

Перспективы научно-технологического развития энергетики

С.П. Филиппов, М.Д. Дильман

Институт энергетических исследований РАН

Москва, ул. Нагорная 31, к.2

Заседание НТС «РАО ЕЭС России»
7 июня 2018 г., НИУ «МЭИ», Москва, Россия

Научно-технологическое развитие (НТР) энергетики определяется следующими основными факторами:

- 1. Достижениями НТП в энергетике и смежных отраслях**
(предложение новых технологий и их характеристики).
- 2. Текущим состоянием энергетики (начальными условиями).**
(масштабы, структура, техническое и финансовое состояние и т.д.).
- 3. Спросом на энергию и его характеристиками**
(объемами, структурой и т.д.).
- 4. Доступными топливно-энергетическими ресурсами (ТЭР) и их характеристиками**
(качество, цена и т.д.).
- 5. Ресурсными ограничениями**
(финансовыми, кадровыми и др.).
- 6. Институциональными требованиями**
(обеспечение энергетической безопасности, вкл. технологическую независимость, соблюдение природоохранных нормативов, регулирование энергорынков и т.д.).

В совокупности они формируют **глобальные технологические тренды**, которые оказывают **определяющее** влияние на технологическое развитие национальной энергетики (через конкуренцию и т.д.).

Энергетика индустриального периода: основные итоги развития *

(первая половина 20 в. – начало 21 в.)

* Более детально вопрос рассмотрен в статье
Филиппов С.П. Технологическое развитие энергетики в индустриальный период:
достижения и разочарования, опыт на будущее / Энергетическая политика, 2018, N
3, с.45-53.

Основные итоги технологического развития энергетики индустриального периода:

- 1. Вовлечение в ТЭБ новых крупных источников энергии**
(нефть, природный газ, ядерная энергия).
- 2. Крупномасштабное использование новых энергоносителей**
(электроэнергия, моторные топлива)
- 3. Централизация энергоснабжения**
(создание мощных систем электро-, тепло-, газоснабжения).
- 4. Концентрация энергетического производства** (ЭС на 4-6 ГВт).
- 5. Массовое применение новых энергетических технологий**
(паровые и газовые турбины, ПГУ, ГПУ и др.).
- 6. Рост единичных мощностей энергоустановок** (ЭУ 0,8-1,2 ГВт).
- 7. Повышение параметров энергооборудования**
(температура, давление, электрическое напряжение и т.д.).
- 8. Снижение выбросов вредных веществ в окружающую среду.**

Основная стимулы технологического развития энергетики в 20 веке:

- ❖ **Индустриализация, концентрация промышленного производства в городах** - рост спроса на электроэнергию промышленностью.
- ❖ **Рост населения, урбанизация, повышение жизненного уровня населения** (обеспеченность жильем и т.д.) – рост спроса на энергию населением, комбытом и городским электротранспортом.
- ❖ **Повышение конкурентоспособности экономики** (производительности труда) – рост спроса на качественные энергоносители (электроэнергию, моторные топлива)
- ❖ **Повышение конкурентоспособности энергопроизводства** (снижение его затратности за счет улучшения технико-экономических показателей энергоустановок с ростом их единичной мощности).
- ❖ **Решение социальных проблем** - высвобождение низкоквалифицированной рабочей силы в результате закрытие мелких неэффективных электростанций и котельных.
- ❖ **Решение экологических проблем городов** - оздоровление окружающей среды городов, в т.ч. за счет развития теплофикации на основе крупных ТЭЦ и ликвидации котельных.

Эти стимулы остаются активным, но их содержание и роль изменяются.

Основные тенденции в развитии энергетики индустриального периода:

- ❖ Ресурсную основу энергетики индустриального периода составили органические топлива.
- ❖ На их долю в структуре мирового производства первичной энергии 40 лет назад (в 1973 г.) приходилось 86,7%, в настоящее время эта величина сократилась до 81,1%, т.е. налицо понижающий тренд.
- ❖ До Чернобыльской катастрофы (1986 г.) органические топлива активно вытеснялись ядерной энергией.
- ❖ В последнее десятилетие эту роль выполняют ВИЭ. В настоящее время доля ядерной энергии в мировом ТРЭС составляет 4,8%, а ВИЭ – 14,1% против соответственно 0,9 и 12,4% 40 лет назад.
- ❖ В структуре добываемых в мире органических топлив наблюдается тренд на сокращение доли нефти за счет роста доли природного газа и угля. За период 1973-2014 гг. доля нефти уменьшилась с 46,2 до 31,3%, при этом доля газа увеличилась с 16 до 21,2%, а угля – с 24,5 до 28,6%.

Перспективы научно-технологического развития энергетики

Энергетика постиндустриального периода: основные особенности

Спрос на энергию в постиндустриальный период:

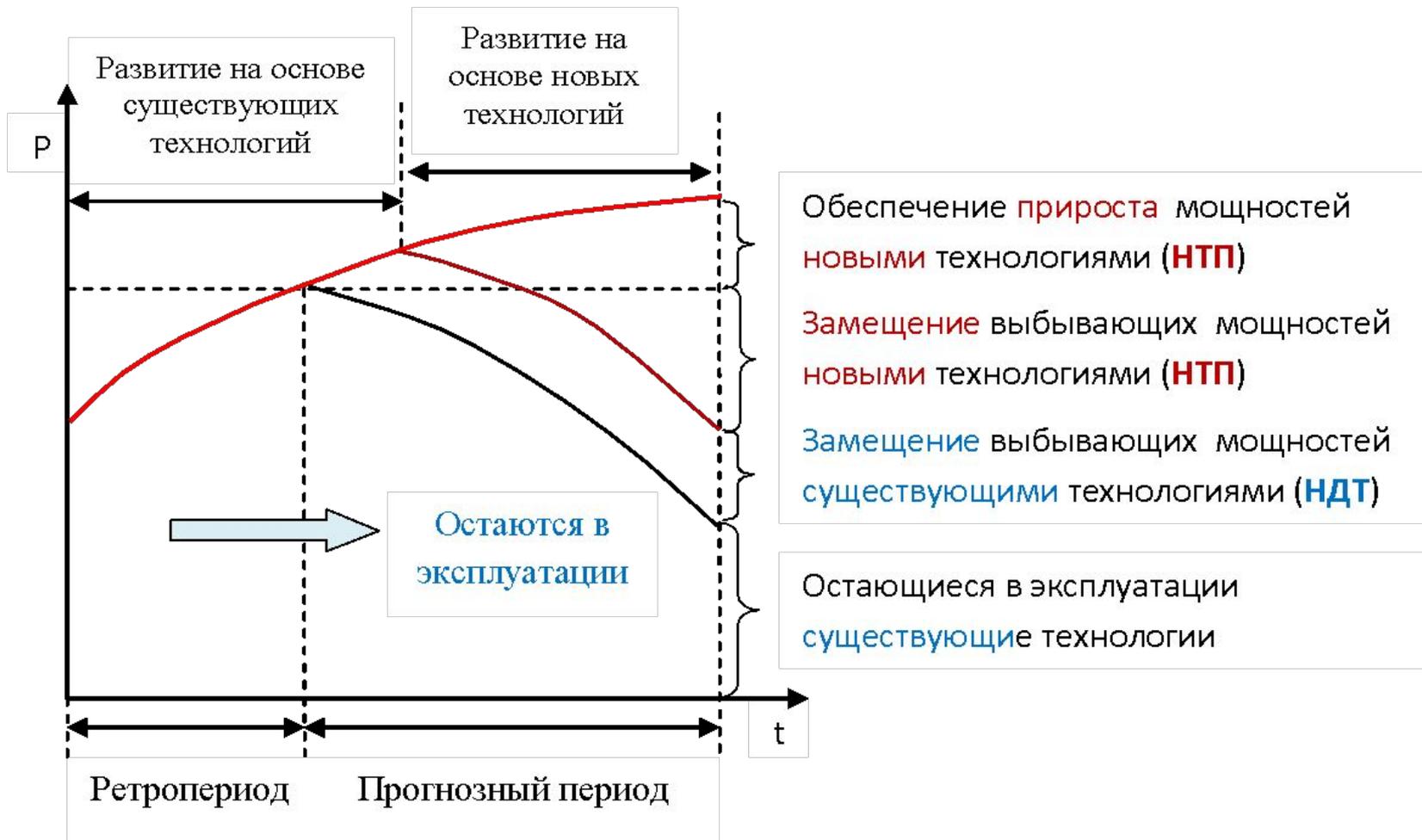
- ❖ Снижение темпов роста спроса на энергию.
 - ❖ Пережающие темпы роста спроса на **электрическую энергию** и ужесточения требований к ее качеству и надежности поставок.
 - ❖ Децентрализация энергопотребления будет благоприятствовать развитию **распределенной генерации**, в том числе на базе ВИЭ.
 - ❖ Быстрое расширение использования разнообразных автономных устройств (гаджетов, роботов и т.д.) и электротранспорта приведет к взрывному росту **мобильной энергетики**.
 - ❖ Ключевыми технологиями для успешного развития распределенной генерации и мобильной энергетики могут стать **электрохимические установки** - топливные элементы и аккумуляторы электроэнергии, а также суперконденсаторы.
 - ❖ Востребованность **систем централизованного энергоснабжения** может быть связана с наличием концентрированных энергетических нагрузок, обусловленных продолжением процессов урбанизации и сохранением в больших масштабах крупной промышленности.
-

