



**ЗАО «Агентство по прогнозированию
балансов в электроэнергетике»**

**Генеральный Директор
И.С. Кожуховский**

**Принципы построения
и корректировки
Генеральной схемы
размещения объектов
электроэнергетики:
пространство для
новой энергетики**

**VI Байкальский экономический
форум. Круглый стол. Потенциал
развития в России новой энергетики**

8 сентября 2010 г.



- Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики на период до 2030 г. разработана ЗАО «АГБЭ» по поручению Минэнерго России в широкой кооперации ведущих энергетических институтов (ОАО «Институт «Энергосетьпроект», ИНЭИ РАН, ИСЭМ, ОАО «ЭНИН»)
- Проект Генеральной схемы на стадии разработки рассматривался в энергетических и инфраструктурных компаниях и обсуждался широкой энергетической общественностью
- 3 июня 2010 г. новая Генеральная схема в основном одобрена на заседании Правительства Российской Федерации
- В настоящее время доработанная Генеральная схема находится на утверждении в Правительстве Российской Федерации

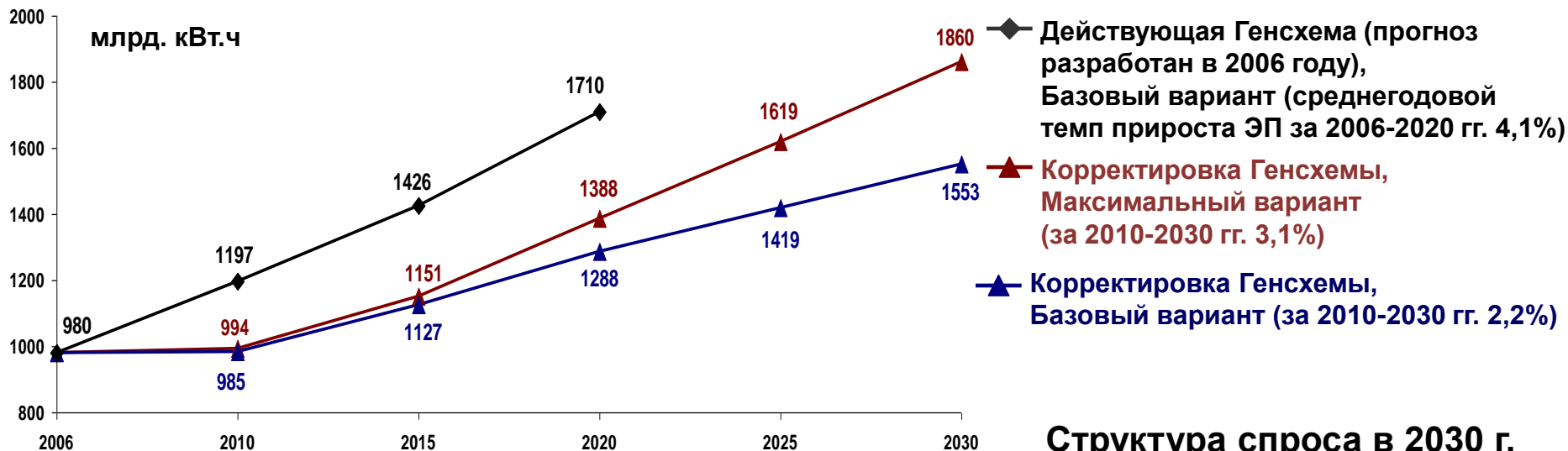
Показатели за период с 2006 до 2020 годов

показатель	Генсхема	Прогноз «as usual»	отклонение	
			абсол.	отн., в %
Электропотребление в 2020 г., млрд.кВт.ч	1710	1391,5	318,5	19
Вводы генерирующей мощностей, ГВт	186,1	104,3	81,8	44
Выбытие генерирующих мощностей, ГВт	51,9	13,7	38,2	73,7

ВЫВОД:

