

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Курсовая работа

По дисциплине Современные проблемы теплоты

На тему: «Новые виды энергии: гидроэлектростанции (приливные)»

Выполнил: студент

1 курса группы ПТм15-1

Крайнюков Д.С.

Проверил: д.т.н., профессор

Бакшеев В.Н.

Тюмень 2015 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Цель. Задачи	4	
Введение	5	
История использования энергии воды	8	
Приливная электростанция	11	
Схема работы приливной электростанции	12	
Устройства ПЭС		16
Реализация ПЭС в России	23	
Приливные электростанции за рубежом		26
Достоинства ПЭС	28	
Недостатки ПЭС	29	
Классификация по принципу работы	30	
Классификация турбин		31

Расчет мощности турбин	41		
Расчет мощности приливной ГЭС		42	
Определение экономической эффективности ПЭС			47
Перспективы	55		
Заключение		56	
Список литературы			57
Приложение 1		58	
Приложение 2			68

Цель работы: рассмотреть основные виды приливных гидроэлектростанций, рассмотреть принцип работы ПЭС.

Задачи: изучить конструкцию турбин и рассчитать срок окупаемости затрат на строительство ПЭС.

Введение

Резкое увеличение цен на топливо, трудности его получения, истощение топливных ресурсов – это видимые признаки энергетического кризиса вызывали в последние годы во многих странах значительный интерес к новым источникам энергии, в том числе к энергии Мирового океана.

В Российской Федерации в настоящее время функционирует мощный водохозяйственный комплекс, обеспечивающий потребности различных отраслей хозяйства и населения в водных ресурсах. В него входят около 2300 водохранилищ объемом от 1 млн. куб. м, более двух десятков тысяч прудов и небольших водохранилищ на малых реках, значение которых выросло в последние годы, но энергетика их востребована на 1%.



Рис. 1 Приливная энергоустановка

Волновая энергоустановка — установка, расположенная в водной среде, целью которой является получение электричества из кинетической энергии волн (рис.2).

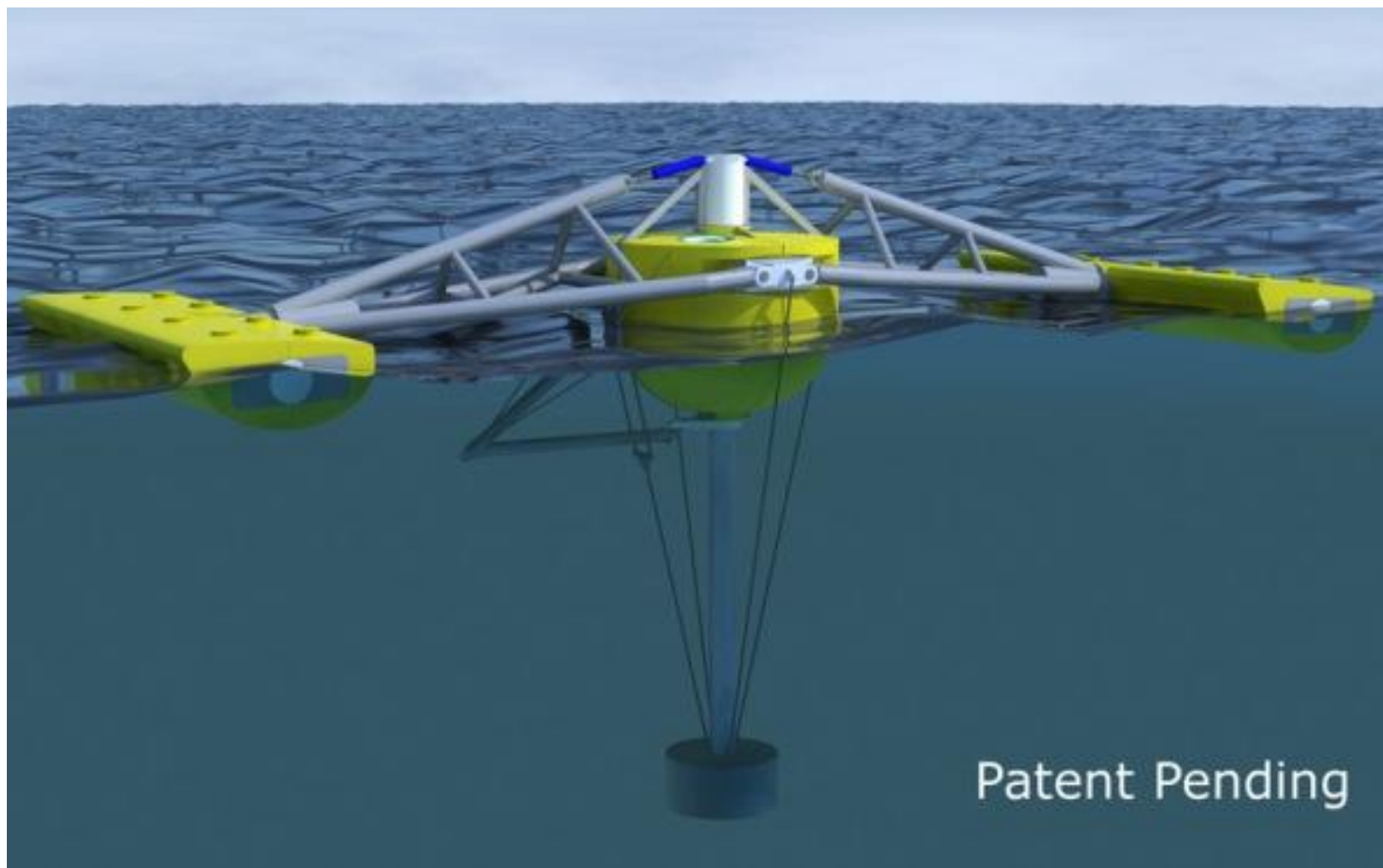


Рис. 2 Волновая энергоустановка

Гидроэлектростанция – это комплекс сооружений и оборудования, посредством которых энергия потока воды преобразуется в электрическую энергию.

Гидрогенератор - электрическая машина, предназначенная для выработки электроэнергии на гидроэлектростанции. Обычно гидрогенератор представляет собой синхронную явнополюсную электрическую машину вертикального исполнения, приводимую во вращение от гидротурбины, хотя существуют и гидрогенераторы горизонтального исполнения (в том числе капсульные гидрогенераторы).

Рыбохозяйственные сооружения - это рыбоходы и рыбоподъемники для пропуска через гидроузлы ценных пород рыб к местам постоянных нерестилищ, рыбозащитные сооружения и сооружения для искусственного рыборазведения.

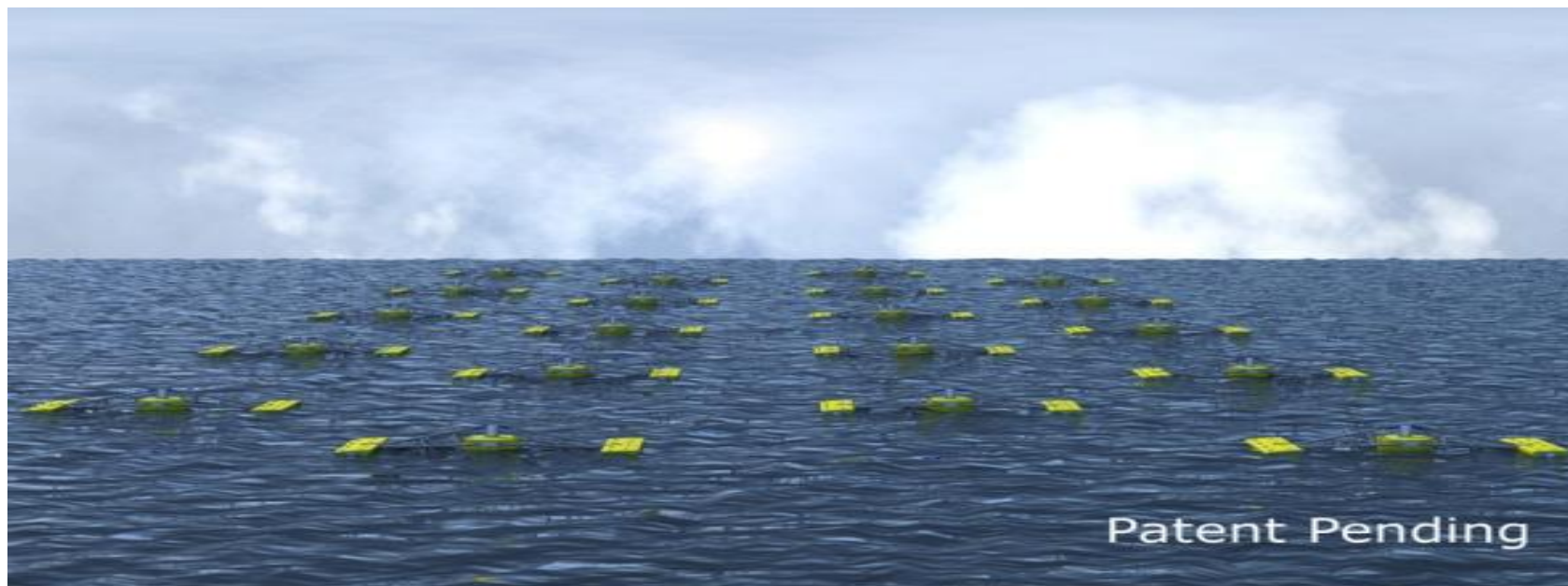


Рис. 3 Осциллирующий водяной столб

История использования энергии воды

Многие тысячелетия служит человеку энергия, заключенная в текущей воде. Запасы ее на Земле колоссальны. Недаром некоторые ученые считают, что нашу планету правильнее было бы называть не Земля, а Вода – ведь около трех четвертей поверхности планеты покрыты водой.

