



Ассоциация  
«Гидроэнергетика России»

# ***О потребностях энергосистемы в регулирующих мощностях***

***Лушников Олег Георгиевич***

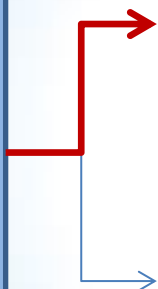
***К.т.н, Исполнительный директор Ассоциации  
«Гидроэнергетика России»***



**Наличие дефицита  
регулирующих  
мощностей в ЕЭС  
России**



Да



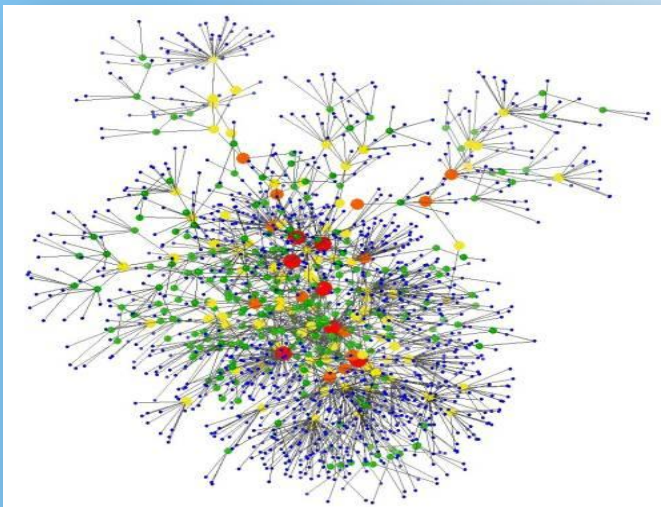
Нет



Необходимость ввода новых регулировочных мощностей в целях обеспечения энергобезопасности промышленных предприятий, систем жизнеобеспечения и устойчивого развития экономики

Возможность увеличения мощностей атомной и тепловой генерации, а также энергоустановок на базе ВИЭ

# Расчеты долгосрочных энергетических режимов



Проводились на энергетической схеме, являющейся эквивалентом полной электрической схемы, используемой для расчетов электрических режимов ЕЭС России.

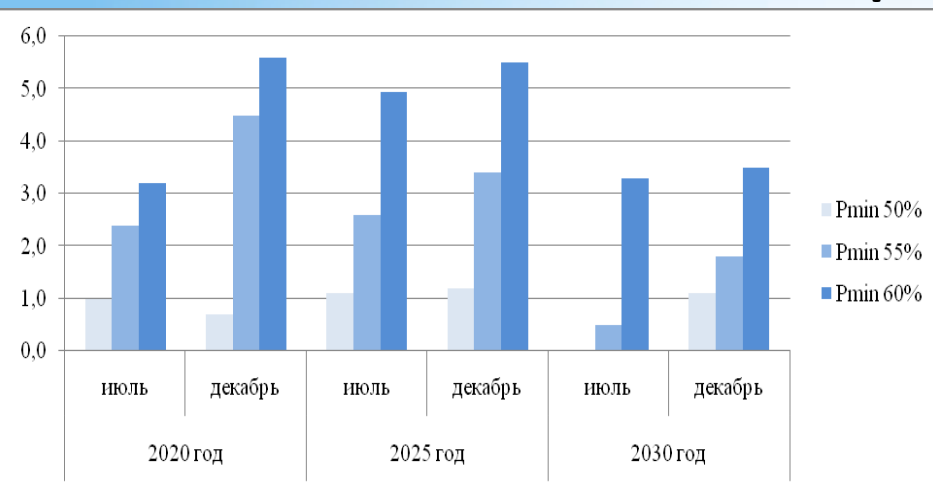
*При моделировании использовались данные Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2030 года.*

Алгоритм предусматривал обеспечение баланса производства и потребления электроэнергии (как в суточном, так и в месячном разрезах) и почасового баланса между производством и потреблением активной мощности с учетом экономических критериев загрузки оборудования тепловых электростанций (ТЭС) и ограничений по пропускной способности электрической сети. При оптимизации электроэнергетических режимов учитывались ограничения максимально допустимого перетока мощности в контролируемых сечениях электрической сети.