Предложение энергии в постиндустриальный период:

- ❖ **Рост объемов и географии потребления природного газа** (формирование рынка СПГ). Сбываются прогнозы о наступлении «эры метана».
- ❖ **Сокращение темпов развития угольной электрогенерации (CO₂).**
- ❖ **Резкое снижение роли нефтетоплива в производстве электроэнергии.**
- ❖ **Стагнация развития ядерной энергетики.** Введение странами «ядерного моратория».
- ❖ **Стремительное увеличение объемов использования ВИЭ.**
- ❖ **Как следствие, усложнение электрических режимов в ЭЭС.** На стохастичность электропотребления накладывается стохастика электрогенерации на базе ВИЭ. Это создает новые условия для работы электроэнергетики. К стохастичности электропотребления электроэнергетика адаптировалась.
- ❖ **По первичным энергоресурсам** будущая энергетика будет преимущественно «ВИЭ – газовой», по промежуточным энергоносителям – «электро-газовой», а по конечной энергии – «электрической», т.е. реализуется концепция «**Электрического мира**».

Вывод: На всю обозримую перспективу энергетика будет оставаться «многоукладной». Особенно в России, где много запасов органических топлив и мало «хороших» ресурсов ВИЭ в местах интенсивного спроса на энергию.

Технологическое развитие энергетики в постиндустриальный период:



Энергетика является чрезвычайно инерционной отраслью.
Срок службы ТЭС – 30-40 лет и более, АЭС – 40-60 лет, ГЭС – 100 лет и более.

НДТ – хорошая идея (особенно для плохих проектировщиков).

Перспективы научно-технологического развития энергетики

Глобальные технологические тренды в энергетике

(мониторинг НТП в энергетике и смежных отраслях)

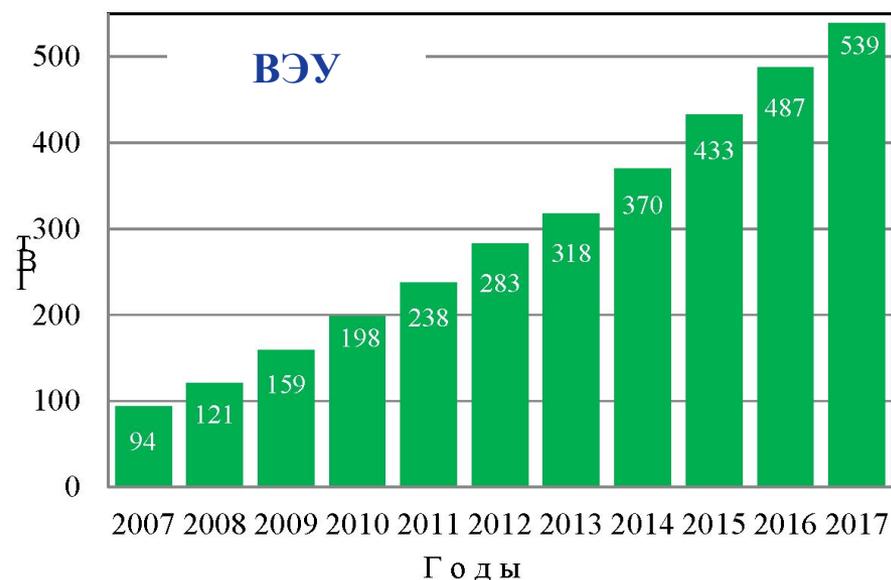
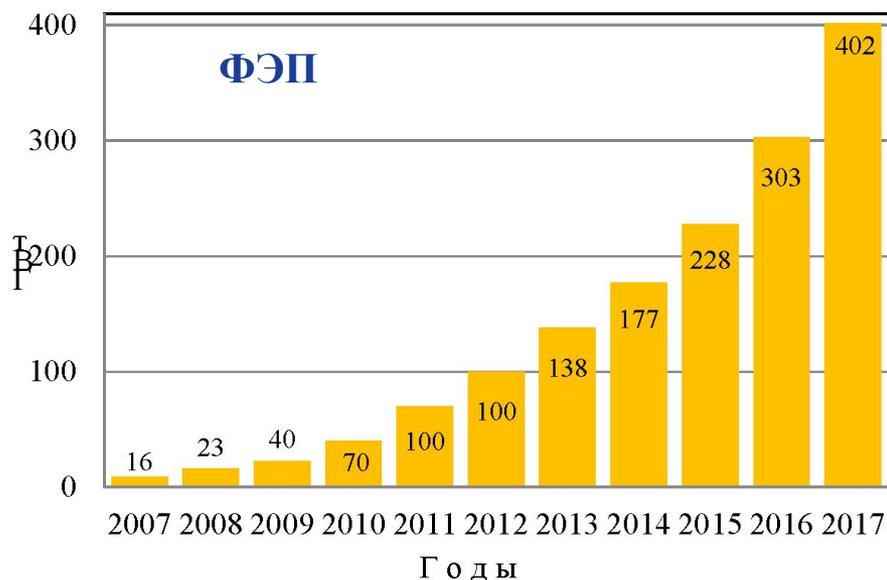
Глобальное управление НТП и НТР:

- ❖ НТП является глобальным явлением.
- ❖ Концентрация «финишных» НИОКР и производства наукоемкой продукции в руках небольшого числа крупнейших транснациональных корпораций.
- ❖ Остается все меньше стран, способных самостоятельно разрабатывать и выводить на глобальные рынки новые энергетические технологии.
- ❖ Формируется глобальная технологическая зависимость («новое научно-технологическое рабство»).
- ❖ В мире создана система глобального управления НТП и НТР через международные научно-технологические программы и коллаборации, механизмы слияния/поглощения.
- ❖ Осуществляется массовая «перекачка умов» и развивающихся стран в развитые.
- ❖ Добавленная стоимость достается транснациональным корпорациям и развитым государствам.

Глобальные тенденции в энергетике. Возобновляемая энергетика:

- ❖ В первый период: автономное применение.
- ❖ Сейчас: превалирование «сетевых» решений.
- ❖ Рост единичных мощностей установок
- ❖ ВИЭ-генерация стохастическая по своей природе.
- ❖ ВИЭ не решают, а усугубляют проблему покрытия пиковых мощностей. Пики становятся «рваными».
- ❖ При большой доле в балансе мощности ВИЭ «залазит» в полупик, а затем и в базу, делая их тоже «рваными» («калифорнийская утка» в «стохастическом» исполнении).
- ❖ Электрические режимы становятся труднопредсказуемыми.
- ❖ Стоимость электроэнергии от ВЭС упала до 4-6 центов/кВтч, в Мексике на новых ВЭС – до 2 центов/кВтч.
- ❖ **НО!** Это стоимость энергии «на установке». Необходимо еще учитывать:
 - системные эффекты;
 - общественные эффекты (социальную стоимость энергии - МАГАТЭ);
 - мультипликативные эффекты (в смежных отраслях экономики, важно для НТП).

Требуется дальнейшее развитие методологии и инструментария системно-технологических исследований в энергетике.