Использование энергии приливов началось уже в X в. на берегах Белого и Северного морей для работы мельниц (рис.5,6) и лесопилок. До сих пор подобные приливные электростанции служат жителям ряда прибрежных стран.

Приливная электростанция (ПЭС)- особый вид гидроэлектростанции, использующий энергию приливов, а фактически кинетическую энергию вращения Земли.



Рис. 5 Старая мельница

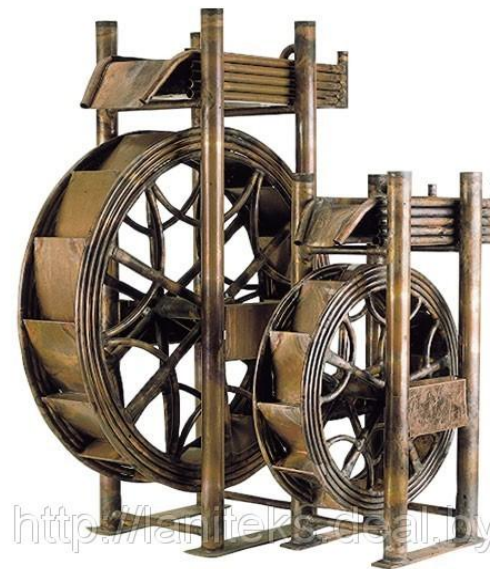


Рис. 6 Детали водяной мельницы

Принцип работы водяной мельницы

Рассмотрим работу ПЭС на примере водяной мельницы (рис.7).

Передаточный механизм от горизонтального вала водяного колеса к вертикальному валу жернова представляет собой зубчатую деревянную передачу. Лопастные водяное колесо приводятся в движение течением реки либо от свободно падающей воды.



Рис. 7 Водяная мельница

Приливная электростанция (ПЭС)

Приливная электростанция (ПЭС) - электростанция, преобразующая энергию морских приливов в электрическую. ПЭС использует перепад уровней «полной» и «малой» воды во время прилива и отлива (рис.8,9).

