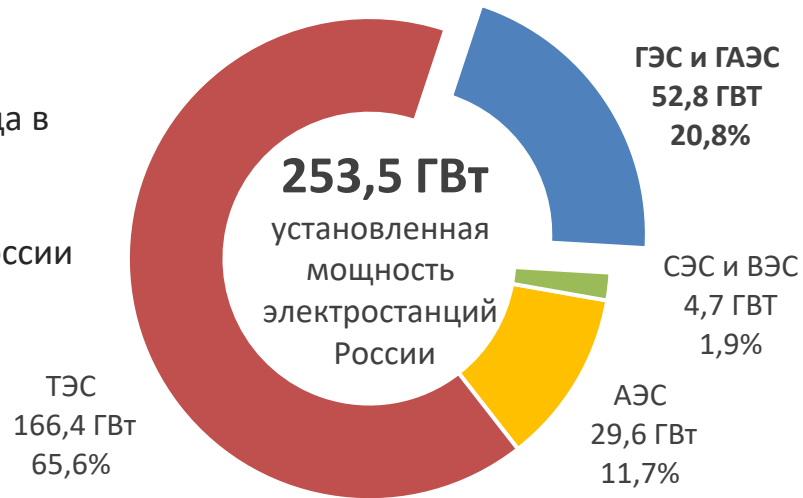




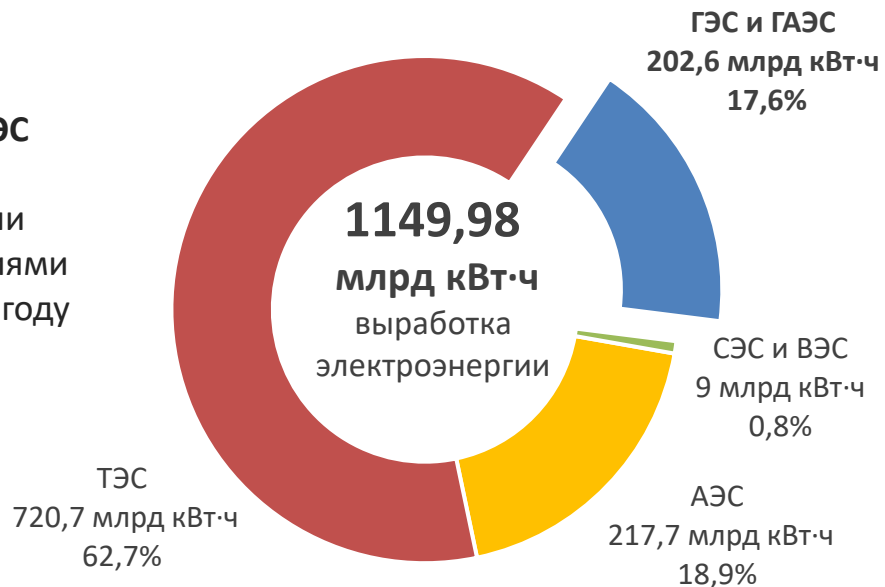
**20,8%**

доля ГЭС и ГАЭС  
на начало 2024 года в  
установленной  
мощности  
электростанций России