Источник данных: REN21

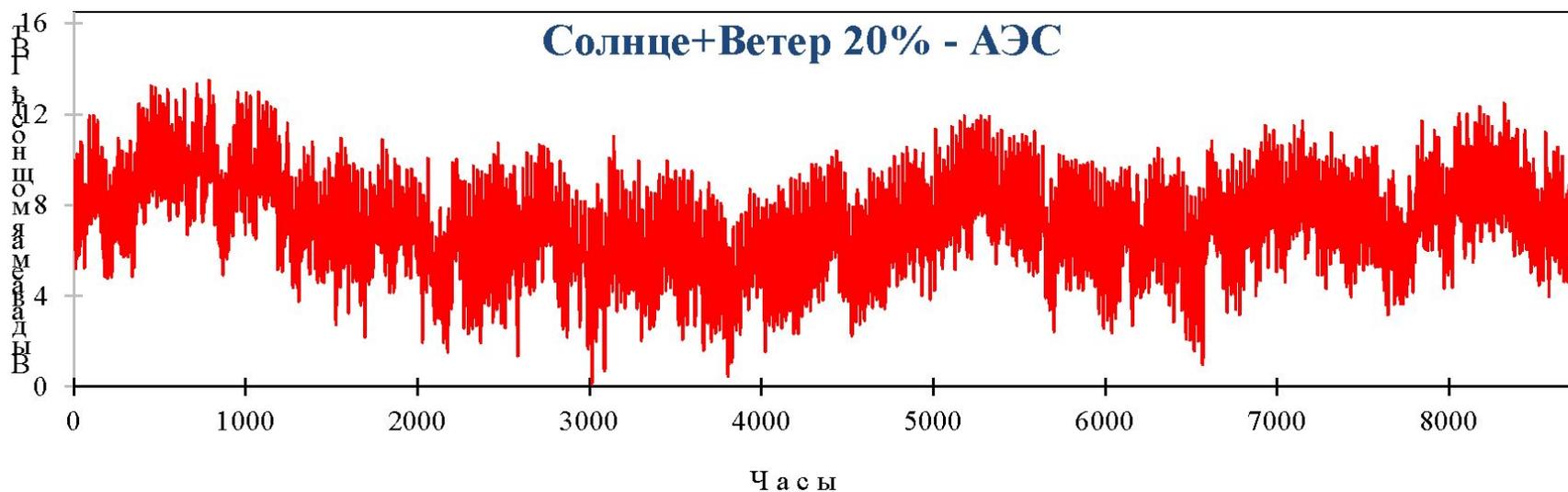
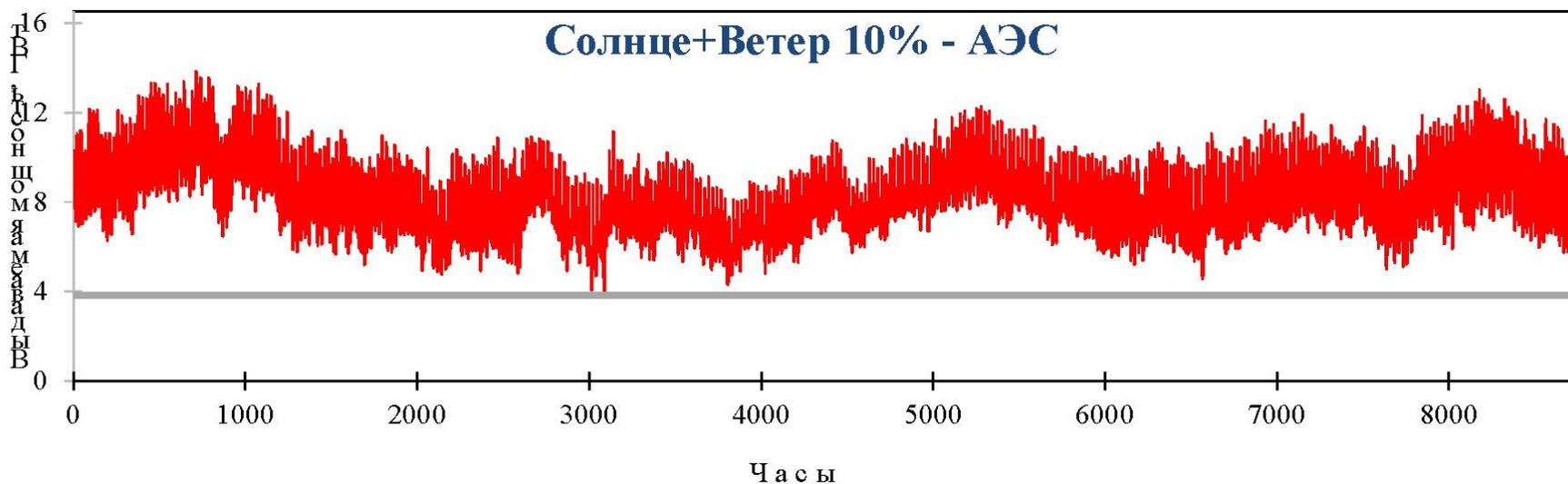
За 10 лет в мире мощность СЭС на базе ФЭП увеличилась в 44 раза и превысила 402 ГВт. Выработка электроэнергии возросла в 40 раз и дошла, по оценкам МЭА, почти до 500 ТВт·ч/год.

Лидеры по установленной мощности: Китай, Япония, Германия, США, Италия.

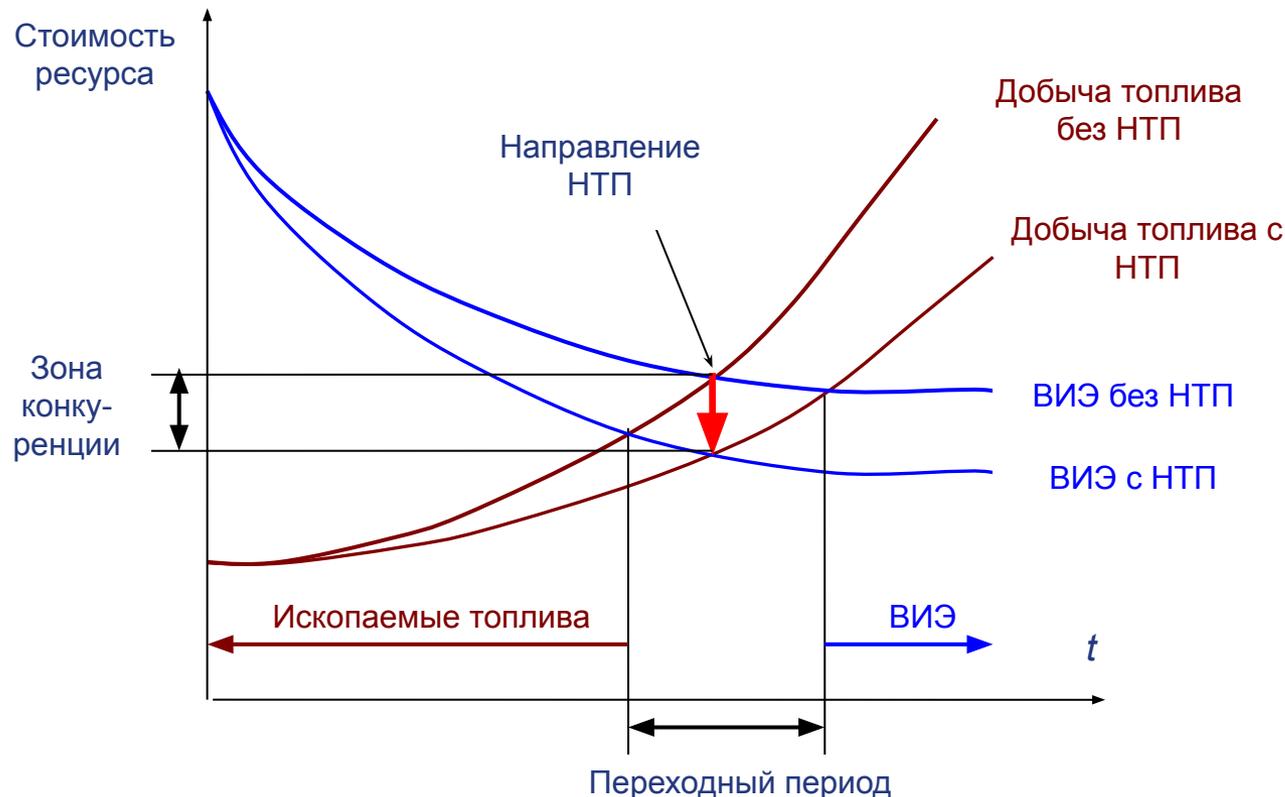
Установленная мощность ВЭУ, наземных и морских, увеличилась в 5,7 раза. Аналогично возросла выработка электроэнергии, превысив, по оценкам МЭА, 1050 ТВт·ч/год.

Лидеры: Китай, США, Германия, Индия и Испания.