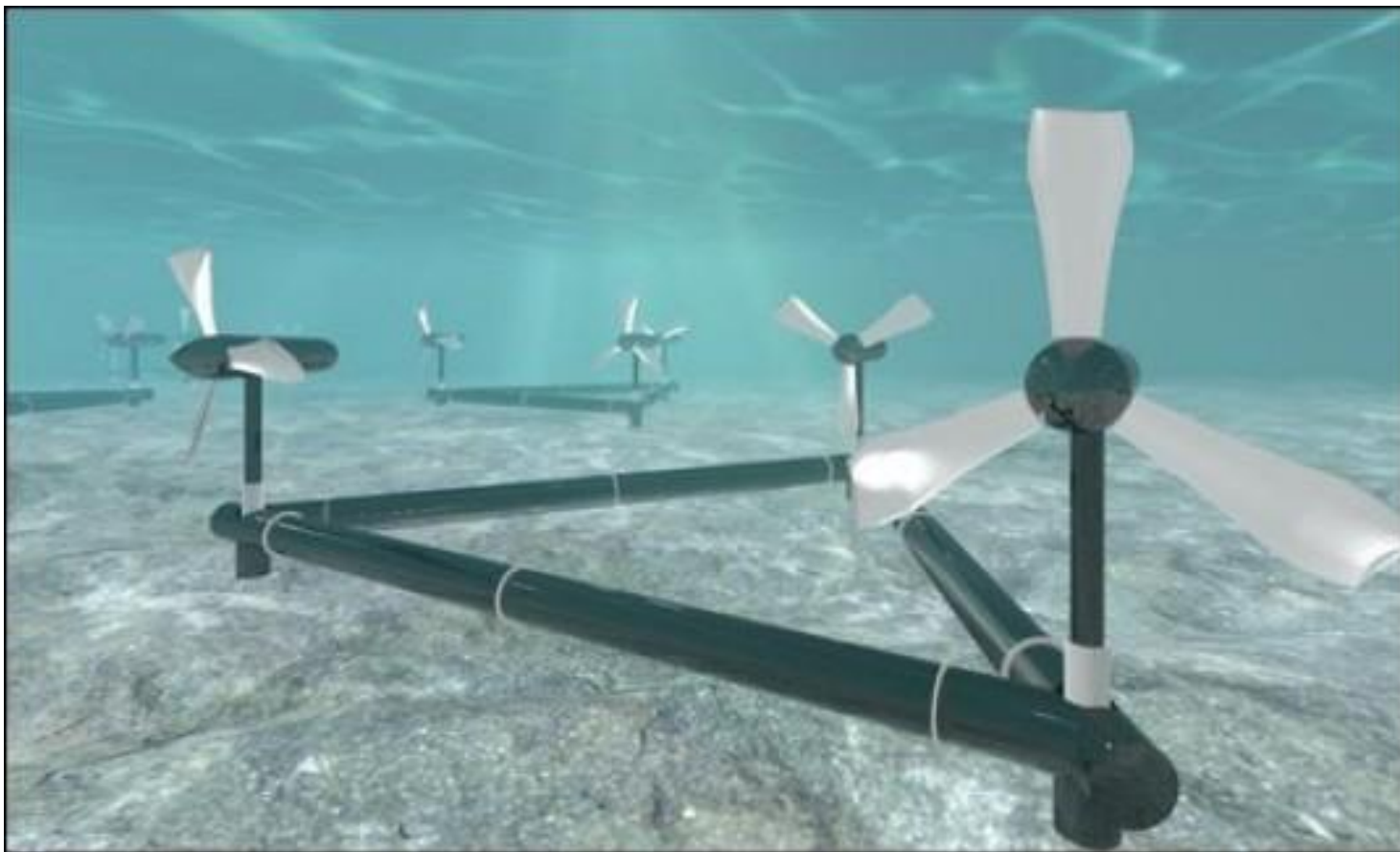


Рис. 8 ПЭС

Схема работы приливной электростанции

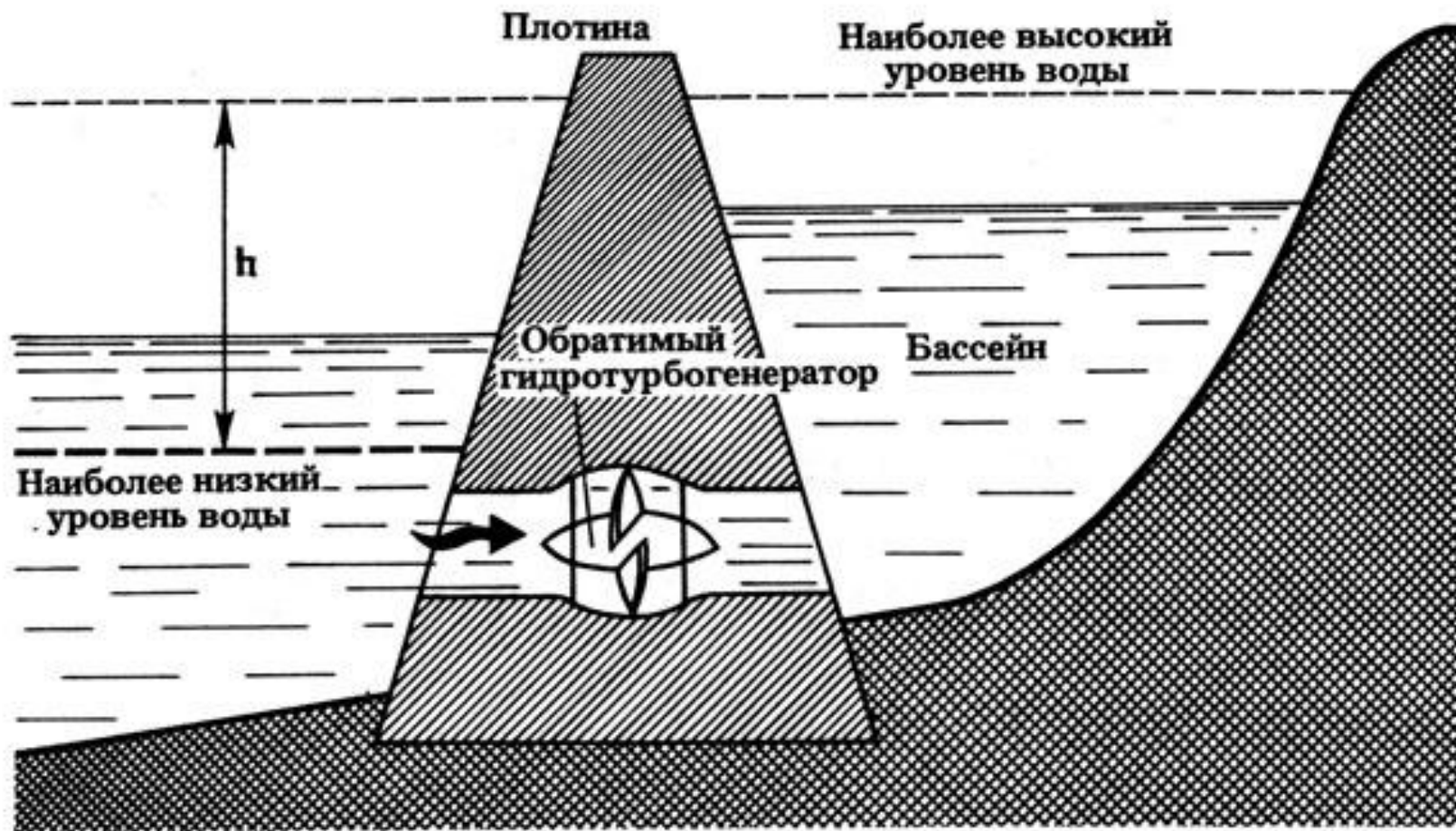


Рис. 9 Схема работы ПЭС

Работа приливной электростанции

Для выработки электроэнергии электростанцией используется энергию прилива. Первая такая электростанция (Паужетская) мощностью 5 МВт была построена на Камчатке. Для устройства простейшей приливной электростанции (ПЭС) нужен бассейн — перекрытый плотиной залив или устье реки. В плотине имеются водопропускные отверстия и установлены турбины, которые вращают генератор. Во время прилива вода поступает в бассейн, когда уровни воды в бассейне и море сравниваются, затворы водопропускных отверстий закрываются.

С наступлением отлива уровень воды в море понижается и напор становится достаточным, тогда турбины и соединенные с ним электрогенераторы начинают работать, а вода из бассейна постепенно уходит (рис.10).



Рис. 10 Схема работы ПЭС

Работа ПЭС

В часы, когда малая нагрузка энергосистемы совпадает по времени с «малой» или «полной» водой в море, гидроагрегаты ПЭС либо отключены, либо работают в насосном режиме - подкачивают воду в бассейн выше уровня прилива (или откачивают ниже уровня отлива) и т. о. аккумулируют энергию до того момента, когда в энергосистеме наступит пик нагрузки

(рис. 11). В случае, если прилив или отлив совпадает по времени с максимумом нагрузки энергосистемы, ПЭС работает в генераторном режиме. Так, например, работает ПЭС на 240Мвт, построенная в 1966 в эстуарии р. Ране во Франции.

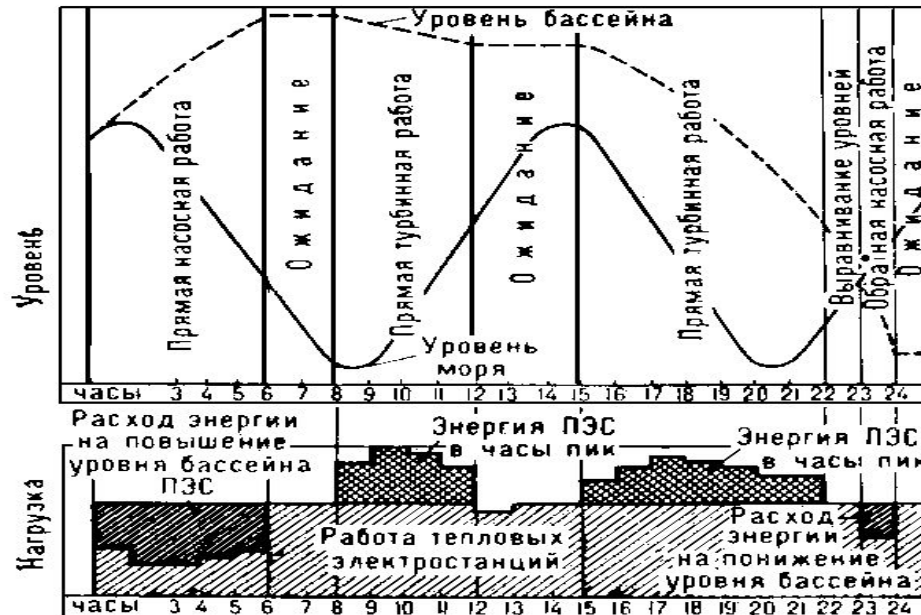


Рис. 11 График внутрисуточного регулирования режима работы ПЭС (фрагмент).

Влияние гравитации на приливы

ПЭС является разновидностью гидроэлектростанции, разновидностью гидроэлектростанции, предназначены для получения электроэнергии из энергии воды.

С точностью часов 2 раза в сутки уровень океана то поднимается, то опускается. Это гравитационные силы Луны и Солнца притягивают к себе массы воды (рис.12). Вдали от берега колебания уровня воды не превышают 1 м, но у самого берега они могут достигать 13 м (например, в Пенжинской губе на Охотском море).

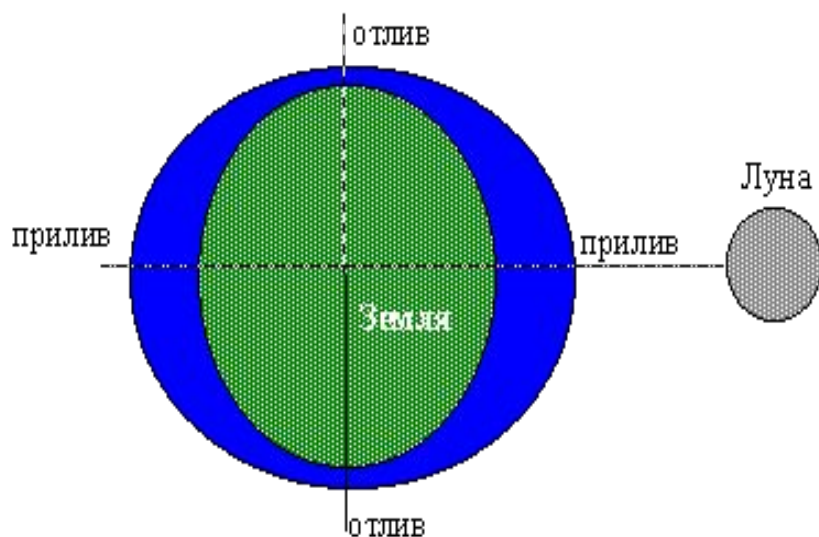


Рис. 12 Влияние гравитации на приливы

Устройство

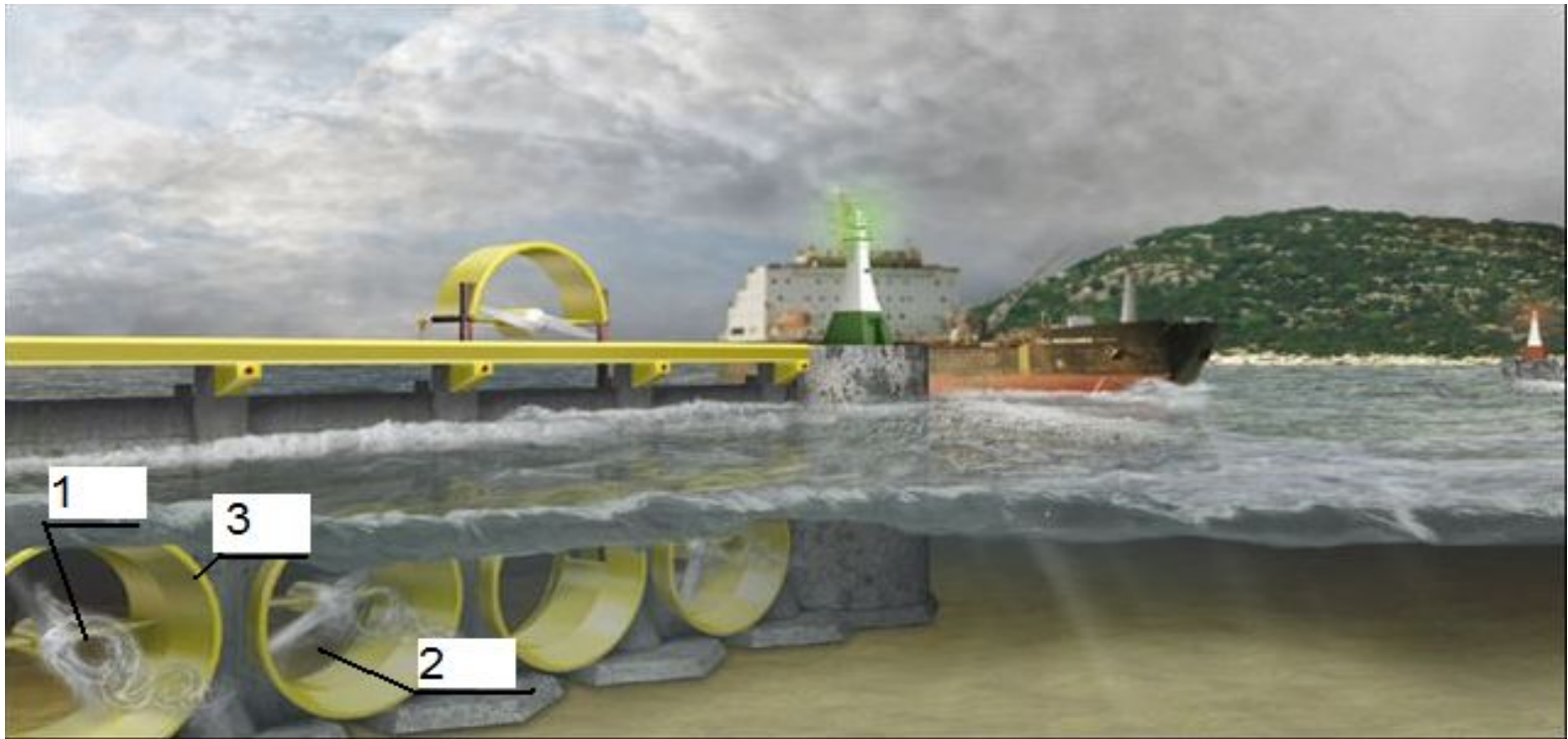


Рис. 13 Схема ПЭС:

1-крыльчатка; 2-диффузор; 3-корпус.

