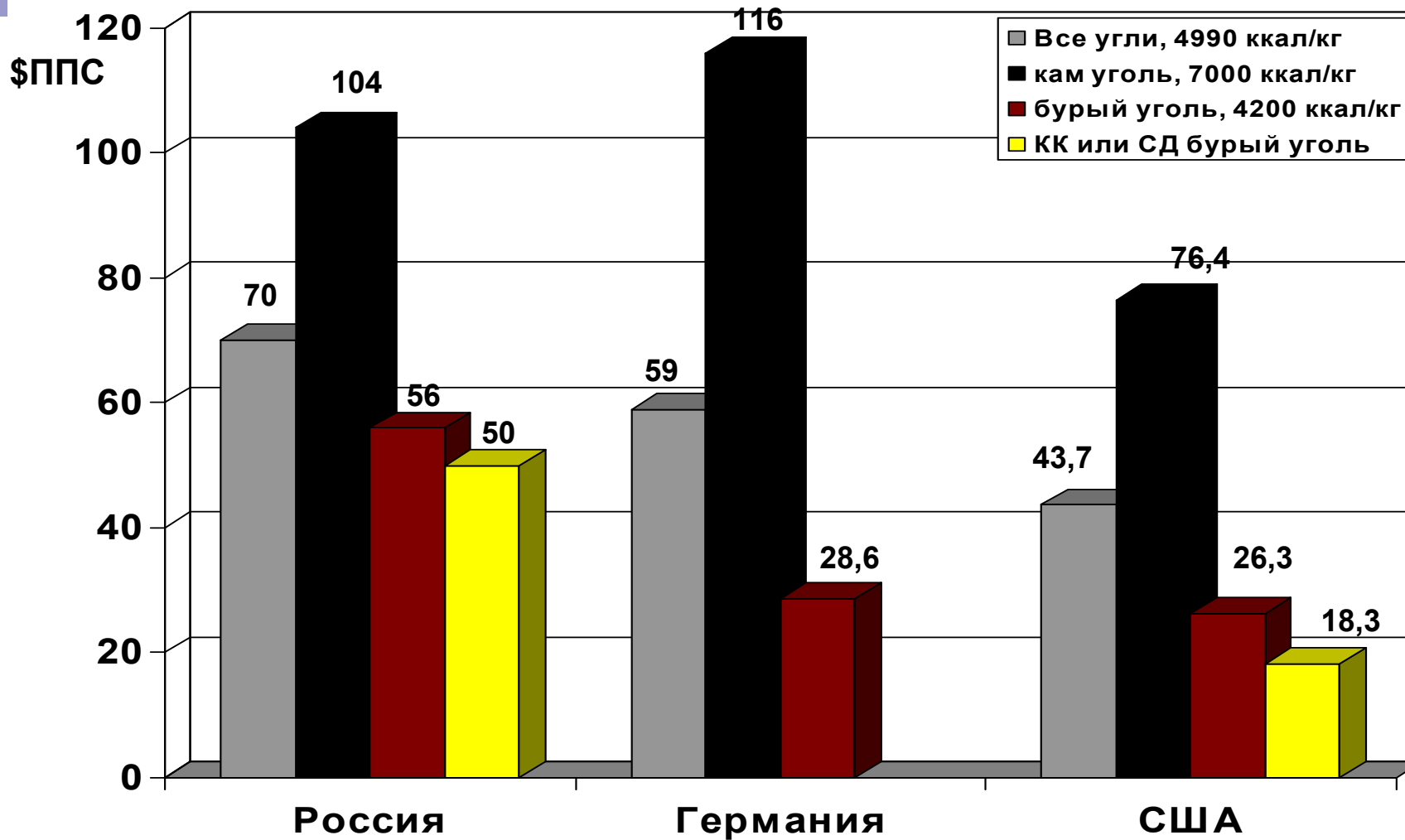
- 
- В части газовых ТЭС, обеспечить допуск независимых поставщиков газа к газотранспортной системе.

Снизит цену газа для ТЭС на **10% - 15%** к цене ФСТ.

- В части угольных ТЭС:
создать реальный **конкурентный** рынок энергетических углей, либо
ввести **регулируемую** цену на энергетический уголь для монопольного поставщика.



Зависимость стоимостей углей для ТЭС от их теплотворной способности в России, Германии и США



Сравнение приведенных стоимостей каменного и бурого углей в России и Германии в 2010 г., в США в 2009 г.



- В части сетей, стоимость услуг регулируется ФСТ. Она существенно завышена. В 2010г. сетевые компании получили чистую прибыль в размере **107 млрд. руб.**

Слабый контроль ФСТ и Минэнерго в ФСК и МРСК
- за **издержками** при эксплуатации сетей
-эффективностью реализации огромной
инвестиционной программы (**350 млрд. руб.**).

В части распределительных сетей стоимость услуг регулируется РЭКаами, часто абсолютно **необоснованно.**




Первый шаг исправления ситуации

– вместо **22 генкомпаний** создать **7 – 8**, по числу Федеральных округов,

-установить **конечную стоимость** на электроэнергию на несколько лет вперед, не выше средней по ЕС (Германия) по \$ППС,

- ввести **предельные цены** на все услуги и оборудование.