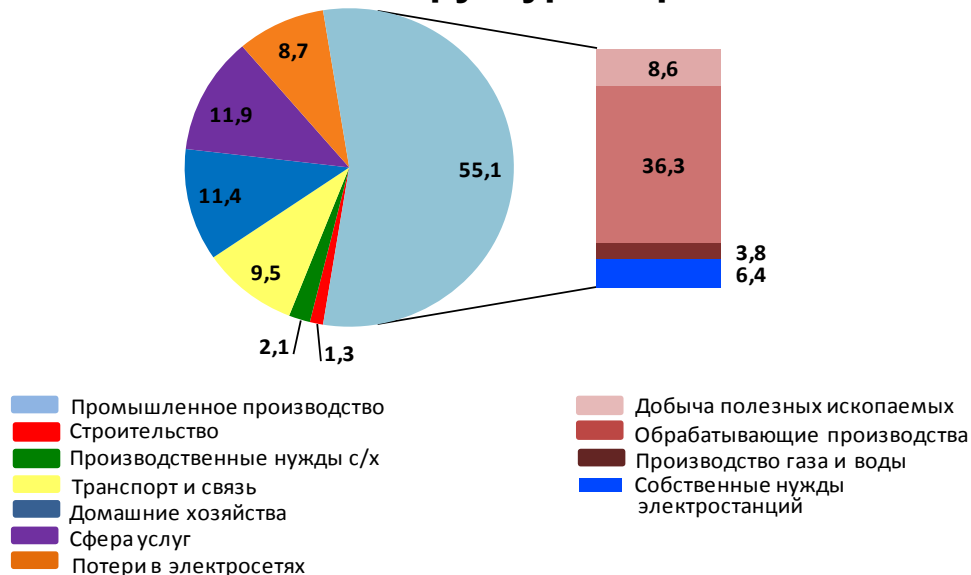
Отклонения показателей настолько существенны, что потребовалась корректировка Генеральной схемы

* Мониторинг – это прогноз развития отрасли исходя из существующих тенденций



- В структуре электропотребления на период до 2030 года сохраняется доля промышленного электропотребления в пределах 55%
- Возрастает доля обрабатывающих производств

Структура спроса в 2030 г.



1. Нарастающее старение оборудования и технологическое отставание отрасли
2. Снижение доли централизованных систем теплоснабжения (ТЭЦ, ко-генерация) в общем объеме потребления тепла. Продолжается «котельнизация» России. В выработке э/э растет доля конденсационной выработки и снижается доля теплофикационной выработки
3. Медленное наращивание генерирующих мощностей на основе возобновляемых источников энергии
4. Масштабное создание потребителями (особенно, промышленными предприятиями) собственных объектов генерации

Параметры пара на ТЭС:

В России:

- давление до 25МПа
- температура до 545-550 С

В мире:

- давление до 30МПа
- температура до 600-650 С

КПД ТЭС:

В России:

- в среднем 36,6%

В мире:

- Япония 41,5%
- Франция 39,5-40%
- Германия 39-40%

ТЭС в общей структуре мощностей России*

Доля ТЭС в общей структуре мощностей России – 68% (145,3 ГВт)

ТЭС Всего	ТЭС общего пользования	ТЭС промышленных
585 шт.	332 шт.	253 шт.

Оборудование ТЭС России*

Всего		Срок эксплуатации от 30 до 50 лет			Срок эксплуатации более 50 лет		
Турбин, шт.	Мощн., ГВт	Турбин, шт.	Мощн., ГВт	Доля, %	Турбин, шт.	Мощн., ГВт	Доля, %
2180	145,3	955	75,6	52%	360	10,2	7%

Всего		Срок эксплуатации от 30 до 50 лет		Срок эксплуатации более 50 лет	
Котлов, шт.	Доля, %	Котлов, шт.	Доля, %	Котлов, шт.	Доля, %
3136	59%	1847	59%	669	21%