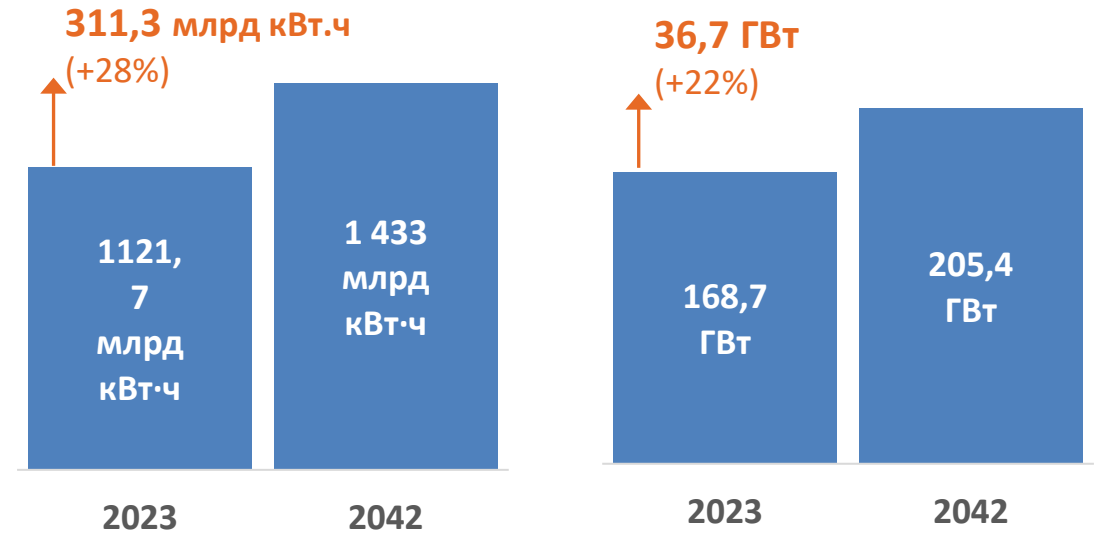


**17,6%**

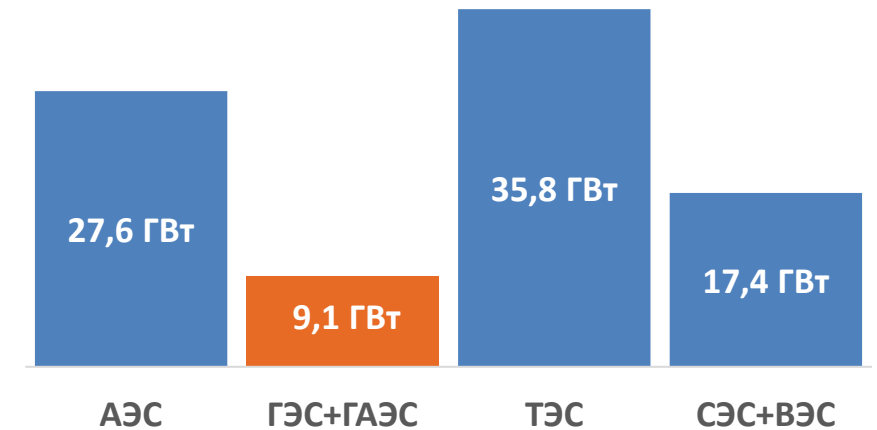
доля ГЭС и ГАЭС  
в выработке  
электроэнергии  
электростанциями  
России в 2023 году



В соответствии с проектом **Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года** прогнозируется рост потребления электроэнергии и мощности



Планируемые объёмы ввода новой генерации в период до 2042 года  
**89,9 ГВт**



В соответствии с проектом Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года **планируется ввод ГЭС:**

- ✓ Крапивинская ГЭС 345 МВт
- ✓ Ивановская ГЭС 210 МВт
- ✓ Мокская ГЭС 1200 МВт
- ✓ Тельмамская ГЭС 450 МВт
- ✓ Нижне-Зейская ГЭС 400 МВт
- ✓ Селемджинская ГЭС 100 МВт
- ✓ Нижне-Ниманская ГЭС 360 МВт
- ✓ Канкунская ГЭС 1000 МВт