ВЛИЯНИЕ МАССОВОГО ВНЕДРЕНИЯ ВИЭ НА ЗАГРУЗКУ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ



Экономическая конкуренция ископаемых топлив и ВИЭ:



Выводы:

- 1) Исход борьбы ископаемых топлив и ВИЭ очевиден. Вопрос только во времени. **Так ли?**
- 2) Масштабы и темпы использования ВИЭ по территории планеты будут неравномерными (определяются «качеством» ВИЭ и стоимостью органических топлив).
- 3) Роль «третьей силы» - ядерной энергетики: стагнация. Факторы падения/роста (CO_2)?

Глобальные тенденции в энергетике.

Газовая электрогенерация:

- ❖ Падение глобального спроса на энергетические ГТУ мощностью 10 МВт и более: с 75 ГВт/год (850 шт.) в 2011 г. до 50 ГВт/год (500 шт.) в 2016 г.
- ❖ Рост доли крупнейших турбин (300 МВт и более) в спросе (по мощности): с 10% в 2011 г. до 35% в 2016 г.
- ❖ Прогнозируется снижение спроса на большие ГТУ (100 МВт и более): с нынешних 400 шт./год до 110 шт./год.
- ❖ Крупнейшими компаниями поставлена цель преодолеть в ПГУ рубеж КПД нетто 65% в первой половине 2020-х годов.

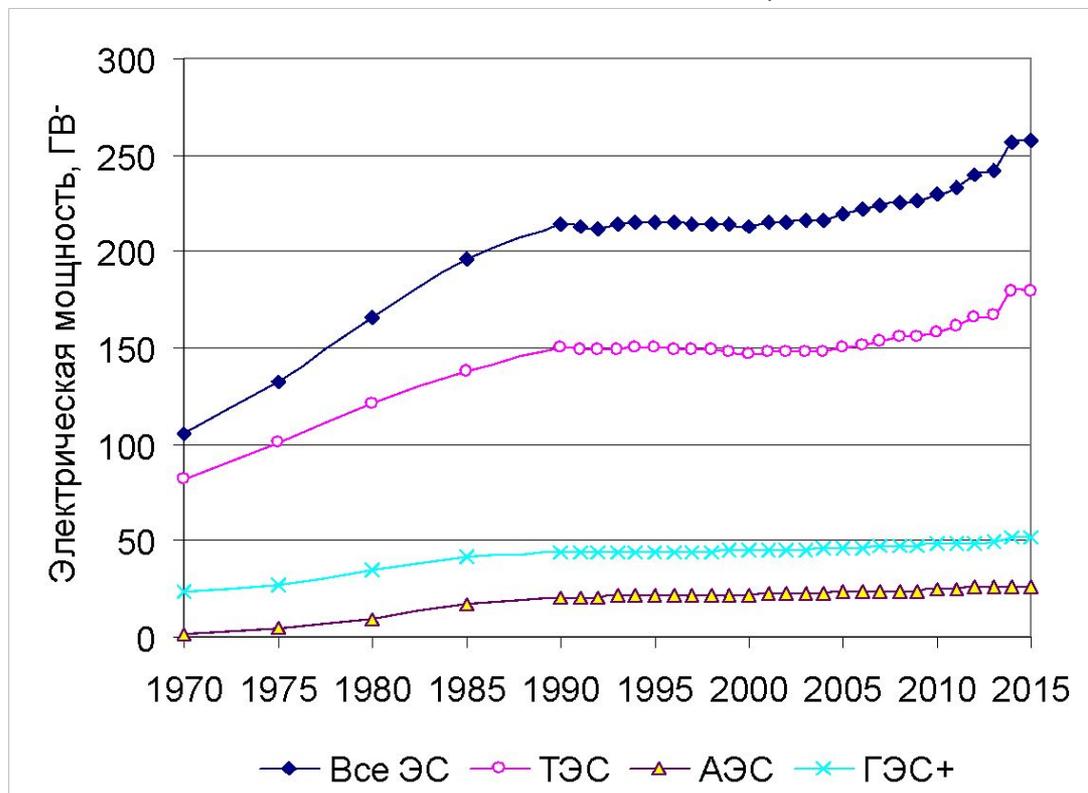
Примеры:

- ❖ Компания Siemens приступила к разработке турбин L-класса, обеспечивающих КПД нетто в ПГУ 65%. Промежуточное решение – создание к 2020 г. турбины промежуточного класса HL с КПД нетто в ГТУ 63%.
- ❖ Компания GE модернизирует ГТУ 9HA.02 с достижением КПД нетто 64% в ПГУ 826 МВт (1x1). Заказы на модернизированную ГТУ начнут приниматься уже в 2018 г. Утверждается, что потенциал совершенствования ГТУ HA-серии позволяет ПГУ на ее основе преодолеть планку в КПД нетто 65%. Надеются, что это произойдет в начале 2020-х годов.
- ❖ Разрабатываются ГТУ сложного цикла в целях повышения КПД установки (до 50% и более), в т.ч. на частичных нагрузках без использования паросилового цикла (Аллам-цикл, цикла Граца и др.).

Электроэнергетика России: Текущее состояние

Приоритет реновации «накопленных» мощностей:

Динамика вводов новых электрических мощностей в России в 1970-2015 гг., ГВт

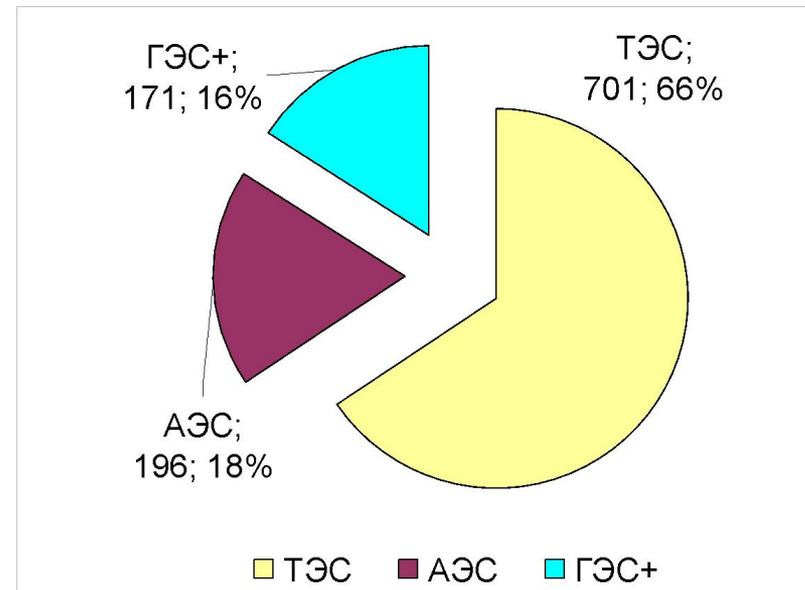
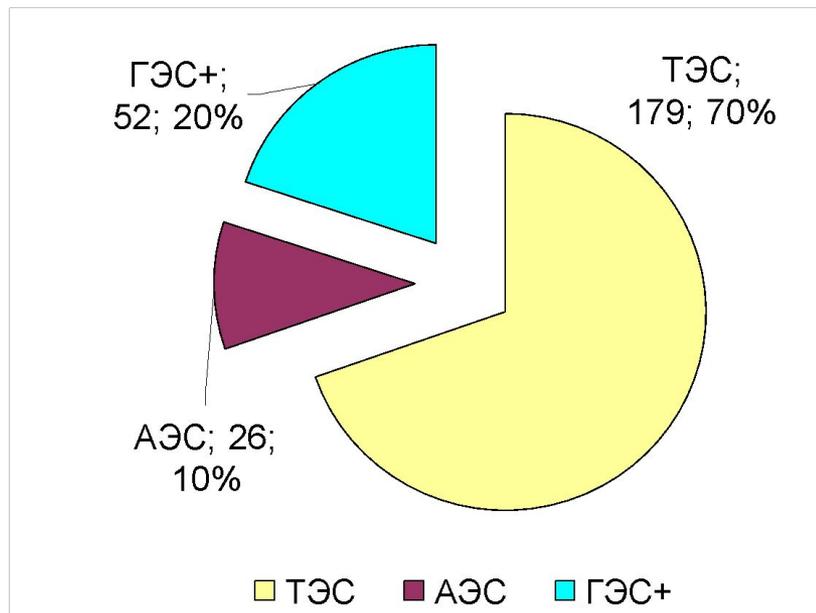


В «период застоя» (1970-1985 гг.) приоритетом было **расширение** энергетического производства.