Котельные в городах России**

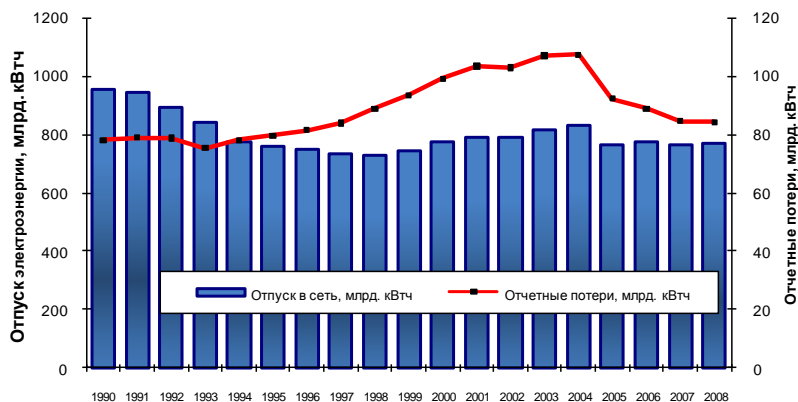
	2000 г.	2008 г.	Рост к 2000 г.	%
Число котельных шт.	67 913	72 106	+ 4 193	+ 6,2%
в т.ч. до 3 Гкал/час	47 206	54 686	+ 7 480	+ 16%
от 3 до 20 Гкал/час	16 721	13 963	- 2 758	- 16,3%
выше 20 Гкал/час	3 289	2 781	- 508	

Вывод: продолжается «котельнизация» России, стремительно растет число мелких котельных

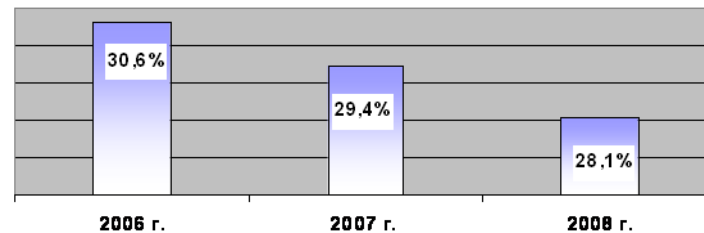
* Источник: база данных АПБЭ

** Источник: данные формы Росстат 1-ТЕП

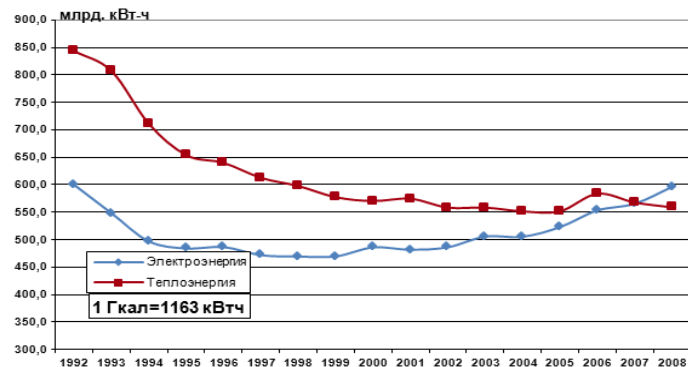
Отпуск электроэнергии в сеть и потери электроэнергии в сетях



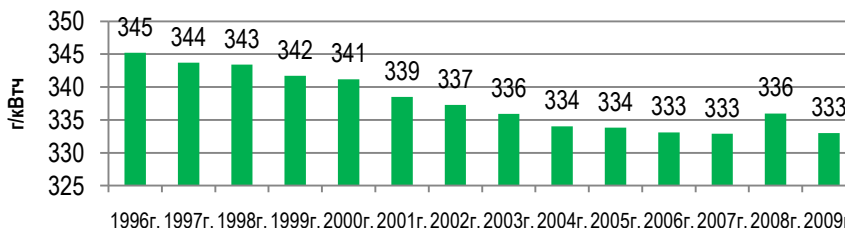
Выработка электроэнергии на ТЭЦ по теплофикационному циклу



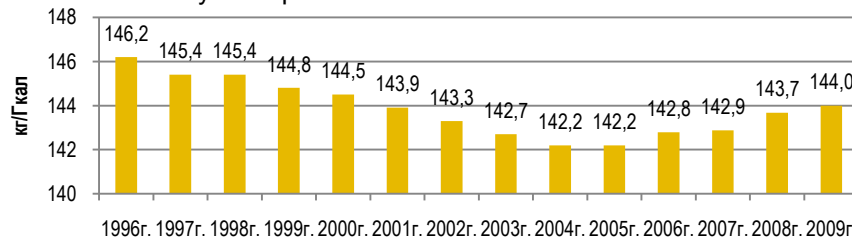
Падение когенерации на действующих ТЭС России