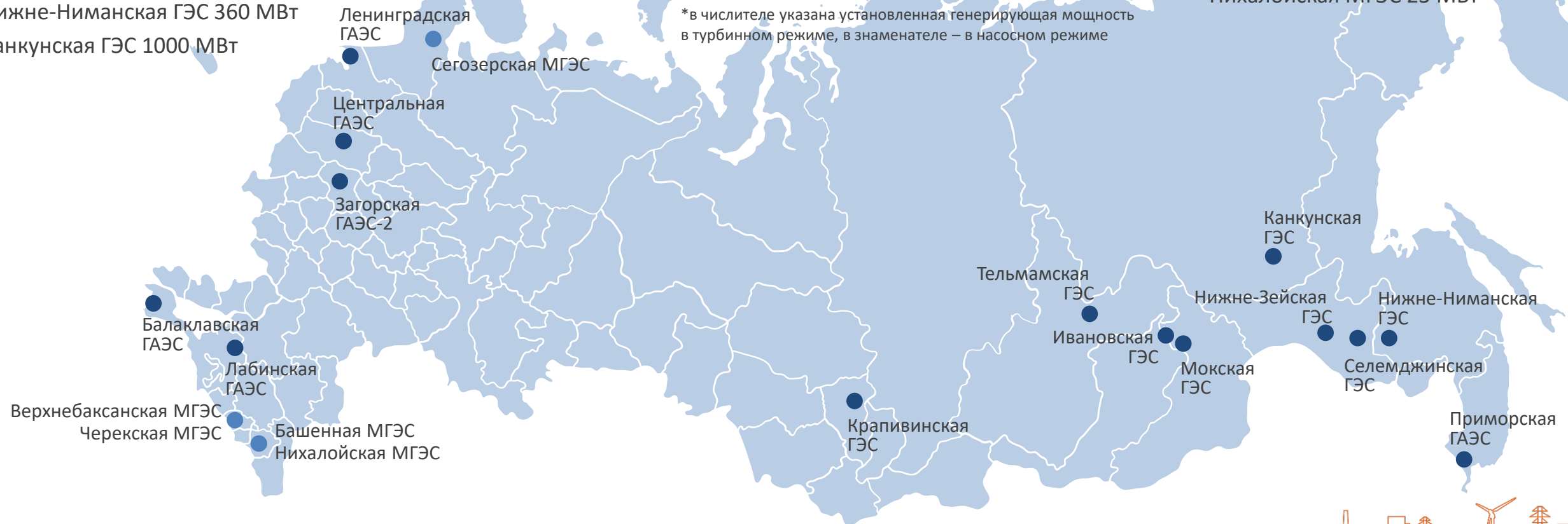
Также **планируется ввод ГАЭС:**

- ✓ Ленинградская ГАЭС 1170/1784 МВт\*
- ✓ Загорская ГАЭС-2 840/1000 МВт\*
- ✓ Центральная ГАЭС 1300/1365 МВт\*
- ✓ Лабинская ГАЭС 600/660 МВт\*
- ✓ Балаклавская ГАЭС 330/400 МВт\*
- ✓ Приморская ГАЭС 600/662 МВт\*

\*в числителе указана установленная генерирующая мощность в турбинном режиме, в знаменателе – в насосном режиме

В соответствии с проектом Схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2025-2030 гг. **планируется ввод малых ГЭС:**

- ✓ Сегозерская МГЭС 8,1 МВт
- ✓ Верхнебаксанская МГЭС 23,2 МВт
- ✓ Черекская МГЭС 23,4 МВт
- ✓ Башенная МГЭС 10 МВт
- ✓ Нихалойская МГЭС 23 МВт



## Экономическая эффективность

один из основных факторов развития энергетики, затраты на строительство и эксплуатацию ГЭС ложатся на плечи потребителей

## Факторы, тормозящие развитие гидроэнергетики:

- ✓ основной неиспользованный гидропотенциал находится в труднодоступных регионах, узлы генерации удалены от узлов нагрузки
- ✓ большая капиталоемкость проектов и длительные сроки строительства - соответственно, длительные сроки окупаемости инвестиций, не менее 25-ти лет
- ✓ высокая стоимость схемы выдачи мощности новых ГЭС
- ✓ неурегулированность вопросов создания водохранилищ (по Водному кодексу водохранилища – собственность государства), при этом затраты по зоне водохранилища в капиталовложениях могут составлять до 20% в зависимости от региона и назначения ГЭС (противопаводковые)
- ✓ ГЭС, в основном, являются объектами комплексного назначения. Отсутствует государственное регулирование взаимоотношений различных собственников - участников комплекса (автодороги, железные дороги, посёлки, сети и пр.)
- ✓ отсутствует чёткое понимание назначения ГАЭС. Они не являются генераторами электроэнергии. Они решают системные задачи. В современном рынке эти объекты убыточные (КПД=74%). Их участие на энергетическом рынке требует отдельных решений



## Необходимые меры поддержки со стороны государства

для развития гидроэнергетики в России:

- ✓ участие ГЭС в ДПМ ВИЭ или другие аналогичные меры по увеличению тарифа, обеспечивающего окупаемости ГЭС в сроки 10-20 лет, с дальнейшим снижением до себестоимости производства электроэнергии на ГЭС. Тариф на ГЭС со сроком использования более 40 лет, составляет сегодня меньше 1 руб/кВт·ч
- ✓ заключение прямых договоров на поставку мощности и электроэнергии с заинтересованными крупными потребителями на стадии разработки проектной документации по особым тарифам. Участие крупного потребителя в финансировании строительства ГЭС для получения более низких тарифов, для снижения себестоимости производимой продукции и увеличения конкурентоспособности
- ✓ финансирование затрат по зоне водохранилища из средств Федерального бюджета РФ и передача водохранилища на баланс государства
- ✓ финансирование затрат на объекты непромышленного назначения (автодороги, посёлки строителей, производственные базы и т.п) из средств регионального бюджета и передача на баланс региона
- ✓ финансирование схемы выдачи мощности за счёт ПАО «Россети» и передача на баланс ПАО «Россети»
- ✓ выделение «длинных дешёвых денег». Предоставление специальных кредитов, по аналогии с инфраструктурными бюджетными кредитами по ставке 3% или выделение средств из ФНБ по ставке - прогнозный уровень инфляции +1%