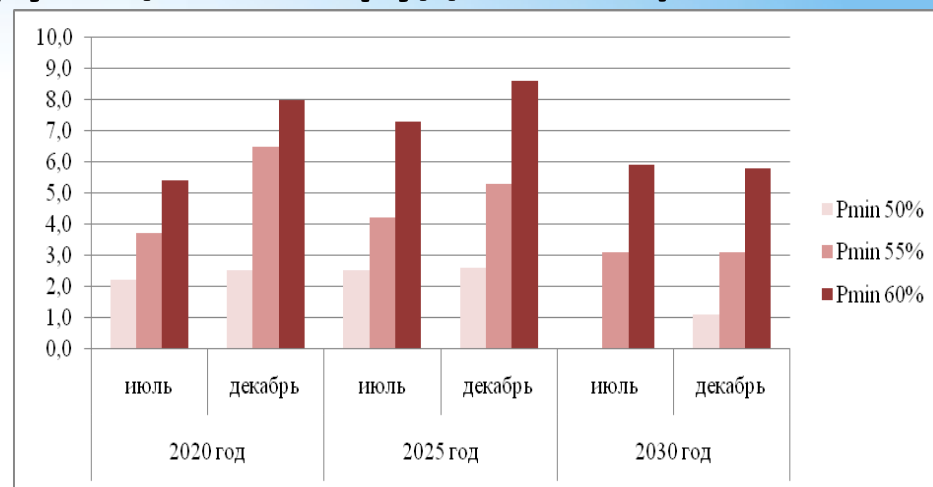
- При задании регулировочного диапазона ГЭС учитывались интегральные ограничения по объему месячной выработки электроэнергии.
- Останов оборудования ТЭС на ночь при расчетах суточного регулирования нагрузки не предусматривался.

# Результаты

## модельных расчетов максимальных некомпенсированных избытков мощности в ночные часы в ОЭС Центра (в зависимости от $P_{\min}$ генерирующего оборудования), ГВт



*рабочий день*



*выходной день*

При технологическом минимуме вновь вводимых ПГУ на уровне 50% величина некомпенсированных избытков мощности достигает 2,6 ГВт, а при технологическом минимуме ПГУ 55-60%, увеличивается до 8,6 ГВт. \*

Если не будет обеспечен ввод новых ГАЭС в регионах массового строительства АЭС (ОЭС Северо-Запада и Центра), то ввод АЭС придется ограничивать, или при планируемом вводе снижать участие АЭС в покрытии графика нагрузки, со значительным снижением КИУМ и ухудшением экономических показателей атомной энергетики.

\* - результаты моделирования подтверждены ОАО «СО ЕЭС» .

# Балансово-режимная ситуация

- В структуре генерирующих мощностей Европейской части РФ преобладают **низкоманевренные блоки ГРЭС, ТЭЦ и АЭС** (около 60% генерирующих мощностей).
- В ряде ОЭС Европейской части РФ наблюдаются **проблемы с покрытием пиков и с прохождением ночных провалов суточных графиков нагрузки** (некомпенсированные избытки мощности).
- **Возможности балансировки энергетических режимов ЕЭС России (без Сибири) с помощью ТЭС и ГЭС на сегодняшний день исчерпаны.**
- **Возможности балансировки энергетических режимов ЕЭС России перетоками между смежными ОЭС ограничены пропускной способностью сечения.**

Наименование перетока	Фактические перетоки в день совмещенного максимума ЕЭС в 2010 г., МВт	Максимально допустимые перетоки (МДП), МВт	Прогноз превышения перетоков мощности в день совмещенного максимума ЕЭС в 2015г., МВт
Северо-Запад – Центр	1218	1800	3500
Центр – Средняя Волга – Урал	1931	2700	3300
Центр – Средняя Волга*	1419	2500	
Средняя Волга – Юг*	Не контролируются	1300	-