ПЭС состоит из плавающих или зафиксированных на дне надводных или подводных гидроагрегатов, преобразующих энергию приливо-отливного течения в электрическую. Для использования энергии приливов нет необходимости полностью перекрывать устье бассейна и создавать напорный фронт. Максимально возможная мощность и максимально возможная выработка энергии получается при определенном гидравлическом напоре воздействующем на турбины, размещаемыми на входе в бассейн ПЭС (в самой узкой его части)(рис.13).

Основные элементы волновых установок

Независимо от типа все волновые установки состоят из основных частей:

- рабочего тела;
- рабочего органа;
- силового преобразователя;
- системы крепления.

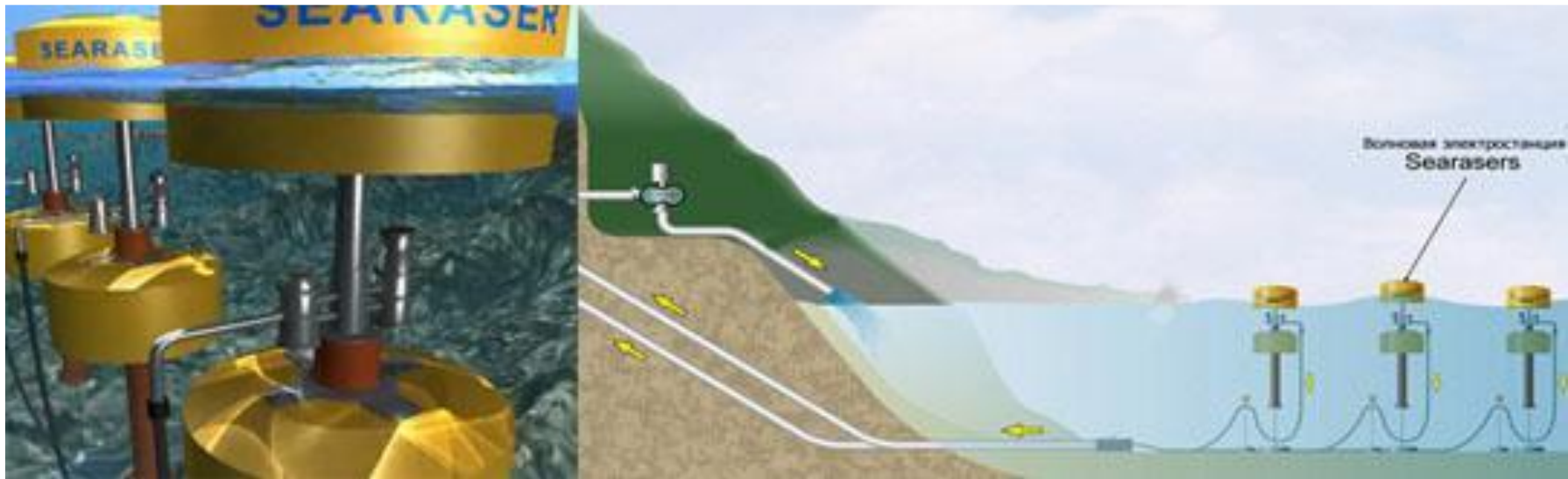


Рис. 14 Волновая энергоустановка

Функциональное назначение каждой из частей состоит в следующем :

Рабочее тело - это среда, воздействующая на силовой преобразователь. Им может быть вода или воздух.

Устройство



Рис. 15 Общий вид ПЭС:

1 – лопасти; 2 – генератор; 3 – ферма.

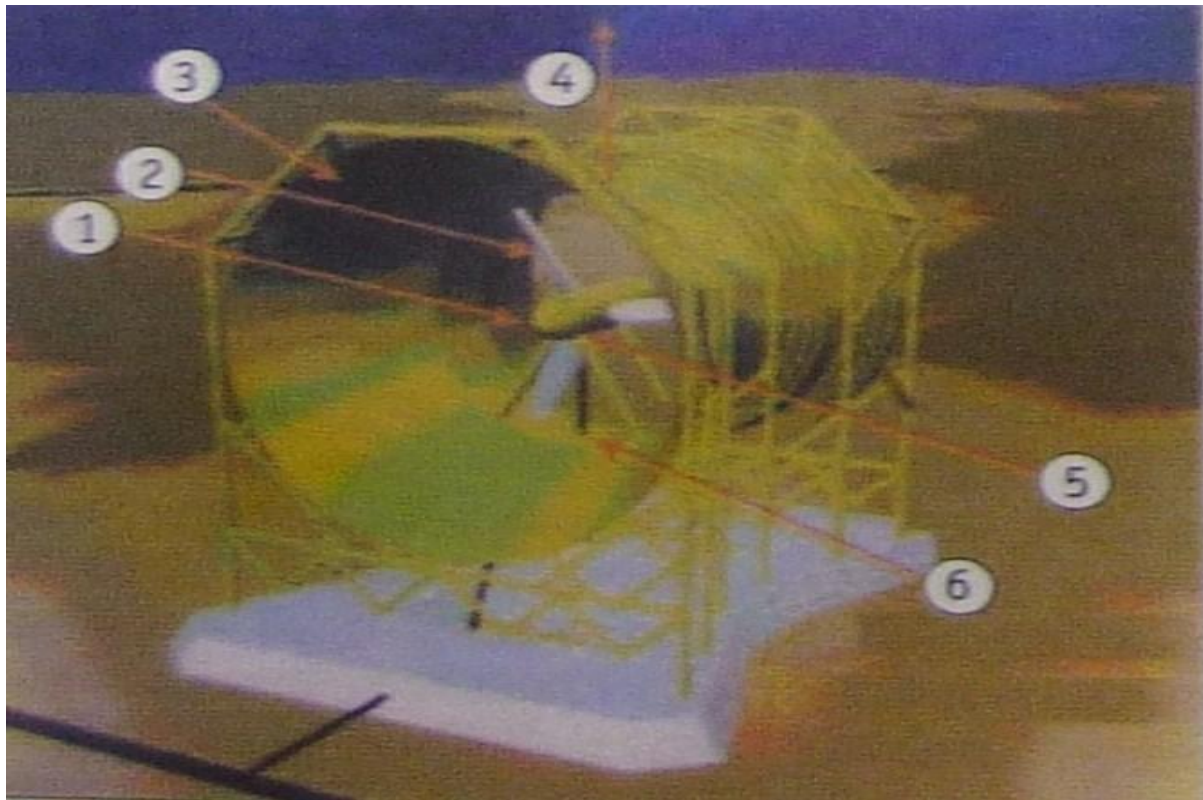


Рис. 16 Гидротурбина с концентратором:

1- обтекатель, 2- лопасти турбины, 3- концентратор, 4-съемная часть блока, 5-насос, 6-гидромотор с генератором.

Гидротурбина - ротационный двигатель, преобразующий механическую энергию воды (энергию давления и скоростную) в энергию вращающегося ротора (рис.16).

Поплавки, находящиеся на поверхности моря, могут совершать не только вертикальные колебания, но и угловые перемещения в соответствии с профилем волны. Рабочее тело таких установок состоит из двух или многих поплавков, соединенных между собой шарнирами в виде поршневых насосов или гофрированных “мехов”. Установки используют изменение формы поверхности моря при ветровом волнении (путем изменения углового положения между поплавками) для привода в действие насосов или “мехов”.

Наиболее известной установкой этого типа является “контурный (шарнирный) плот Кокерелля, предложенный в 1972 г. Лабораторные испытания модели плота в масштабе 1/100 показали, что его эффективность составляет около 45 % (рис.17).