Удельные расходы топлива на действующих ТЭС на электроэнергию



Удельные расходы топлива на действующих ТЭС на тепловую энергию



Причины резкого падения когенерации:

1. снижение промышленной тепловой нагрузки ТЭЦ
2. вытеснение ТЭЦ котельными (пример - Москва)
3. рост использования электроэнергии на обогрев и охлаждение помещений

С 2005 года наблюдается рост удельных расходов топлива на ТЭС

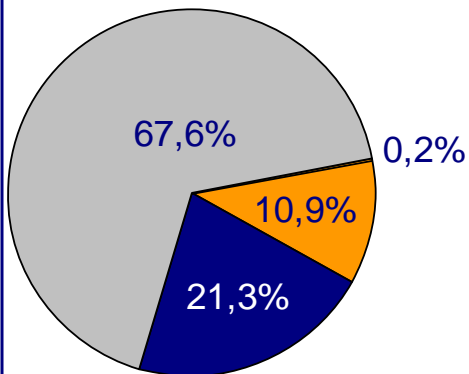
Источники информации: база данных АПБЭ и ОРГРЭС



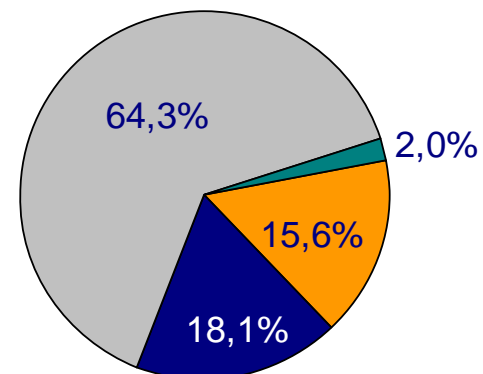
1. Переход от политических установок к экономическим критериям по оптимизации структуры мощностей
2. Переоценивающее развитие сетевой инфраструктуры
3. Оптимальное сочетание крупных системообразующих и локальных (распределенных) источников мощности
4. Сохранение незначительного опережения темпов развития угольной генерации (по сравнению с другими видами генерации)
5. «Принудительная» модернизация
6. Переход от раздельного производства электроэнергии, тепла и холода преимущественно к их когенерации и тригенерации
7. Инновационное развитие. Определение перспективных технологий и создание демонстрационных объектов. Развитие отечественного энергомашиностроения

- Для обоснования оптимального развития и размещения разных типов электростанций в региональном разрезе был использован критерий минимума полных дисконтированных капитальных и эксплуатационных затрат
- Ограничением при оптимизации выступили:
 - потребность в мощности по зонам (пиковая, маневренная, базовая), исходя из характеристик перспективных графиков нагрузки
 - прогноз ресурсов и стоимость основных видов топлива для электростанций