\* - балансовые перетоки

# Пути снижения некомпенсированных избытков мощности

Останов части генерирующего оборудования на ночь с последующими утренними пусками



Значительные риски и потери

Привлечение к участию в суточном регулировании энергоблоков АЭС



Не более 5 % от мощности АЭС. Значительные риски

Останов энергоблоков АЭС в резерв с их заменой более маневренным оборудованием ТЭС



Существенное увеличение расхода у/в видов топлива

Строительство маневренных газотурбинных установок (ГТУ) и вывод в резерв низкоманевренной генерации



Низкий КПД. Увеличение расхода у/в видов топлива

Строительство ГАЭС



Низкая инвестиционная привлекательность

Строительство других видов установок аккумулирования энергии (электрохимические, механические, суперконденсаторы,)

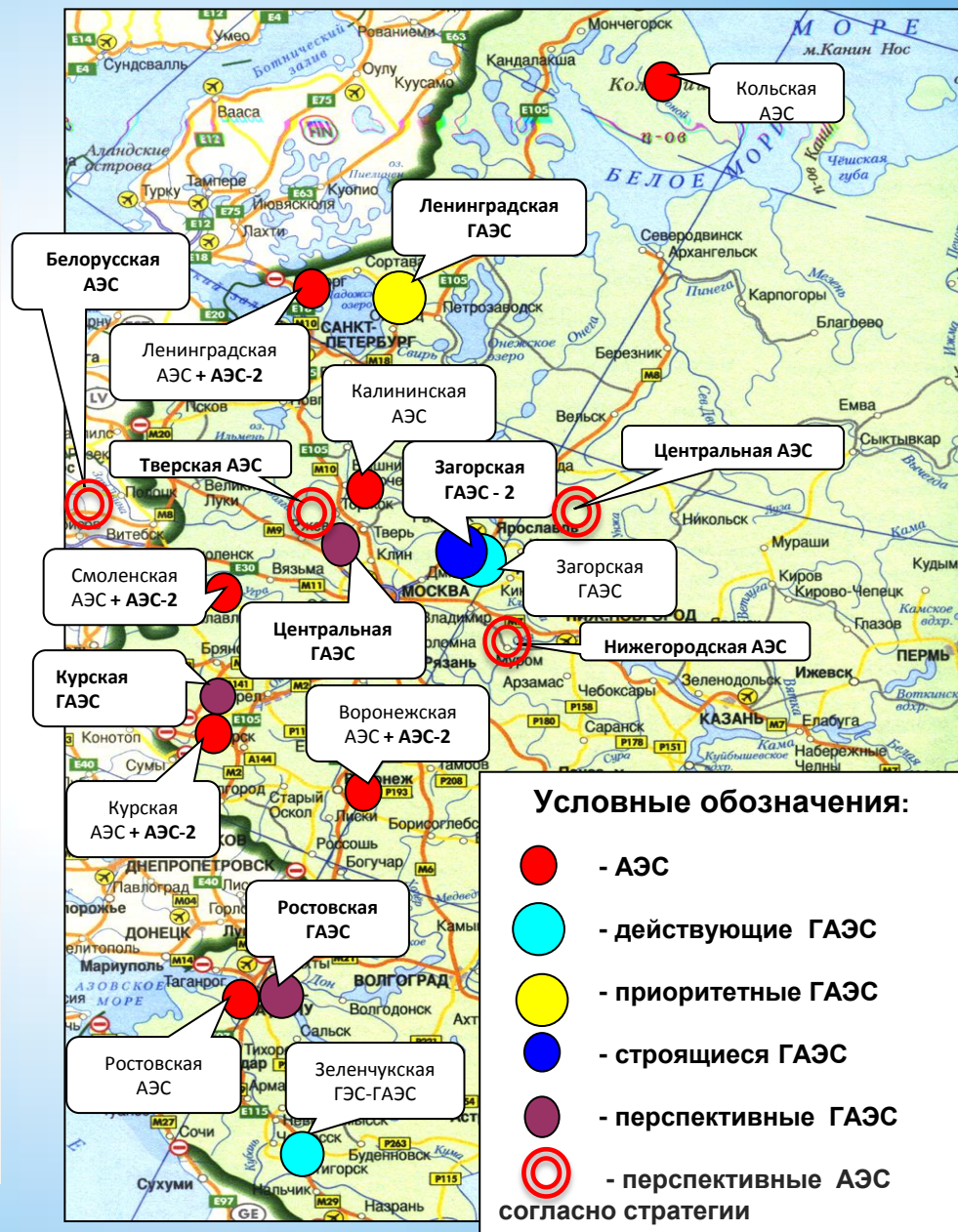


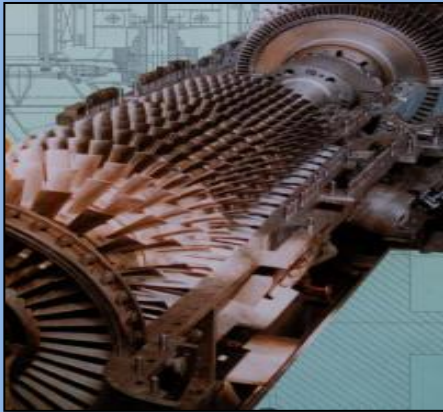
Технологий, отвечающих требованиям энергосистемы, не существует

# Размещение ГАЭС в Европейской части России

В связи с изменившимися исходными сценарными условиями, когда принималось решение о возможных местах размещения ГАЭС, следует оценить целесообразность выбора новых и/или в дополнение к выбранным новые места размещения ГАЭС – в районе Тверской АЭС\*, между Курской и Смоленской АЭС, а также в энергосистеме Санкт-Петербурга и Ленинградской области