## Исходные данные (параметры проектов)

Все стоимостные параметры представлены в ценах 2021 года

## Особенности

Эксплуатационные затраты (ОРЕХ) – использованы следующие допущения:

- для Тельмамской ГЭС использовано значение из расчетов ЕН+;
- для прочих объектов второй ценовой зоны и ДФО - тариф на мощность для Богучанской ГЭС;
- для объектов энергосистемы Мурманской области - тариф на мощность для Кольских ГЭС;
- для Нижне-Суянской ГЭС – тариф на мощность для каскада Верхневолжских ГЭС.

Переменные затраты – использованы тарифы на электроэнергию для наиболее близко расположенных гидроэлектростанций.

КИУМ рассчитан исходя из объемов среднесуточной выработки.

№ п/п	Ген.объект	Приоритетность	Ценовая зона	Установленная мощность, МВт	Капитальные затраты, млн. руб.					Удельный капекс, руб/кВт	Опекс, руб/МВт	Переменные затраты, руб/МВт	КИУМ, %
					Водохранилище	Гидротехнические сооружения	СВМ	Прочие (в т.ч. дороги)	Всего				
1	Нижне-Зейская ГЭС	Приоритет	НЦЗ ДВ	400	9 176	60 209	5 667	0	<b>75 052</b>	<b>187 630</b>	181 534	27,60	61%
2	Нижне-Ниманская ГЭС	Приоритет	НЦЗ ДВ	360	1 463	84 093	4 304	0	<b>89 860</b>	<b>249 611</b>	181 534	27,60	60%
3	Селемджинская ГЭС	Приоритет	НЦЗ ДВ	100	19 100	35 900	384	0	<b>55 384</b>	<b>553 838</b>	181 534	27,60	53%
4	Мокская ГЭС	Приоритет	2	1 200	25 868	124 132	31 572	0	<b>181 572</b>	<b>151 310</b>	181 534	27,60	31%
5	Крапивинская ГЭС	Приоритет	2	345	12 120	34 567	1 991	716	<b>49 395</b>	<b>143 173</b>	181 534	40,48	62%
6	Канкунская ГЭС	Приоритет	НЦЗ ДВ	1 000	17 509	262 491	0	0	<b>280 000</b>	<b>280 000</b>	181 534	27,60	55%
7	Мотыгинская ГЭС	Дополнительно	2	922	16 760	63 240	3 322	0	<b>83 322</b>	<b>90 371</b>	181 534	40,48	78%
8	Нижне-Суянская ГЭС	Дополнительно	1	209	7 456	26 141	9 269	7 134	<b>50 000</b>	<b>239 234</b>	148 618	38,20	31%
9	Рындская ГЭС	Дополнительно	1	60	2 195	7 449	3 629	6 727	<b>20 000</b>	<b>333 333</b>	106 960	39,68	8%
10	Понойская ГЭС	Дополнительно	1	450	23 348	31 625	16 234	18 593	<b>89 800</b>	<b>199 556</b>	106 960	39,68	40%
11	Иокангская ГЭС	Дополнительно	1	200	8 569	19 461	13 172	13 798	<b>55 000</b>	<b>275 000</b>	106 960	39,68	33%
12	Тельмамская ГЭС	Приоритет	2	450	3 908	65 014	12	34 101	<b>103 034</b>	<b>228 964</b>	70 122	40,48	43%
13	Нижнебогучанская ГЭС	Приоритет	2	660	-	-	-	-	<b>96 300</b>	<b>145 909</b>	181 534	40,48	55%



## Сценарные условия

Срок окупаемости проектов принят равным 30 лет, срок амортизации вводимого оборудования и сооружений – 50 лет