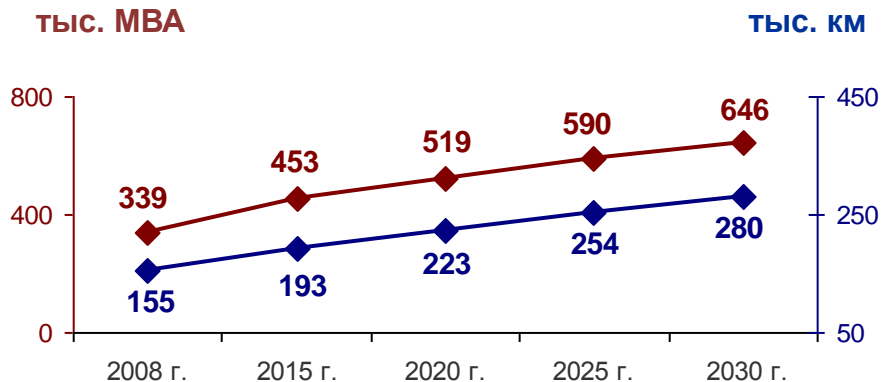
Структура установленной мощности



2008 г.	ГВт	2030 г.
23,5	АЭС	50,5
45,9	ГЭС	58,6
145,3	ТЭС	208,3
0,4	ВИЭ	6,4
215,1		323,8

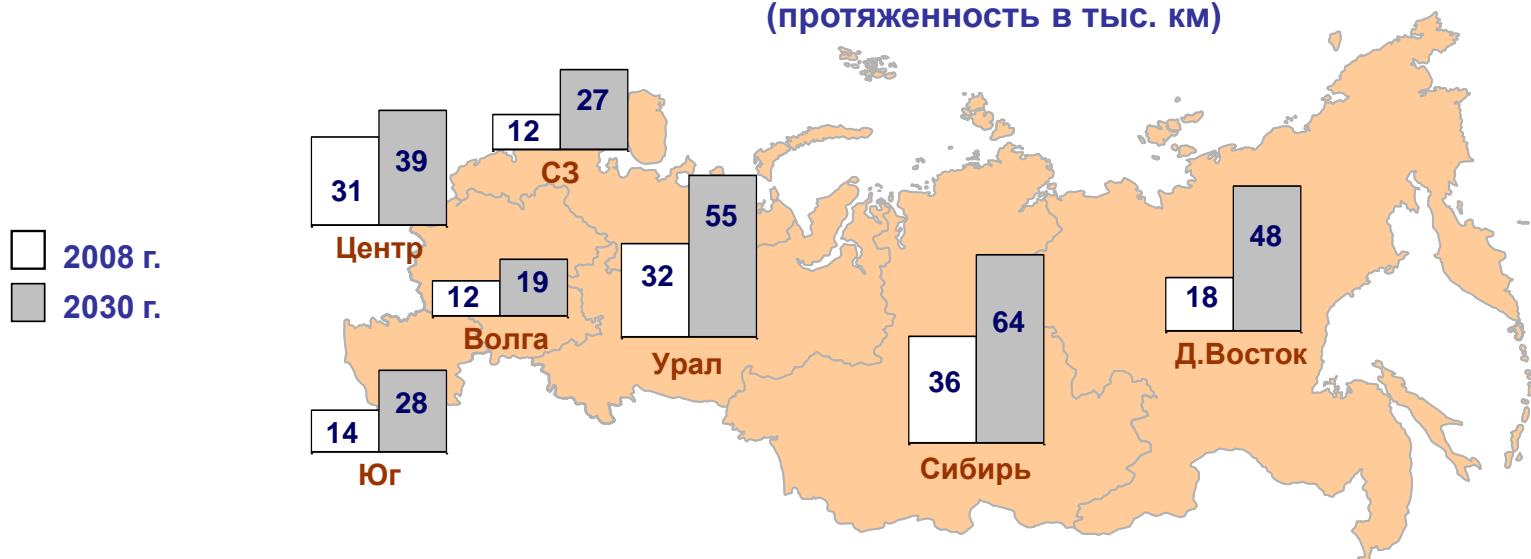


Протяженность и трансформаторная мощность для сетей ЕНЭС 220 кВ и выше



- До 2020 года необходимо ввести 25,5 тыс. км ВЛ 330 кВ и выше
- В период 2010-2020 гг. требуется ввести 9,5 тыс. км ВЛ 330 кВ и выше для выдачи мощности новых общесистемных станций
- В период 2010-2020 гг. требуется ввести 16,0 тыс. км ВЛ 330 кВ и выше для усиления межсистемных и межгосударственных связей и повышения надежности электроснабжения потребителей

Развитие сетей ЕНЭС 220 кВ и выше в региональном разрезе (протяженность в тыс. км)



- Сочетание двух тенденций – развитие ЕЭС России (в т.ч. крупной системной генерации) и распределенной генерации
- Объем вводов распределенной генерации оценивается в объеме 5 % от суммарной потребности во вводах