\*)Тверская АЭС, с которой рассматривалась синхронизация ввода Центральная ГАЭС не включена в Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2035 года

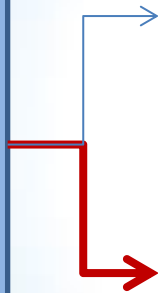




**Существуют ли альтернативные ГАЭС технологии создания регулировочных мощностей и компенсации избытка мощности в ЕЭС России**



Да



Нет



Необходимость скорейшего внедрения новых технологий в энергетике

Необходимость строительства ГАЭС



# Характеристики ресурса и маневренных качеств различных типов генерации

Тип электростанции	Парковый ресурс агрегатов тыс. час	Регулировочный диапазон, % от установленной мощности	Время пуска и набора номинальной мощности, мин.	
			при пуске из холодного состояния	при пуске из горячего состояния
АЭС	210 (30 лет)	0-5	5040	3600
ТЭЦ, КЭС	270	газ, мазут – 70, уголь - 30	720÷760	150÷315
ПГУ-ТЭЦ	200	50	475÷530	120÷260
ГТУ	160	100	60÷120	45
ГЭС	250-350	100	2÷6	-
ГАЭС	320	-110 ÷ 100	4÷6 – пуск в генераторный режим 10- пуск в насосный режим	(1÷1,5) из режима холостого хода гидроагрегата

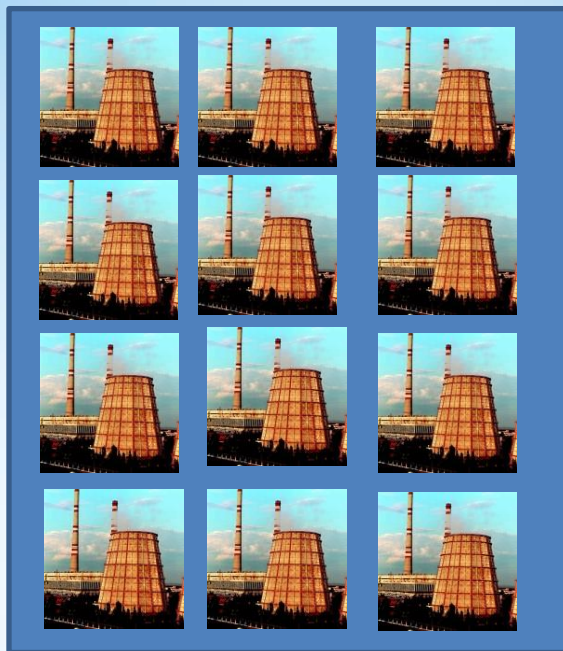
По парковому ресурсу, диапазону регулирования и маневренности ГАЭС значительно превосходит все иные типы генерации