В период «рыночного развития» (после 1990 г.) произошло **«проедание»** советского наследия и массовое старение мощностей.

Структура электроэнергетики России:

- 1. Установленная мощность электростанций России (2015 г.) – 257 ГВт**
в том числе **ТЭС – 179 ГВт (70%)**.
- 2. Производство электроэнергии (2015 г.) – 1068 ТВтч**
в том числе **ТЭС – 701 ТВтч (66%)**



Степень централизации электроснабжения в России:

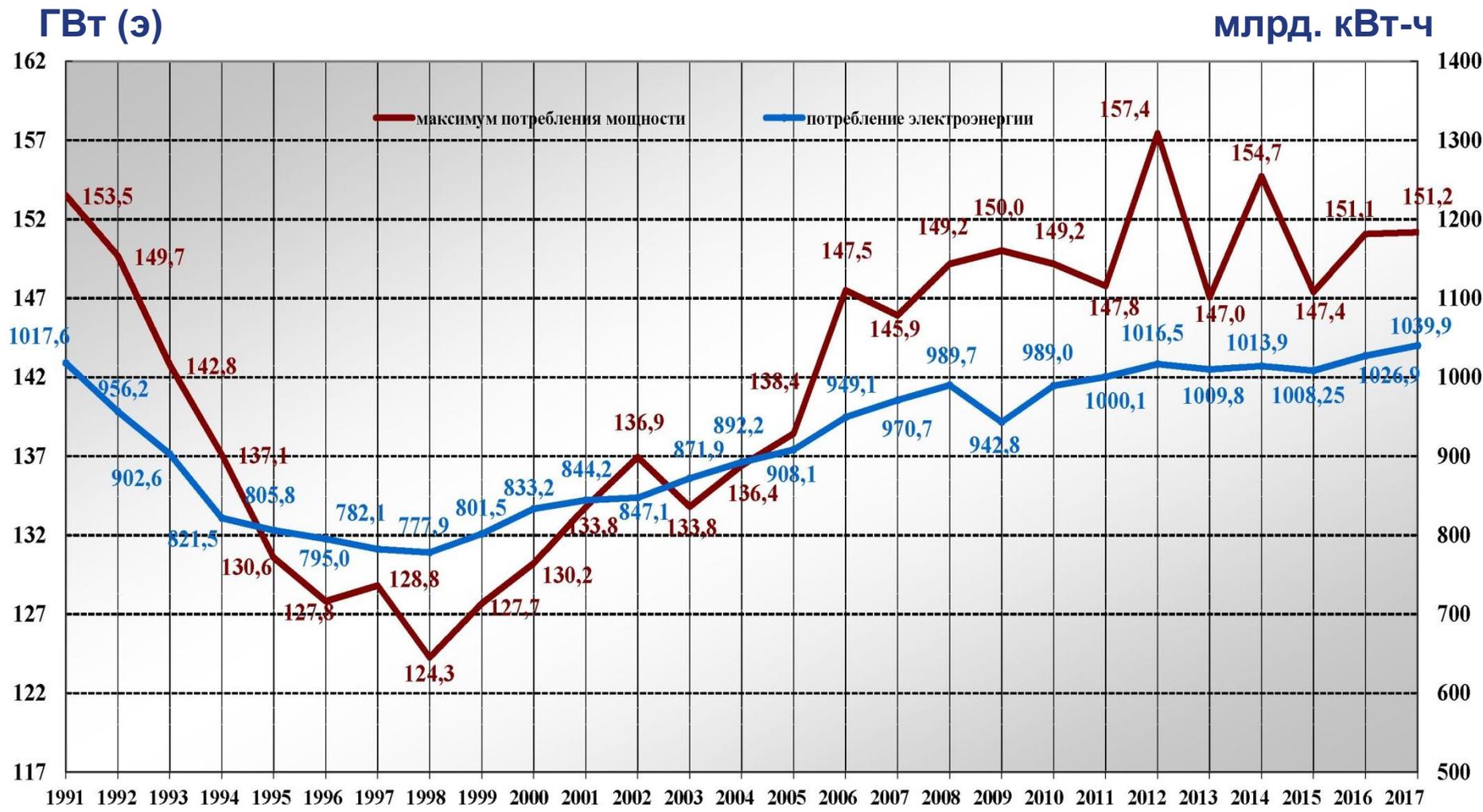
а) Установленная мощность электростанций:

централизованная зона 243 ГВт (94,6%); децентрализованная зона - **14 ГВт (5,4%)**.

б) Производство электроэнергии:

централизованная зона 1050 ТВтч (98,3%); децентрализованная зона - **18 ТВтч (1,7%)**.

Динамика изменения потребления электроэнергии и мощности по ЕЭС России :



По данным Системного оператора ЕЭС
(Отчет о функционировании ЕЭС России в 2017 году).

Балансы мощности в часы прохождения максимума электрических нагрузок в 2016 и 2017 гг., ГВт *:

Годовой максимум 2016

20.12.2016 (тнв = -15,8°C)

Руст = 238,0



Годовой максимум 2017

09.01.2017 (тнв = -17,9°C)

Руст = 237,4



Недоступная мощность ГВт:

2016 г.: 54,8 ГВт (23,0% от Р уст).

2017 г.: 50,6 ГВт (21,3% от Р уст).

Доступный резерв мощности, ГВт

2016 г.: 32,1 ГВт (21,0% от Р макс.нагр.).

2017 г.: 37,0 ГВт (24,3% от Р макс.нагр.).

* Данные Системного оператора ЕЭС России, 2018 г.

Управление научно-технологическим развитием энергетики:

Документы стратегического планирования в энергетике:

- ◆ Новый «майский указ Президента РФ» (2018 г.).
- ◆ **Стратегия научно-технологического развития Российской Федерации** (утв. Указом Президента Российской Федерации от 1 декабря 2016 г. № 642) (**новый вариант 2017 г.**);
- ◆ **Доктрина энергетической безопасности** (утв. Президентом Российской Федерации 29 ноября 2012 г.);
- ◆ **Прогноз научно-технологического развития отраслей ТЭК России на период до 2035 года** (утв. приказом Министра энергетики РФ 14 октября 2016 г.).
- ◆ **Энергетическая стратегия России до 2035 года** (рассм. на заседании Правительства РФ в феврале 2017 г.);

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года (утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2017 г. № 1209-р); (рассматриваются электростанции мощностью 500 МВт и более);

- ◆ программы (схемы) развития отраслей ТЭК и др.

Прочие документы (как правило, плохо взаимосвязанные программы и инициативы):

- ◆ Национальная технологическая инициатива (в т.ч. «Энерджинет»);
- ◆ государственные программы (в т.ч. энергосбережения);
- ◆ программы импортозамещения, поддержки экспорта высокотехнологичной продукции;
- ◆ Программа поддержки разработки новых технологий и др.
- ◆ программы инновационного развития энергетических компаний и др.
- ◆ **ДПМ-2: а) развитие ВИЭ (1 ГВт в год и более), б) модернизация КЭС, в т.ч. газовых на базе ПСУ (пока нет отечественных больших ГТУ).**
Это выгодно компаниям, но потеряют потребители энергии.

Замечания: необходимо участвовать в разработке соответствующей нормативно-правовой базы.

Первоочередная задача в электроэнергетике России – глубокое технологическое обновление ТЭЦ

* Более детально вопрос рассмотрен в статье
Филиппов С.П., Дильман М.Д. ТЭЦ в России: необходимость технологического
обновления // Теплоэнергетика, 2018, N 11.

Роль ТЭЦ в электроэнергетике России:

| Тип ТЭС | Установленная мощность* | | | | Выработка электроэнергии | | Отпуск тепла** | | Расход топлива | |
|------------|-------------------------|-------------|--------------|-------------|--------------------------|-------------|----------------|-------------|----------------|-------------|
| | электрическая | | тепловая | | | | | | | |
| | ГВт | % | ГВт | % | ТВт·ч | % | ПДж | % | ПДж | % |
| ТЭС | 163,4 | 100 | 314,7 | 100 | 629,5 | 100 | 2001,4 | 100 | 7312 | 100 |
| В т.ч. | | | | | | | | | | |
| КЭС | 79,9 | 48,9 | 16,9 | 5,4 | 281,9 | 44,8 | 67,5 | 3,4 | 2622 | 35,9 |
| газовые | 41,6 | 25,5 | 9,0 | 2,9 | 181,9 | 28,9 | 40,4 | 2,0 | 1598 | 21,9 |
| угольные | 38,3 | 23,4 | 7,9 | 2,5 | 100,0 | 15,9 | 27,1 | 1,4 | 1024 | 14,0 |
| ТЭЦ | 83,5 | 51,1 | 297,8 | 94,6 | 347,6 | 55,2 | 1933,9 | 96,6 | 4690 | 64,1 |
| газовые | 63,3 | 38,7 | 229,5 | 72,9 | 263,2 | 41,8 | 1498,4 | 74,9 | 3488 | 47,7 |
| угольные | 20,2 | 12,4 | 68,3 | 21,7 | 84,4 | 13,4 | 435,5 | 21,7 | 1202 | 16,4 |

* На 01.01.2017 г.