Программа новых вводов (ГВт)

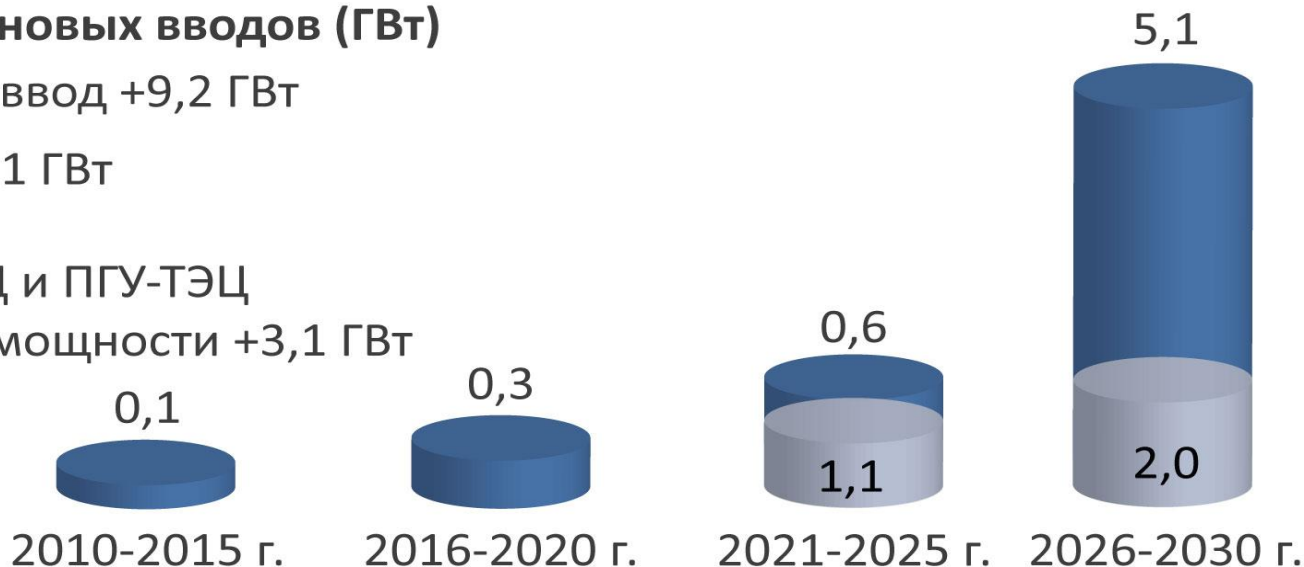
Суммарный ввод +9,2 ГВт



ВИЭ +6,1 ГВт

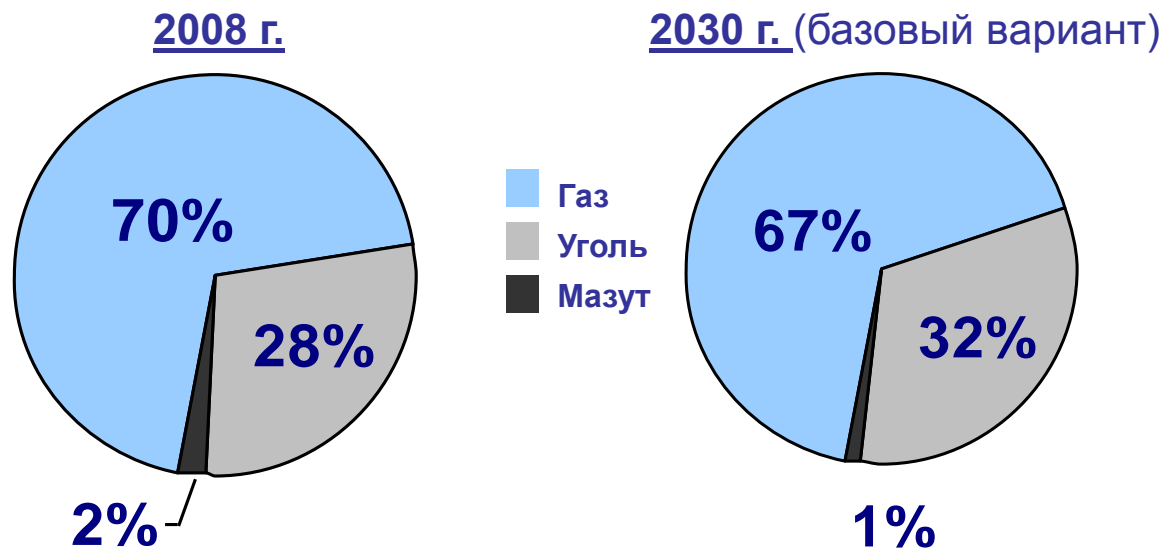


ГТУ-ТЭЦ и ПГУ-ТЭЦ малой мощности +3,1 ГВт



- В кратко- и среднесрочной перспективе газовая генерация остается более эффективной по сравнению с угольной, ожидать масштабного развития угольной генерации в России можно только в период после 2020-2025 гг.
- Рост платы за выбросы и возможное введение платы за CO₂ сделает производство электроэнергии на угле по традиционным технологиям еще более неконкурентоспособным. Необходимо внедрение чистых угольных технологий – ЦКС, ССКП, генерации на основе газификации угля