В отличие от других типов маневренных электростанций, которые могут покрывать только пиковые нагрузки, ГАЭС могут работать в насосном режиме, потребляя электроэнергию и аккумулируя энергию воды.

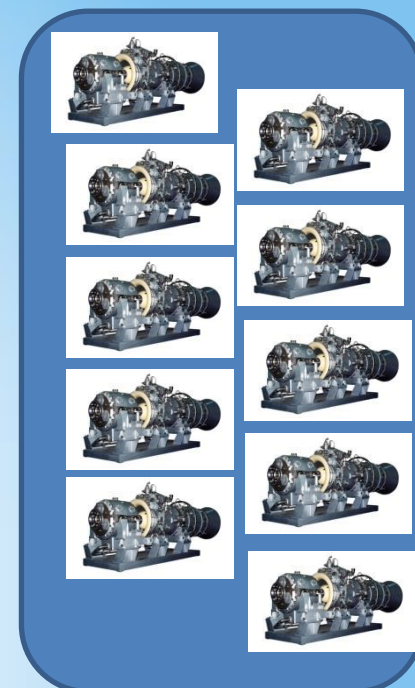
# Строительство ПГУ и ГТУ ≠ альтернатива ГАЭС



=



или



	ГАЭС	ПГУ-КЭС	ГТУ
Н уст.	1000МВт	4200 МВт	2100 МВт
Реализация	4-5 обратимых агрегата	25 агрегатных блоков - ПГУ-190 с газовыми турбинами типа V64.3 (рег.диап. 50-55%) или 12 агрегатов типа - ПГУ-450 на базе ГТЭ-160 (ОАО «ЛМЗ») рег. диапазон 60%	10 электростанций ( по три ГТУ типа GE PG6111FA мощностью одной станции 225 МВт и количеством пусков/ост. в год не более 600)

Ежегодная экономия углеводородного сырья превышает 1,5 млрд. руб.

# Использование технологий накопления энергии в мировой энергетике

МВт установленной мощности:

Сравнение параметров:



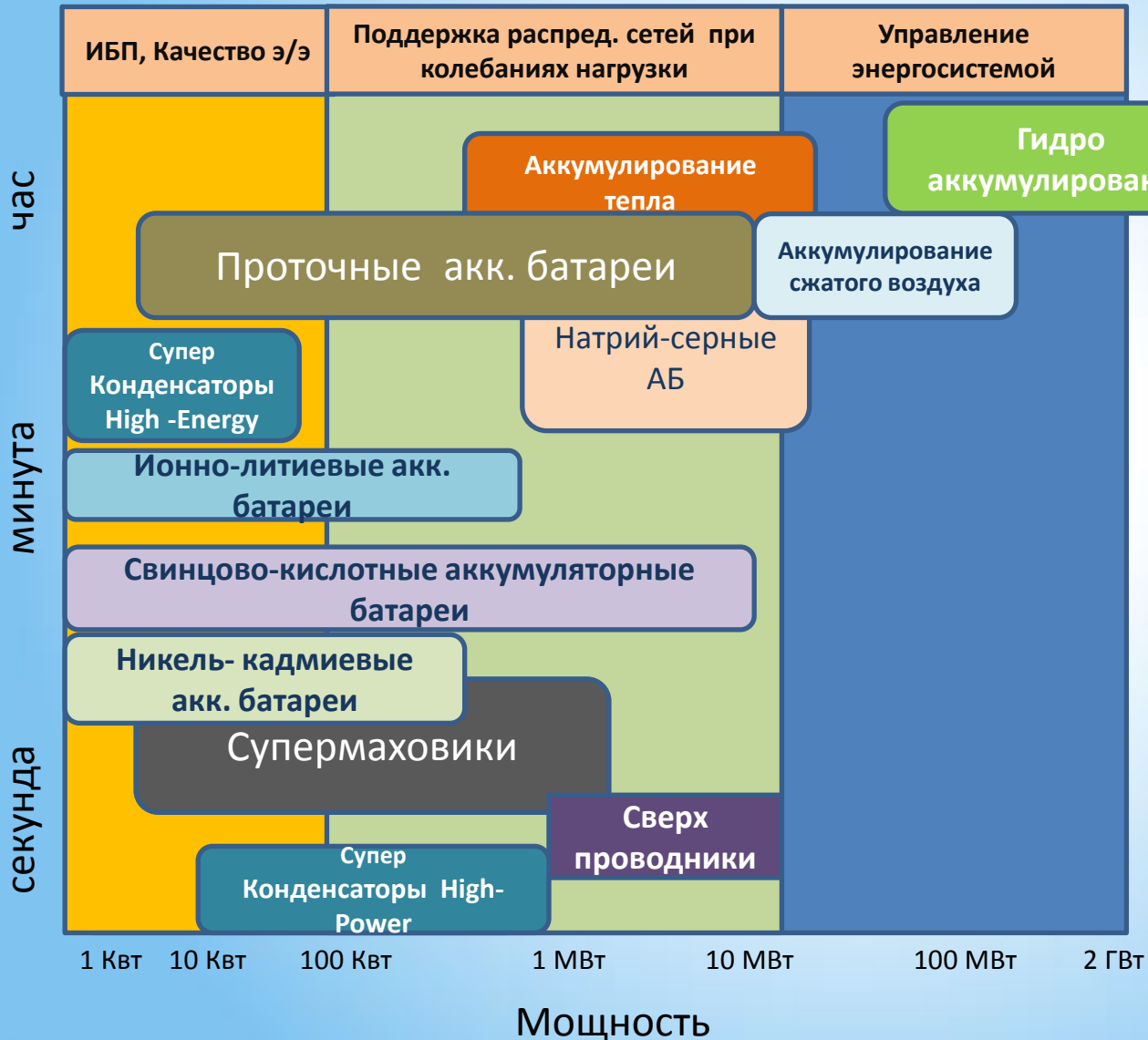
Стадия *	Выработка ед. установки МВт час сут.	КПД %	Кол-во циклов	Удельная стоимость \$/КВт	Удельная стоимость \$/КВт ч
О	6000	70-82	> 13000	1500 -4300**	250-430
Р	3600	50-70	> 13000	1000 - 1250	550-650
Р	350	80-85	10000	1000-2500	250-350
Р	300	75-80	4500	3100-3450	450-550
О	250	70-80	2200	1700-4900	920-980
Р	50	60-65	1000	1300-1700	600-2000
Р	5	80-95	50000	2500-20000	2500-4000
Р	25	85	1500	1500-3000	1000-3000
Н	0,1-1	28-50	20000 час	3000	350-850
Н	250	65-75	>10000	1440-3700	500-1300

\* О-отработанная технология, Р- работающая тех-ия, Н- стадия НИОКР и демонст.  
 \*\* Стоимость 1 КВт установленной мощности: Загорской ГАЭС 2- \$2600 , Ленинградской ГАЭС- \$ 2500 ; Red Mountain (США, Калифорния)- \$ 2100



# Позиционирование различных видов накопителей энергии

Т разряда



В современной зарубежной и российской энергетике не существует и в ближайшей перспективе не предполагается создание эффективных и надежных технологий, которые могли бы служить альтернативой технологиям гидроаккумуляции энергии. Только ГАЭС способны накапливать и вырабатывать энергию в объемах, необходимых для регулирования ЕЭС (несколько ГВт-час в сутки)