Рис. 17 Контурный плот Кокерелля

Выработка электроэнергии в России

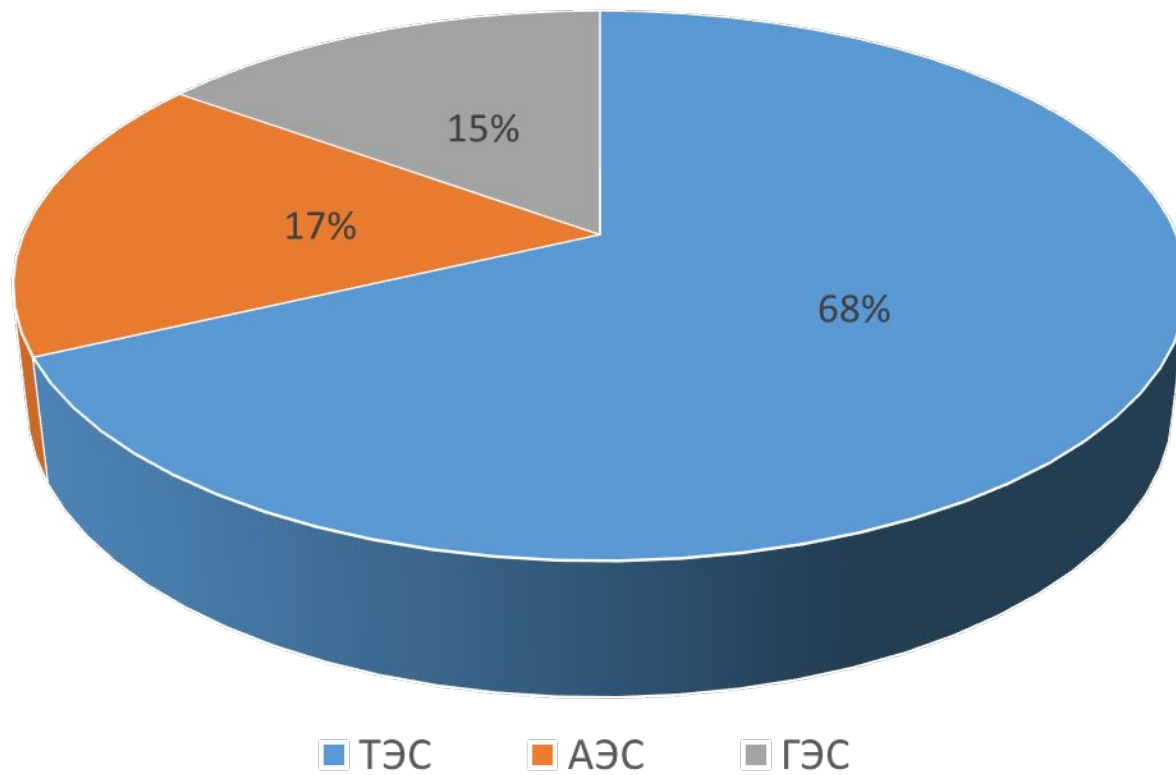


Рис. 18 Выработка электроэнергии в России

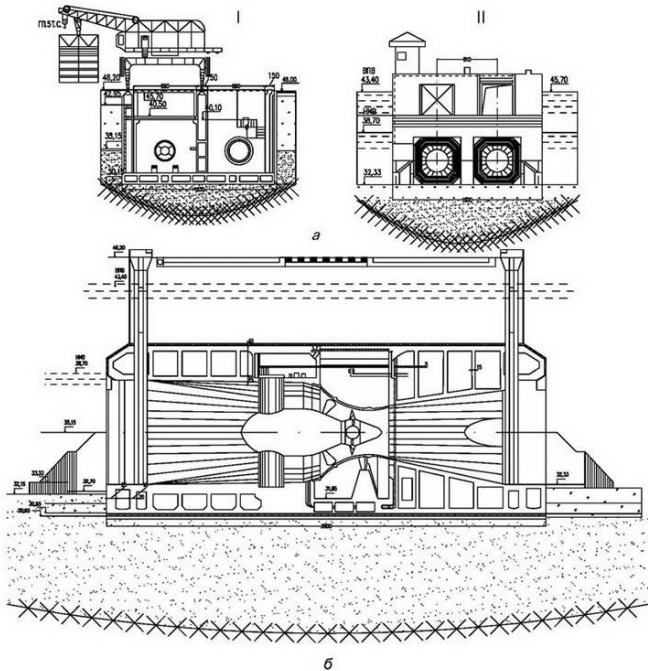
Реализация ПЭС в России

В России с 1968 года действует экспериментальная ПЭС в Кислой губе на побережье Баренцева моря (рис.19).

На этапе проектирования находится Северная ПЭС мощностью 12 МВт (рис.20). В СССР были разработаны проекты строительства ПЭС в Мезенской губе (мощность 11000 МВт) на Белом море, Пенжинской губе и Тугурском (рис.21) заливе (мощностью 8000 МВт) на Охотском море (табл.1).

В настоящее время статус этих проектов неизвестен, за исключением Мезенской ПЭС, включённой в инвестпроект РАО«ЕЭС».

Пенжинская ПЭС была бы самой мощной электростанцией в мире — проектная мощность 87 ГВт.



Гифка создана на troll-face.ru

Рис. 19 Компоновка ПЭС (проект Кислогубской ПЭС мощностью 450 кВт).

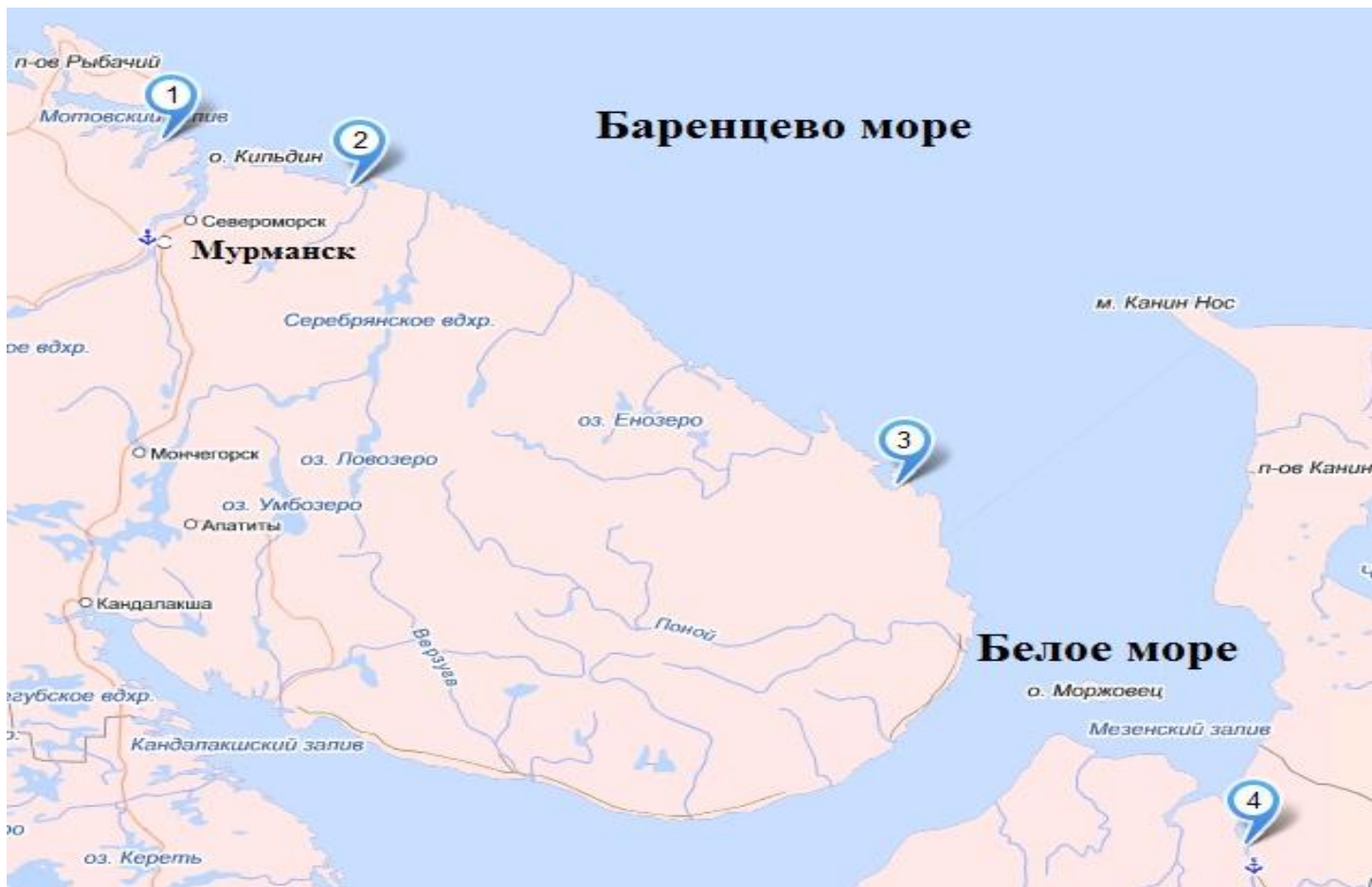


Рис. 20 Использование ПЭС в России:

1-Кислогубская ПЭС; 2-Северная ПЭС; 3- Лумбовская ПЭС; 4-Мезенская ПЭС



Рис. 21 Использование ПЭС в России:
1-Тугурская ПЭС; 2-Пенжинская ПЭС

Таблица 1 Основные места концентрации приливной энергии в России

Месторасположение	Средняя высота прилива, м	Площадь бассейна, км ²	Потенциал	
			Средняя мощность, ГВт	Годовая выработка, ТВт·ч
Мезенский залив	6,0	2330,0	15,2	50,0
Пенжинская губа	6,2	20530,0	87,4	190,0
Тугурский залив	4,7	1800,0	10,3	27,6

Приливные электростанции за рубежом

Существуют ПЭС и за рубежом — во Франции, Великобритании, Канаде, Китае, Индии, США и других странах. ПЭС «Ля Ранс» (рис.22), построенная на р. Ранс (Северная Бретань) имеет самую большую в мире плотину (длина составляет 800 м). Плотина служит мостом, по которому проходит высокоскоростная трасса, соединяющая города Св. Мало и Динард. Мощность станции составляет 240 МВт.