** Без ТЭЦ малой мощности, ТЭЦ, работающих в котельном режиме, и котельных, находящихся на балансе ТЭЦ

Возрастная структура теплофикационных турбин ТЭЦ общего пользования:

| Тип ТЭЦ | Проработали, лет | | | | | Всего |
|---|------------------|-------------|-------------|-------------|------------|-------------|
| | 40 и более | от 30 до 39 | от 20 до 29 | от 10 до 19 | 9 и менее | |
| Установленная электрическая мощность, ГВт | | | | | | |
| <i>Все ТЭЦ</i> | 24,8 | 20,4 | 9,8 | 3,5 | 1,6 | 60,0 |
| <i>на газе</i> | 18,9 | 15,7 | 7,6 | 2,7 | 0,8 | 45,6 |
| <i>на угле</i> | 5,9 | 4,7 | 2,2 | 0,9 | 0,7 | 14,4 |
| <i>То же, в %</i> | | | | | | |
| <i>Все ТЭЦ</i> | 41,3 | 34,0 | 16,3 | 5,9 | 2,6 | 100 |
| <i>на газе</i> | 41,3 | 34,5 | 16,6 | 5,8 | 1,8 | 100 |
| <i>на угле</i> | 41,3 | 32,4 | 15,3 | 5,9 | 5,1 | 100 |

Отработали 30 и более лет – 45,2 ГВт или 75,3%.

Отработали 40 и более лет – 24,8 ГВт или 41,3%.

С промышленными ТЭЦ (более 7 ГВт) ситуация еще хуже).

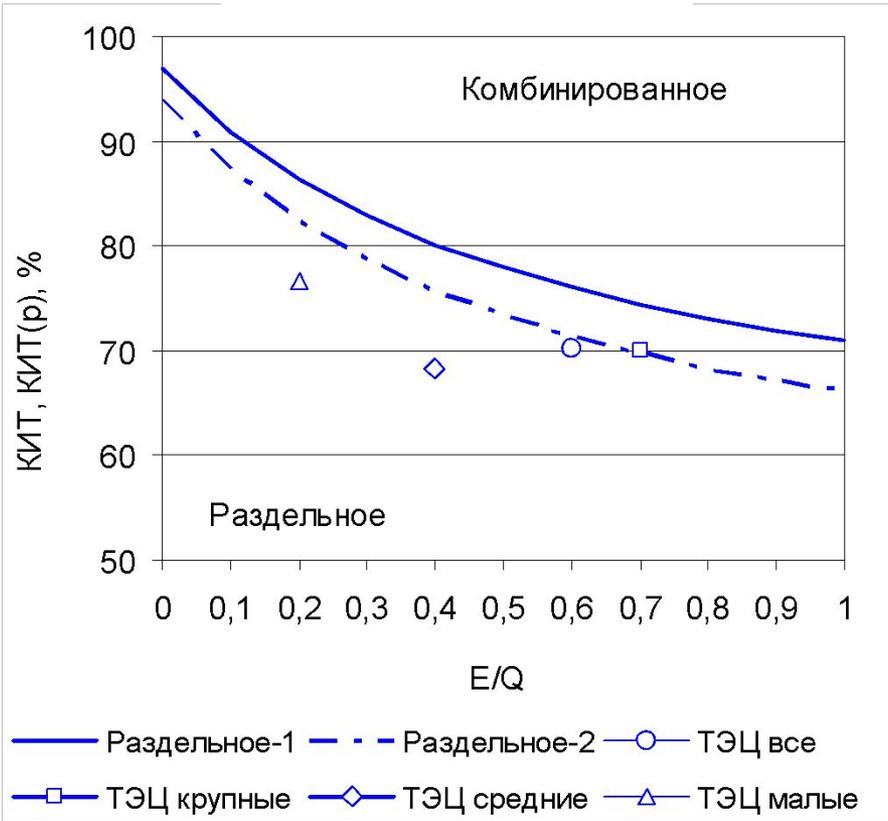
Эффективность работы ТЭЦ России (2016 г.):

| Тип ТЭС* | КИУМ(э), % | КИУМ(т), % | P/N Вт(э)/ Вт(т) | E/Q Дж(э)/ Дж(т) | e, Дж(э)/ Дж(топ) | q, Дж(т)/ Дж(топ) | КИТ, Дж(э+т)/ Дж(топ) |
|---------------------|---------------|---------------|------------------------|------------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------------|
| Все ТЭС | 43,9 | 20,1 | 0,524 | 1,13 | 0,310 | 0,274 | 0,584 |
| в том числе | | | | | | | |
| а) КЭС | 40,2 | 12,6 | 4,728 | 15,04 | 0,387 | 0,026 | 0,413 |
| газовые | 49,8 | 14,2 | 4,622 | 16,21 | 0,410 | 0,025 | 0,435 |
| угольные | 29,7 | 10,8 | 4,848 | 13,28 | 0,352 | 0,026 | 0,378 |
| б) ТЭЦ | 47,4 | 20,5 | 0,283 | 0,647 | 0,267 | 0,412 | 0,679 |
| из них | | | | | | | |
| газовые ТЭЦ | 47,3 | 20,6 | 0,279 | 0,632 | 0,272 | 0,429 | 0,701 |
| крупные | 48,6 | 21,5 | 0,328 | 0,742 | 0,298 | 0,402 | 0,700 |
| средние | 40,3 | 20,8 | 0,214 | 0,415 | 0,200 | 0,482 | 0,682 |
| малые | 47,7 | 17,2 | 0,067 | 0,186 | 0,120 | 0,646 | 0,766 |
| угольные ТЭЦ | 47,6 | 20,2 | 0,297 | 0,698 | 0,253 | 0,362 | 0,615 |
| крупные | 48,8 | 20,7 | 0,339 | 0,797 | 0,269 | 0,337 | 0,606 |
| средние | 44,7 | 19,5 | 0,256 | 0,586 | 0,222 | 0,398 | 0,621 |

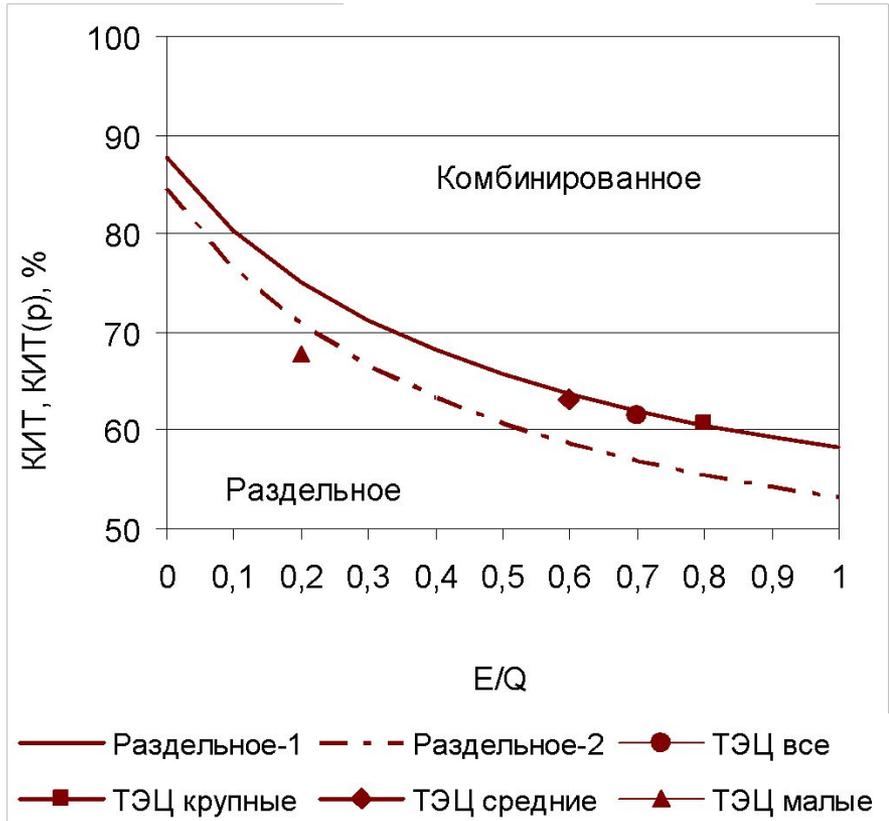
* Турбоустановки: малые – 25 МВт и менее, средние 25-100 МВт, крупные – 100 МВт и выше.