# ГАЭС – эффективный инструмент обеспечения энергобезопасности и энергоэффективности

## ГАЭС позволяет обеспечить энергобезопасность в части:

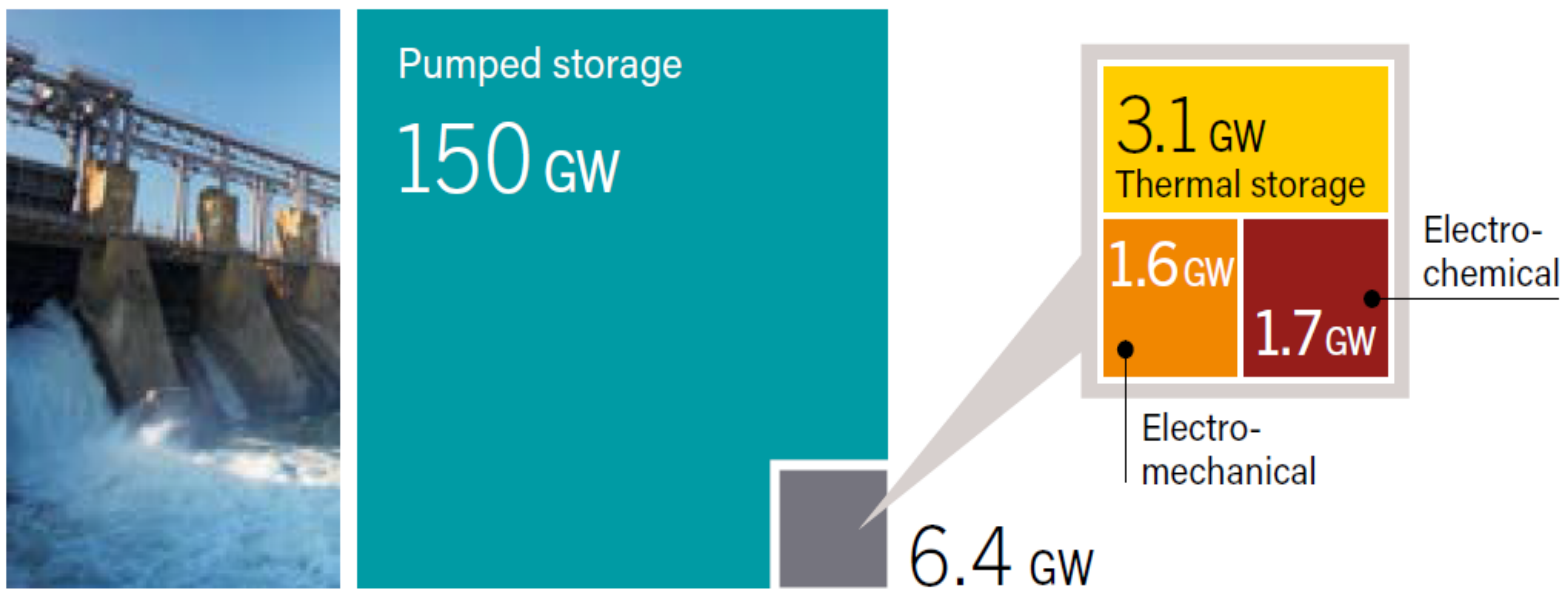
- регулирования баланса мощности (генерации и потребления);
- регулирования частоты;
- оперативного резервирования мощности;
- использования в аварийных и послеаварийных режимах ЕЭС;
- улучшения режимов работы и безопасности АЭС
- продления жизненного цикла за счет снижения количества пусков/остановов генерирующего оборудования ТЭС;

## ГАЭС позволяет обеспечить энергоэффективность в части:

- Увеличения КИУМ АЭС
- Увеличения КИУМ ГЭС за счет исключения недовыработки электроэнергии в период холостых сбросов;
- улучшения удельных показателей расхода топлива ТЭС;
- снижения величины перетоков мощности по транзитным ЛЭП и потерь в сетях;
- снижения потерь за счет компенсации реактивной мощности (режим СК);