Рис. 22 Общий вид ПЭС (Ля Ранс)

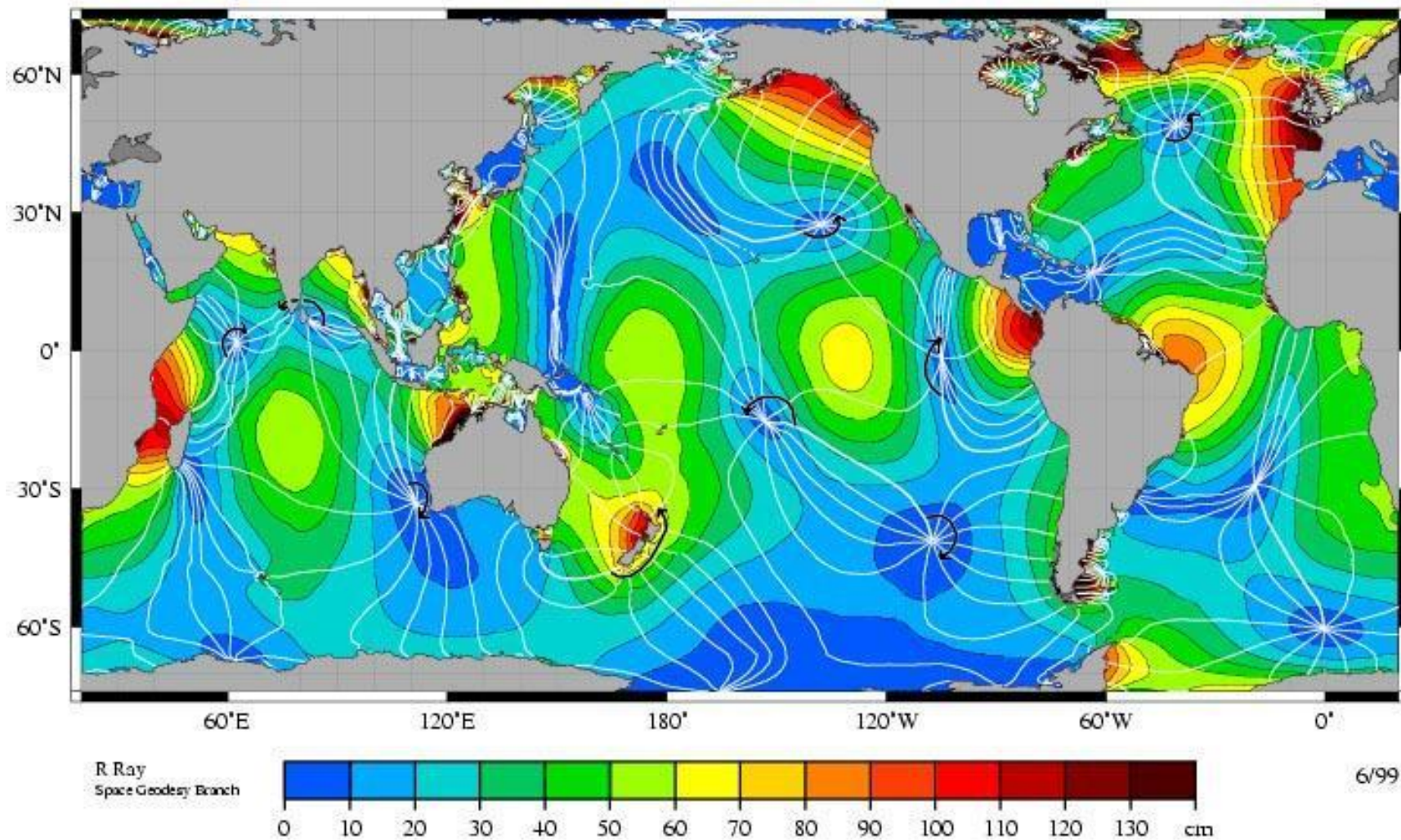


Рис. 23 Карта мира по уровню приливов

Достоинства ПЭС

Энергетические

1. Энергия возобновляемая
2. Неизменная выработка энергии в месячном периодах за весь срок эксплуатации
3. Нет зависимости от уровня выпадаемых в году осадков
4. Стоимость энергии самая низкая по сравнению с другими электростанциями

Экологические

1. Отсутствует выброс вредных газов, в том числе и создающих парниковый эффект в атмосфере, а также золы, радиоактивных тепловых отходов
2. Отсутствие проблемы, связанные с добычей, транспортированием, переработкой, сжиганием и складированием топлива
3. На ПЭС гибнет всего 5-10% планктона (на ГЭС 83-99%)
4. Побережье защищается от отрицательных воздействий штормов
5. Климатические условия на примыкающих к ПЭС территориях, как правило, улучшаются

Социальные

1. Возможность расширения туризма
2. Нет опасности затопления земель волны прорыва в нижний бьеф (в отличие от ГЭС)
3. Улучшения транспортной системы района, включая возможность строительства дорог на дамбе

Недостатки ПЭС

1. Несовпадение основных периодов возникновения приливов (12 ч 25 мин и 24 ч 50 мин) с привычным для человека периодом солнечных суток (24 ч); в связи с чем возникает сдвиг по фазе между оптимальными генерацией и потреблением энергии;
2. Изменение высоты прилива с периодом две недели, что приводит к колебаниям мощности ПЭС;
3. Большие расходы воды при относительно низких напорах приводят к необходимости использования
4. Строительство возможно только на берегах морей и океанов

Классификация по
принципу работы
ПЭС

```
graph TD; A(Классификация по принципу работы ПЭС) --> B(Использующие скорость жидкости); A --> C(Использующие изменение угла наклона волновой поверхности); A --> D(Использующие изменение гидростатического и полного гидродинамического давления волн);
```

*Использующие
скорость жидкости*

*Использующие
изменение угла
наклона волновой
поверхности*

*Использующие
изменение
гидростатического и
полного
гидродинамического
давления волн*

Классификация турбин

- 1) Геликоидная турбина А.М. Горлова.
- 2) Турбина с шестью изогнутыми лопастями.
- 3) Трехъярусная турбина.
- 4) Двухъярусная турбина с двумя прямыми лопастями в каждом ярусе.
- 5) Однолопастная одноярусная турбина.
- 6) Низконапорная ортогональная турбина

Геликоидная турбина

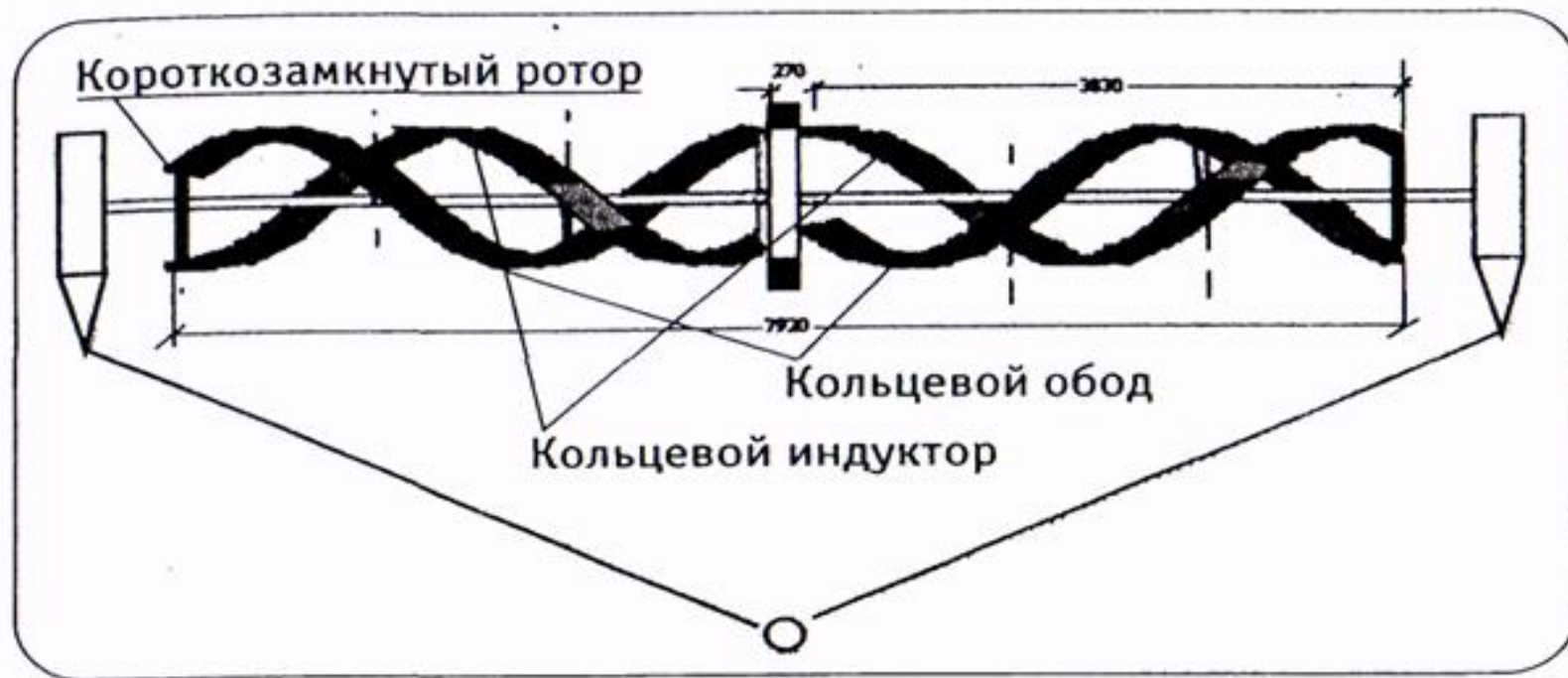


Рис. 24 Сбалансированная геликоидная турбина с винтовыми лопастями. Левый и правый ярусы вращаются в противоположных направлениях. Между ярусами расположен линейный (дуговой) генератор.