№ Сценария	0	1	2	3	4	5
Государственное финансирование строительства водохранилища	нет	да	да	да	да	да
Норма доходности	12,0%	12,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Ставка налога на имущество	2,2%	2,2%	2,2%	0,0%	0,0%	0,0%
Ставка налога на прибыль	20%	20%	20%	3%	3%	3%
Финансирование со стороны заинтересованного потребителя (на 1 МВт·ч выработки), руб./МВт·ч	0	0	0	0	50	50
Полное государственное финансирование	нет	нет	нет	нет	нет	да

**Базовый сценарий (№0):** Предусматривает возврат капитальных вложений в полном объеме с заданной доходностью, с использованием рыночных инструментов (Аналог ДПМ/тарифной надбавки)

**Сценарий №1** с учетом строительства водохранилищ-объектов федеральной собственности за счет средств Федерального бюджета в объеме, определяемом индивидуально для каждого проекта;

**Сценарий №2** с учетом привлечения льготного финансирования под 5% годовых;

**Сценарий №3** с учетом предоставления налоговых льгот: обнуление налог на прибыль (региональной части) и налога на имущество сроком на 20 лет;

**Сценарий №4** с учетом покупки части электроэнергии и мощности ГЭС по ценам, превышающим рыночные, заинтересованными потребителями;

**Сценарий №5** Привлечение государственного софинансирования в объеме, необходимом для исключения роста нагрузки на потребителей рынка электроэнергии и мощности.



## Сравнение стоимостных параметров проектов, LCOE, руб/МВт·ч

- ✓ **LCOE (Levelised Cost of Energy) – средняя расчётная себестоимость производства электроэнергии на протяжении жизненного цикла электростанции (включая все возможные инвестиции, затраты и доходы).**

№ п/п	Ген.объект	Приоритетность	Ценовая зона	Установленная мощность, МВт	Сценарии			
					№0 ДПМ	№1 + без водохр.	№2 + WACC=5%	№3 +налоговые льготы
1	Нижне-Зейская ГЭС	Приоритет	НЦЗ ДВ	400	6 950	6 183	3 759	2 840
2	Нижне-Ниманская ГЭС	Приоритет	НЦЗ ДВ	360	9 154	9 016	5 348	3 959
3	Селемджинская ГЭС	Приоритет	НЦЗ ДВ	100	21 988	14 670	8 549	6 229
4	Мокская ГЭС	Приоритет	2	1 200	11 447	10 002	6 173	4 722
5	Крапивинская ГЭС	Приоритет	2	345	5 390	4 237	2 676	2 084
6	Канкунская ГЭС	Приоритет	НЦЗ ДВ	1 000	11 082	10 436	6 168	4 550
7	Мотыгинская ГЭС	Дополнительно	2	922	2 956	2 476	1 637	1 319
8	Нижне-Суянская ГЭС	Дополнительно	1	209	17 107	14 720	8 721	6 448
9	Рындская ГЭС	Дополнительно	1	60	92 000	82 234	47 351	34 131
10	Понойская ГЭС	Дополнительно	1	450	10 850	8 195	4 868	3 607
11	Иокангская ГЭС	Дополнительно	1	200	17 699	15 059	8 760	6 373





- ✓ В последнее время наметилась тенденция при определении мероприятий, необходимых для исключения возникновения локальных дефицитов мощности, отказываться от строительства дополнительных протяжённых электрических связей для передачи мощности вновь сооружаемых электростанций к узлам нагрузок.
- ✓ Решения по электросетевому строительству, необходимые для обеспечения выдачи мощности новых ГЭС, часто характеризуются масштабностью и высокой протяжённостью ЛЭП, что связано с невозможностью в большинстве случаев сооружения ГЭС в районе размещения крупных потребителей электрической энергии (перспективные створы, как правило, имеют значительную удалённость как от центров нагрузки, так и от магистральных электрических сетей).
- ✓ Вышеуказанная особенность схем выдачи мощности ГЭС требует комплексной оценки стоимости сооружения ГЭС совместно с её СВМ, так как в ряде случаев стоимость схемы выдачи мощности ГЭС может быть сопоставима, а иногда и превышать стоимость сооружения самой гидроэлектростанции (особенно остро указанная проблема стоит при оценке эффективности сооружения малых ГЭС).





**БЛАГОДАРИМ ЗА ВНИМАНИЕ!**