Структура топливного баланса ТЭС



Основные экономические механизмы и стимулы :

- долгосрочный рынок мощности,
- договоры на предоставление мощности
- рост цен на газ,
- рост экологических платежей

Наравне с экономическими стимулами должны быть задействованы административные механизмы:

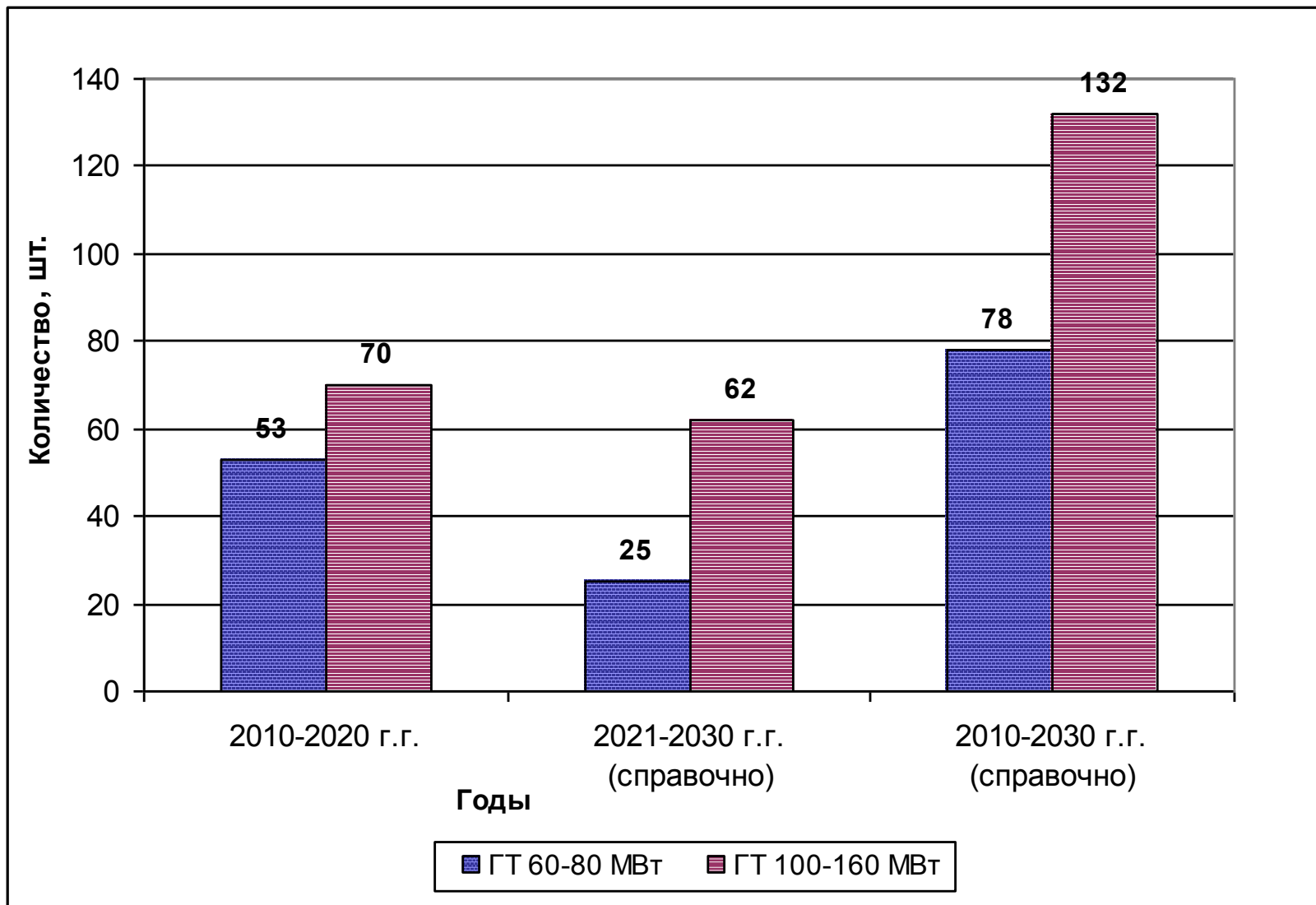
- Принятие технических регламентов, определяющих требования к эффективности энергетического оборудования, в том числе предельные сроки эксплуатации устаревшего оборудования
- Разработка и принятие программы модернизации электроэнергетики, реализующей и конкретизирующей положения Генеральной схемы применительно к модернизации действующего энергетического оборудования