Геликоидная турбина (от греч. «геликс» – спираль и «эйдос» – вид) – оригинальная турбина, созданная Александром Горловым. Турбина имеет три спирально закрученные лопасти и под действием потока воды способна вращаться в два-три раза быстрее скорости течения (рис.24).

Гидроагрегат с ортогональными турбинами

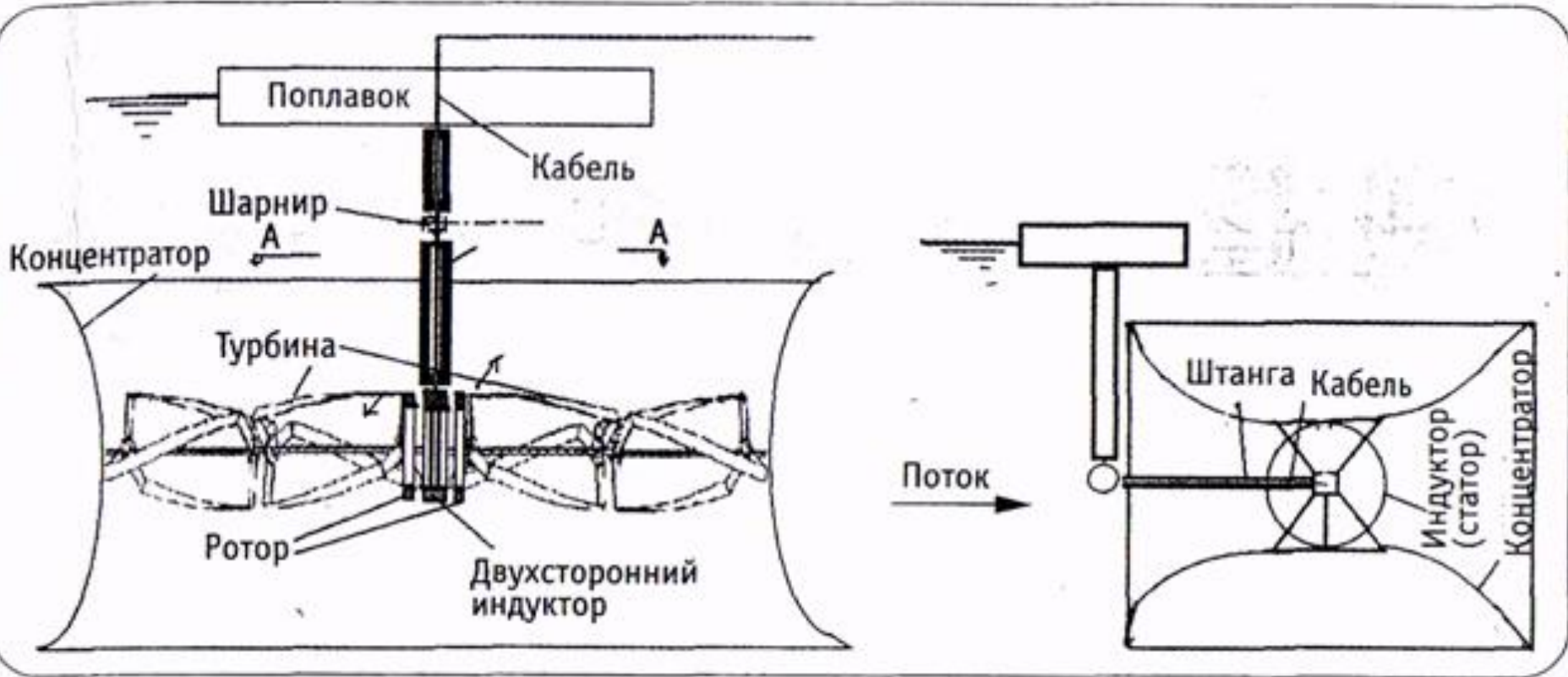


Рис. 25 Волно-поточный гидроагрегат прямого действия с ортогональными турбинами и электрогенератором встречного вращения.

Такой генератор является универсальным и может быть применен как в свободно-поточных агрегатах разной конструкции, так и в системе использования энергии волн в комплексе с энергией течений (рис.25).

Дельтовидные лопасти

В последнее время было предложено новое решение. Суть его состоит в использовании дельтовидных лопастей, образованных парами лопастей, очерченных по винтовым линиям встречного направления. В потоках с мало меняющимся направлением течений, например в реках, сбалансированные турбины целесообразно объединить в пару с противоположным направлением вращения и расположением осей турбин в горизонтальной плоскости под острым углом к направлению течения (рис. 26). Такое расположение избавит опорную конструкцию от крутящего момента, действующего на индукторы каждой машины, обеспечит устойчивость системы. При небольшом превышении нагрузки на одну из турбин, система будет поворачиваться, увеличивая нагрузку на противоположную турбину и возвращаясь к равновесию.

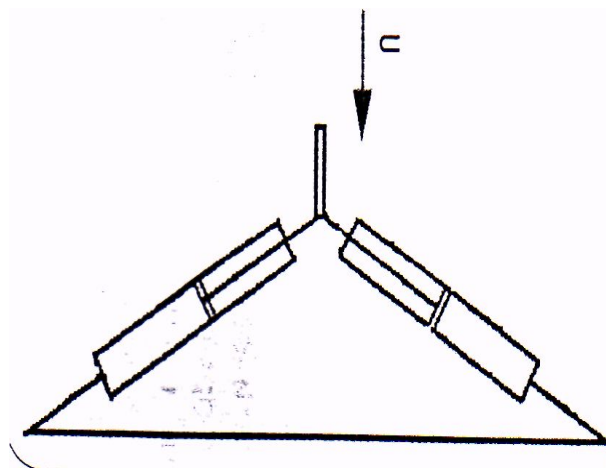


Рис. 26 План расположения пары сбалансированных турбин со встречным вращением роторов.

Горизонтальные турбины

Возможен подвод различного числа струй на рабочее колесо и используются схемы с одной струей или двумя струями, которая требует специальной формы разветвления.

В этом месте пролив перекрывается плотиной приливной электростанции мощностью 1200МВт состоящей из трех горизонтальных агрегатов. Высота прилива 4 м позволяет электростанции работать в оптимальном режиме.

Приливные электростанции оборудуются обратимыми горизонтальными турбинами (рис.27), которые независимо от направления прилива меняют часы работы, подстраиваясь в ритм энергосистемы. Если мощность ПЭС падает и нет большой потребности в электроэнергии, то генератор превращается в мотор, а турбина - в насос, подкачивающий воду из моря в бассейн для подъема горизонта прилива.