Сопоставление комбинированного и раздельного производства электрической и тепловой энергии:

на природном газе



на угле



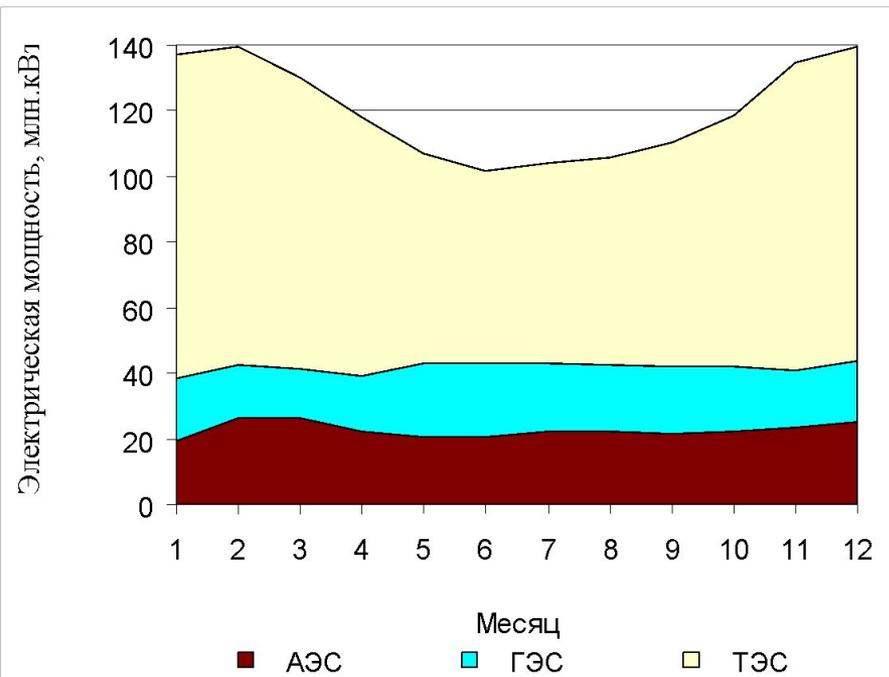
Раздельное-1: на основе НДТ.

Раздельное 2: на основе современных массовых технологий.

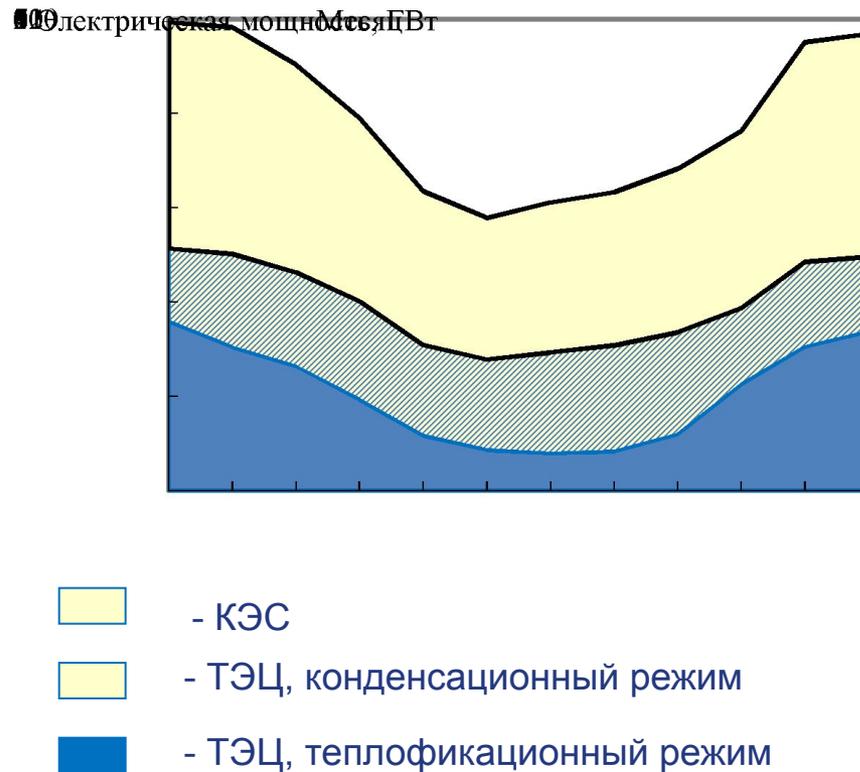
ВЫВОДЫ: газовые ТЭЦ и малые угольные ТЭЦ не конкурентоспособны с раздельным производством.

Годовые режимы работы электростанций России: (2016 год)

Все электростанции



КЭС и ТЭЦ



Выработка электроэнергии на ТЭЦ:

- в теплофикационном режиме – 52%;
- в конденсационном режиме – 48%, в т.ч. на газовых ТЭЦ – 47%, на угольных ТЭЦ – 52%.

На ТЭЦ в неэкономичном конденсационном режиме вырабатывается около 168 млрд. кВтч электроэнергии, в т.ч. 124 ТВтч – на газовых ТЭЦ и 44 ТВтч – на угольных ТЭЦ.

! Конденсационная выработка ТЭЦ вытесняет более эффективную генерацию

Оценки необходимой тепловой мощности ТЭЦ

| Регион России | Тепловая мощность ТЭЦ, ГВт(т) | | | | | |
|----------------|-------------------------------|------------------|--------------------|------------------|--------------------|------------------|
| | Все ТЭЦ | | Газовые ТЭЦ | | Угольные ТЭЦ | |
| | установ- ленная | необхо- димая | установ- ленная | необхо- димая | установ- ленная | необхо- димая |
| Россия | 297,8 | 157,6 | 229,5 | 120,6 | 68,3 | 37,0 |
| то же, в % | | 52,9 | | 52,5 | | 54,2 |
| по регионам | | | | | | |
| Центр | | 61,4 | | 61,4 | | - |
| Северо-Запад | | 46,4 | | 46,6 | | 44,8 |
| Юг | | 32,8 | | 32,8 | | - |
| Поволжье | | 49,8 | | 49,8 | | 50,0 |
| Урал | | 50,8 | | 50,6 | | 52,0 |
| Сибирь | | 55,0 | | 55,1 | | 54,9 |
| Дальний Восток | | 57,2 | | 57,1 | | 57,4 |

Базовые принципы технологического обновления ТЭЦ:

- ❖ Работа ТЭЦ исключительно по тепловому графику.
- ❖ Использование только отечественного оборудования (или лицензионного с высокой степенью локализации его изготовления на отечественных предприятиях, причем с обязательным освоением производства критически важных элементов и систем).
- ❖ Отечественное оборудование должно быть конкурентоспособным с мировыми аналогами.
- ❖ Перевод угольных ТЭЦ на природный газ с соответствующей заменой оборудования (где это возможно и экономически целесообразно).
- ❖ Обновление газовых ТЭЦ тепловой мощностью 100 МВт и менее целесообразно осуществлять на основе теплофикационных ГТУ.
- ❖ На более крупных ТЭЦ базовую тепловую нагрузку покрывать теплофикационными ПГУ, а полупиковую – ГТУ.
- ❖ Пиковые нагрузки покрываются пиковыми котлами (величина коэффициента теплофикации подлежит оптимизации).