- Перевод котельных в режим когенерации может обеспечить рост производства электроэнергии до 500 млрд. кВтч
- Типовое решение – замена котельных на ГТУ-ТЭЦ и ПГУ-ТЭЦ в сочетании с тепловыми насосами, перевод существующих котельных в пиковые режимы
- Необходима комплексная модернизация систем централизованного теплоснабжения и тепловых сетей
- Необходима новая модель регионального рынка для когенерации (электроэнергия и тепло, производимые в режиме когенерации, должны продаваться на едином региональном рынке энергоснабжения территории электроэнергией и теплом)

Развитие когенерации в городах позволит:

- повысить коэффициент полезного использования топлива до 85 %
- изменить потребности в топливе
- вовлечь в теплоэнергетику местные виды топлива
- улучшить экологию городов и поселений

- Определение перспективных технологий:
 - ПЕРЕХОД НА ПАРОГАЗОВЫЙ ЦИКЛ, вывод из эксплуатации устаревшего паросилового оборудования. Освоение выпуска газовых турбин мощностью 65-350 МВт и ПГУ на их основе 400-800 МВт
 - ПЕРЕХОД НА ЧИСТЫЕ УГОЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ (суперсверхкритические параметры пара, циркулирующий кипящий слой, ПГУ с газификацией угля)
 - РАЗВИТИЕ СИСТЕМ КОГЕНЕРАЦИИ на базе высокоэффективных ПГУ-ТЭЦ (с удельной выработкой электроэнергии на тепловом потреблении 1200-1500 кВт.ч/Гкал)
 - МИНИМИЗАЦИЯ ТИПОРАЗМЕРНОГО РЯДА оборудования, модульные поставки, типовое проектирование
 - Создание пилотных интеллектуальных активно-адаптивных (SMART GRID) сетей
- Планирование и стимулирование создания демонстрационных объектов
- Развитие отечественного энергомашиностроения, электротехпрома, проектной деятельности



- 1. Генсхема должна реализовываться через инвестиционные программы компаний, схему развития ЕЭС России, схемы развития электроэнергетики регионов**
- 2. Необходима программа модернизации, дополняющая Генсхему**
- 3. Стимулирование малой и распределенной генерации**
- 4. Совершенствование правил рынков электроэнергии и тепла**
- 5. Необходим реальный запуск пилотных проектов по новым технологиям**

Генеральная схема создает новые возможности и комфортное пространство для развития новой энергетики

Спасибо за внимание!