# Показатели состояния накопителей энергии

Figure 50. Global Grid-Connected Energy Storage Capacity, by Technology, 2016





**Являются ли ГАЭС экономически эффективными и инвестиционно привлекательными объектами в условиях существующего оптового рынка электроэнергии и мощности России**



Да



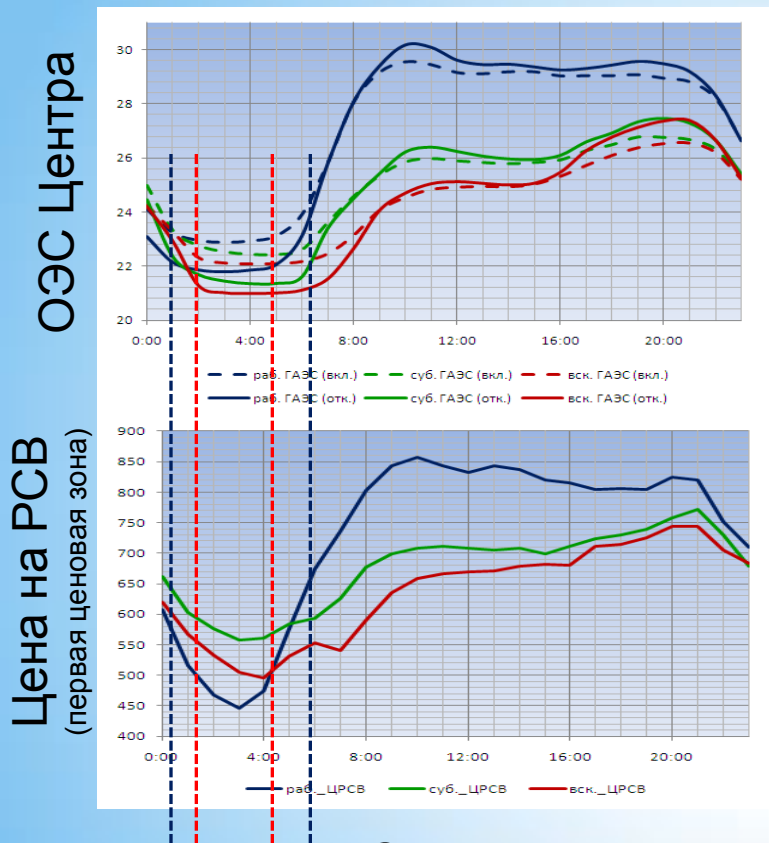
Нет



**Государственная поддержка инвестиционных проектов строительства не требуется**

**Необходимость внесения изменений в действующие нормативно-правовые акты и (или) регламенты ОРЭМ, обеспечивающие эффективность проектов строительства и эксплуатации ГАЭС**

# Формирование дохода электростанций на ОРЭ

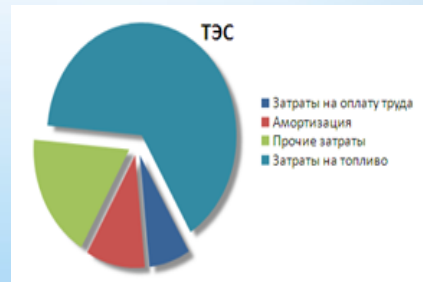


Цена электроэнергии на РСВ, по которой она приобретается ЗаГАЭС на заряд, формируется заявками всех электростанций первой ценовой зоне.

*По рабочим дням* в часы минимума нагрузки энергосистемы длительность снижения цены РСВ на электроэнергию в первой ценовой зоне заметно короче длительности провала по нагрузке.

*По выходным дням* изменение цены РСВ на электроэнергию в часы минимума нагрузки энергосистемы **незначительно** по сравнению с изменением цены РСВ по рабочим днями, что отражает снижение на ОРЭ востребованности регулировочных мощностей.

## Структура затрат электростанций





**СПАСИБО**