Обеспеченность технологического обновления ТЭЦ отечественным оборудованием:

- ❖ Имеются конкурентоспособные отечественные ГТУ мощностью 16-25 МВт (АО ОДК-Авиадвигатель, г. Пермь). КПД в простом цикле 35,5-37,2%, назначенный ресурс 100 тыс. часов. Обеспечивают КИТ 85-86%.
- ❖ Нет конкурентоспособных отечественных ГТУ мощностью менее 16 МВт.
- ❖ АО «РЭП Холдинг» (г. Санкт-Петербург) локализовал производство ГТУ F-класса мощностью 16 и 31 МВт по лицензии GE Oil & Gas (Nuovo Pignone S.p.A.) и ГТУ 21,9 МВт по лицензии Solar Turbines. КПД для ГТУ 31 МВт – 35%, ГТУ 21,9 МВт – 38,9% и ГТУ 16 МВт – 35,9%. В теплофикационном варианте их использования КИТ превышает 80%. На базе ГТУ 31 МВт предлагаются ПГУ 42 и 84 МВт с КПД 46,7%. Рабочий ресурс 200 тыс. часов.
- ❖ ООО «Русские Газовые Турбины» (г. Рыбинск) по лицензии компании General Electric производит ГТУ 6F.03 мощностью 82 МВт с КПД в простом цикле 36%, в комбинированном цикле (ПГУ-124 МВт и ПГУ-250 МВт) - 55%.
- ❖ ПАО «ОДК-Сатурн» на основе лицензионного соглашения с украинской компанией «Зоря-Машпроект» разработал ГТУ мощностью 110 МВт с КПД 35,2% в простом цикле. В теплофикационном режиме КИТ равен 85%. Работы ведутся с 1991 г. Выпущено 6 серийных машин. Требуется значительные усилия по повышению их надежности и снижению выбросов NOx.
- ❖ Совместное предприятие ООО «Сименс Технологии Газовых Турбин» (г. Санкт-Петербург) производит ГТУ SGT5-2000E мощностью 166-187 МВт с КПД 34,7% в простом цикле. ГТУ относится к достаточно устаревшему поколению E. Предлагаются ПГУ мощностью 250 МВт с КПД 52,4% и мощностью 505 МВт с КПД 52,9%.
- ❖ Производство ГТУ на ЛМЗ свернуто. Имеются предложения по его восстановлению.

а) Степень локализации производства лицензионных ГТУ низкая.

б) Требуется государственная программа создания отечественных ГТУ в целях обеспечения технологической независимости отечественной электроэнергетики.

Распределение ТЭЦ по величине установленной электрической мощности

| Показатели | Установленная электрическая мощность ТЭЦ, МВт | | | | | | Всего |
|-------------------------|---|------------|------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| | ≤25 | 26÷100 | 101÷200 | 201÷500 | 501÷1000 | >1000 | |
| Все ТЭЦ, ГВт (э) | 0,8 | 2,2 | 6,2 | 33,7 | 22,2 | 18,5 | 83,5 |
| в том числе | | | | | | | |
| газовые | 0,6 | 1,6 | 5,2 | 23,8 | 16,1 | 16,0 | 63,3 |
| угольные | 0,2 | 0,5 | 1,0 | 9,9 | 6,1 | 2,5 | 20,2 |
| То же, в % | | | | | | | |
| Все ТЭЦ | 1,0 | 2,6 | 7,4 | 40,3 | 26,6 | 22,1 | 100,0 |
| газовые | 0,9 | 2,5 | 8,2 | 37,6 | 25,4 | 25,3 | 100,0 |
| угольные | 1,1 | 2,7 | 5,0 | 49,0 | 30,2 | 12,4 | 100,0 |

Более половины (51%) суммарной электрической мощности ТЭЦ приходится на ТЭЦ единичной мощностью 500 МВт и менее, в т.ч. 49% на газовых ТЭЦ (31 ГВт).

Оценки интегральных эффектов модернизации газовых ТЭЦ

| Показатель | ТЭЦ после модернизации |
|---|------------------------|
| Снижение тепловой мощности, ГВт | 109,0 |
| то же, в % | 47,5 |
| Снижение электрической мощности, ГВт | 12,8 |
| то же, в % | 20,2 |
| Увеличение производства электроэнергии, ТВт·ч/год | 29,9 |
| то же, в % | 11,4 |
| Экономия топлива на ТЭЦ, в % | 10,1 |
| Экономия топлива на внешних КЭС, ПДж/год | 195,7 |
| Суммарная экономия топлива в системе (ТЭЦ+КЭС), % | 15,7 |
| то же, в млн. т у.т. в год | 15-17 |

Сравнение удельных характеристик газовых ТЭЦ до и после модернизации

| Показатель | ТЭЦ до модернизации (2016 г.) | ТЭЦ после модернизации |
|-----------------------------------|-------------------------------|------------------------|
| Относительные характеристики ТЭЦ: | | |
| P/N , Вт(э)/Вт(т) | 0,275 | 0,419 |
| E/Q , Дж(э)/Дж(т) | 0,632 | 0,704 |
| КИУМ(э) | 0,475 | 0,662 |
| КИУМ(т) | 0,207 | 0,394 |
| e , Дж(э)/Дж(топ) - КПД(э) | 0,272 | 0,336 |
| q , Дж(т)/Дж(топ) – КПД(т) | 0,429 | 0,478 |
| КИТ, % | 70,1 | 81,4 |

Потребности в теплофикационном оборудовании для целей технологического обновления газовых ТЭЦ

| Наименование показателя | ГВт(э) | Штук |
|---|-------------|----------------|
| Суммарные потребности в замещающих теплофикационных установках | 50,5 | 560-760 |
| В том числе | | |
| - ГТУ электрической мощностью 25 МВт и менее | 3,6 | 250-350 |
| - ГТУ мощностью 40-85 МВт | 5,3 | 80-130 |
| - ГТУ мощностью 110-130 МВт | 17,8 | 140/160 |
| - ГТУ мощностью 150-170 МВт | 9,8 | 55-65 |
| - ПГУ мощностью 200-300 МВт | 6,1 | 20-30 |
| - ПГУ мощностью 300-450 МВт | 7,9 | 18-26 |

Предложения в проект решения (1):

- ❖ Научно-технологические факторы становятся определяющими в дальнейшем развитии энергетики страны и мира. Необходимо обеспечить научно-технологическую независимость ТЭК страны.
- ❖ Ключевой задачей отечественной электроэнергетики в настоящее время следует признать техническое обновление ТЭЦ. Около 75% установленной электрической мощности ТЭЦ находится в работе более 30 лет. Прямым следствием эксплуатации устаревших ТЭЦ являются большие производственные расходы и соответствующие им высокие тарифы на тепловую энергию, а также низкая надежность поставок энергии потребителям и загрязнение окружающей среды городов.
- ❖ Необходимо в кратчайшие сроки разработать две государственные программы: 1) Программу технологического обновления ТЭЦ и 2) Программу развития отечественного энергетического газотурбостроения. Их реализацию целесообразно осуществлять на условиях государственно-частного партнерства.
- ❖ Техническое обновление ТЭЦ должно осуществляться исключительно на основе отечественного оборудования. Модернизацию нужно начинать с ТЭЦ небольшой и средней мощности, которая уже практически полностью обеспечена современным отечественным оборудованием.
- ❖ Одновременно следует незамедлительно начать разработку конкурентоспособных отечественных ГТУ. Особого внимания и государственной поддержки требует создание ГТУ средней и большой мощности.
- ❖ Технологическое обновление газовых ТЭЦ обеспечит ежегодную экономию около 15-17 млн.т у.т. Повысится надежность теплоснабжения потребителей. Будут уменьшены эксплуатационные затраты и откроются возможности для снижения тарифов на тепловую энергию.

Предложения в проект решения (2):

- ❖ Модернизации ТЭЦ должна стать первостепенной заботой государства, поскольку ТЭЦ а) выполняют важнейшую социальную функцию – обеспечивают теплом около половины населения страны, не имеющих других источников теплоснабжения, и б) являются важнейшим элементом национальной безопасности – обеспечивают функционирование всех систем жизнеобеспечения в зимних условиях, что для северной страны имеет критическое значение.
- ❖ Программа технологического обновления ТЭЦ обладает огромными мультипликативными эффектами в смежных отраслях экономики.
- ❖ Необходимо интенсифицировать исследование в области научно-технологического развития энергетики страны, включая а) развитие соответствующей методологии (системно-технологических исследований), б) создания необходимого компьютерного инструментария (цифровых систем обработки больших данных и выработки обоснованных решений), в) формирования системы мониторинга НТП в энергетике и смежных отраслях и г) определения критических для энергетики страны технологий и обоснования организации соответствующих НИОКР.
- ❖ Требуется дальнейшего развития нормативно-правовая база в целях обеспечения реализации действенной научно-технологической политики в энергетике и создания эффективной инновационной системы.
- ❖ Следует обратить внимание на целесообразность организации подготовки специалистов в области системно-технологических исследований в энергетике.

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ

**Институт энергетических исследований
Российской академии наук (ИНЭИ РАН)**