- 
- электроэнергетические компании должны быть **публичны**
 - **информация** о структуре цены их услуг должна быть легко **доступна**, для постоянного анализа и контроля.
 - - термин **«коммерческая тайна»** должен быть полностью исключен из делового оборота.



Уместно сделать перифраз М.Е. Салтыкова-Щедрина:

«Горе – думается мне – той отрасли, в которой и компании и смежники безнужно скулят о том,

что **коммерческая тайна** – священна!

Наверное, в отрасли сей имеет произойти **неслыханное воровство**».



Энергетическая стратегия. Инвестиции. Строительство.

Темп строительства и обновления энергетических объектов должен соответствовать Энергетической Стратегии – 11 трлн. руб. – максимальный сценарий.

По предлагаемой Программе – 6 трлн. руб. – минимальный сценарий.

Один процент роста потребления за 10 лет – 200 млрд. руб.



Крен в строительство **сверхдорогих** АЭС и ГЭС.

Нет **приоритета** реконструкции паротурбинных блоков в парогазовые и строительство парогазовых блоков ТЭС, реконструкции и строительства угольных ТЭС в Сибири.

Энергостратегию (2009г.) **невозможно реализовать**, низкая квалификация топ менеджеров энергетических компаний может обеспечить реализацию всего **35 - 40%** физического объема принятой Стратегии;




Программа ДПМ до 2018 - **28ГВт** стоимостью **1,8 трлн. руб.**,
Минэкономразвития согласовало получение долгосрочных
кредитов Сбербанке, ВТБ и др. из расчета **15%** годовых.

Высокая надежность заемщиков, **инвестиционного**
характера **кредита** и годовой инфляции должно быть не
более **8%**.

Процентная ставка до уровня инфляции **уменьшит** нагрузку
на стоимость электроэнергии на **30 млрд. руб. в год.**

Где же собственные средства генерирующих компаний?,
которые были предусмотрены как инвестиции (около **500**
млрд. руб.), а по заявлениям А.Чубайса в 2008г. - **800-1000**
млрд. руб.



Не **предусмотрено** строительство пиковых блоков. В первой зоне нагрузка регулируется за счет ТЭС.

В пиковом и полупиковом режиме **удельный расход** топлива возрастает до **25%**.

Часто **пиковый режим** снижает надежность работы оборудования энергоблоков.

Сетевым компаниям необходимо поставить **жесткую программу по снижению потерь**, связав ее с объемом инвестиций.

Минэнерго РФ и ФСТ **плохо** осуществляет контроль над исполнением инвестпрограммы.



СБЫТ.

Манипуляции сбытовых компаний.

Во всем мире для сбытовых компаний надбавка **2-5%**.

Дополнительно **70-90 млрд. руб.**, за счет **манипуляций** с продажей мощности потребителям в часы не совмещенных пиковых нагрузок.

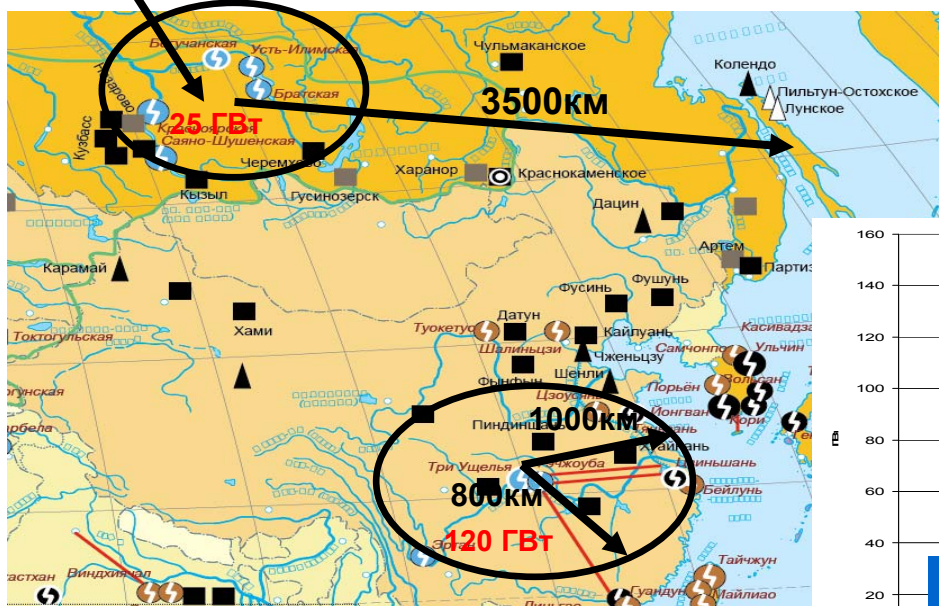
От **7 до 10 млрд. руб.** за счет снижения платы за мощность при неплановой остановке генерирующего оборудования.

Количество сбытовых компаний и гарантирующих поставщиков **5000 предприятий**.

Необходимо сократить их на порядок, иначе **нет контроля** за ними.

Послесловие

Включая СШГЭС и Богучанскую ГЭС
Риск потери конкурентоспособности



Где будет развиваться экспортно-ориентированное электроемкое производство?

Установ. мощности ГЭС Китая