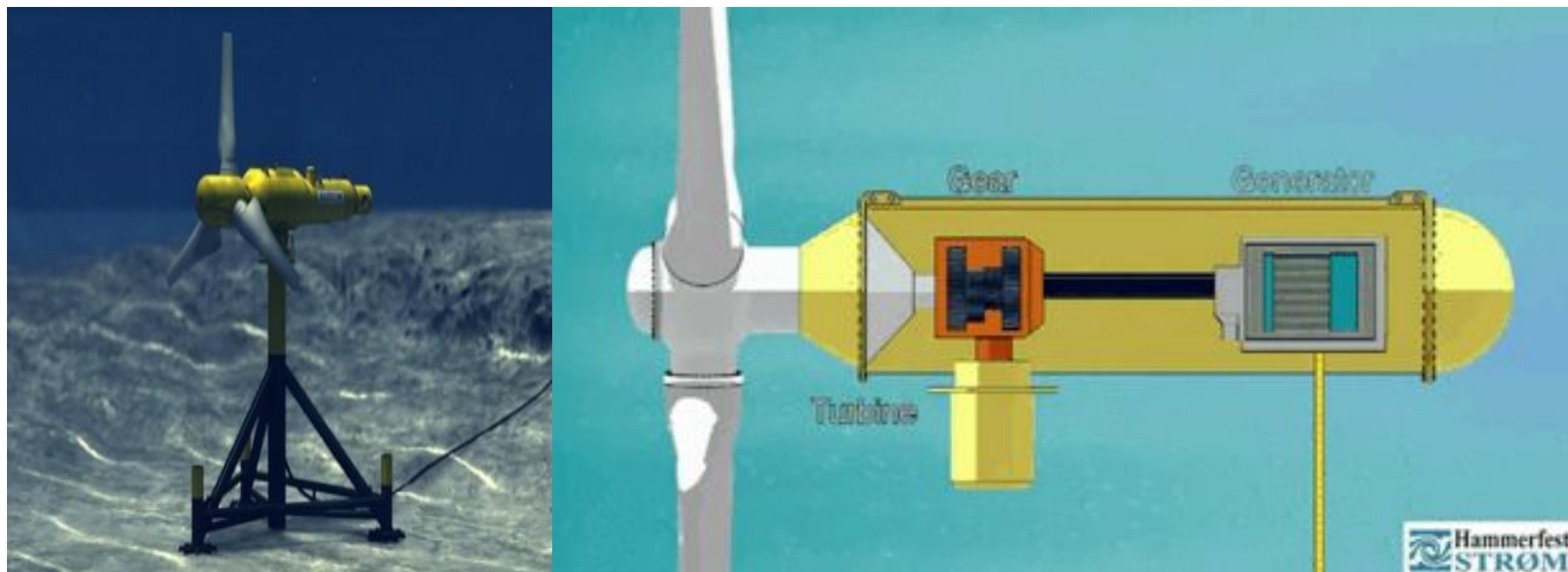


Рис. 27 Горизонтальная турбина

Вертикальные турбины

Изобретение предназначено для преобразования энергии морских приливов. Электростанция содержит корпус с открытым входом и выходом установленных на вертикальных валах вращения, связанных с электрогенераторами, гидротурбин виде барабанов, на наружных поверхностях которых закреплены лопасти (рис.28). На входе и выходе корпуса установлены вертикальные щиты, направляющие приливный поток на лопасти гидротурбин с обеспечением их вращения. Представляющий гидротурбину барабан состоит из соединенных основаниями двух конусов, на наружных поверхностях которых по винтовой линии прикреплены лопасти таким образом, что начало каждой на нижней вершине конуса барабана смещено по ходу его вращения относительно конца на второй верхней вершине барабана на 1-2 шага лопастей. На нижней конусной части барабана лопасти имеют форму вращения виде цилиндра, а в верхней части барабана лопасти повторяют при вращении форму конуса. Поворотные вертикальные штанги приливных щитов установлены от продольной оси симметрии корпуса по обе стороны на расстоянии [прил.2].

Изобретение повышает эффективность преобразования энергии приливов в электрическую энергию.

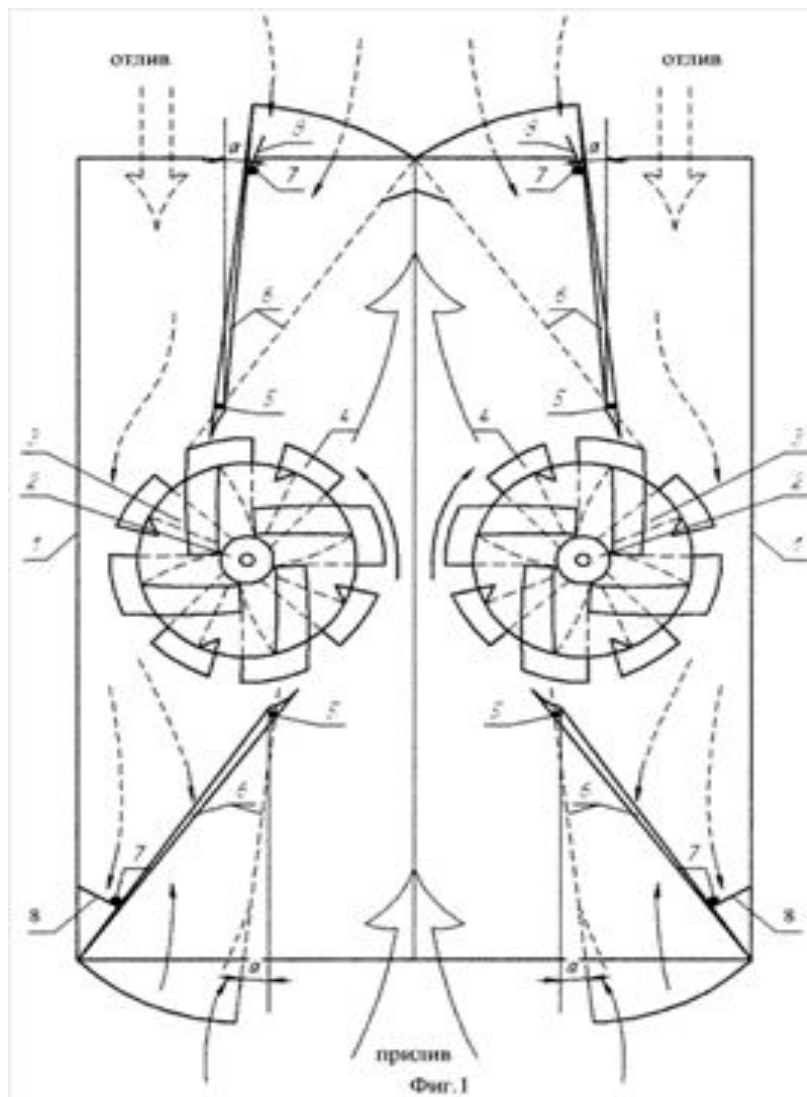


Рис. 28 Вертикальная турбина:

1- каркас, 2- вал, 3-барабаны, 4-лопасти, 5-вертикальные оси вращения, 6-щиты-затворы, 7- оси щитов, 8-закрылки

Характеристики поворотного-лопастных и радиально-осевых гидротурбин

Таблица 2 Характеристика поворотного-лопастных гидротурбин

Марка поворотного-лопастной гидротурбины	Напор, м	Число лопастей	Мощность, МВт	Марка радиально-осевой гидротурбины	Напор, м	Мощность, МВт
ПЛ-10	3-10	4	0,6-49	РО-45	30-45	6-265
ПЛ-15	5-15	4	1.3-88	РО-75	40-75	9-515
ПЛ-20	10-20	4	3.3-115	РО-115	70-115	21-810
ПЛ-30	15-30	5	6-180	РО-170	110-170	34-900
ПЛ-40	20-40-	6	8,2-245	РО-230	160-230	29-920
ПЛ-50	30-50	7	13-280	РО-310	220-310	31-485
ПЛ-60	40-60-	8	15-315	РО-400	290-400	31-280
ПЛ-70	45-70	8	15-350	РО-500	380-500	33-195
ПЛ-80	50-80	8	17-385			

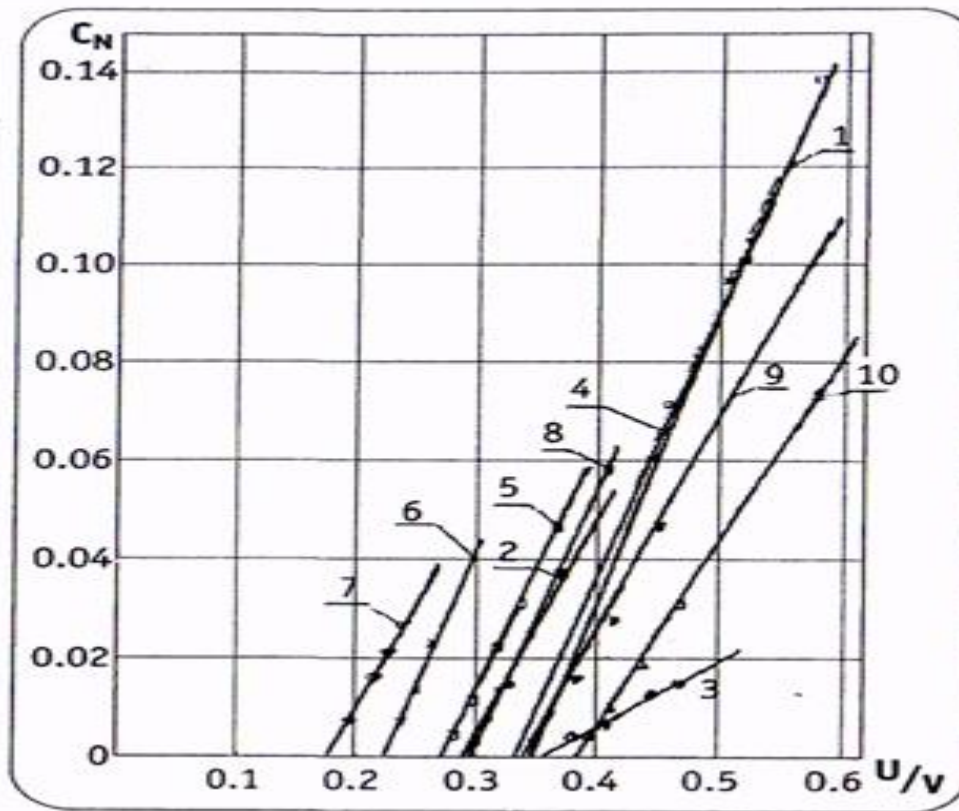


Рис. 29 Коэффициенты мощности ортогональных турбин различного типа в зависимости от относительной скорости потока на подходе к турбине:

1 - оптимизированная турбина А.М. Горлова, испытанная в бассейне при скорости протяжки 0,6 – 2,4 м/с; 2 - турбина с шестью изогнутыми лопастями; 3 - трехъярусная турбина, $v = 0,45$; 4 - двухъярусная турбина с двумя прямыми лопастями в каждом ярусе $a = 0,4$; 5 - тоже, что и 4, но при $a = 0,3$; 6 - однолопастная одноярусная турбина $b = 0,25$;

8-10 - модели одноярусных агрегатов одного диаметра 1950 мм с разным числом одинаковых лопастей (профиль NACA0015) и затенением 0,308

Низконапорная ортогональная турбина

Низконапорные ортогональные турбины относятся к реактивным поперечно-струйным турбинам, работающим в потоке жидкости или газа внутри напорной проточной камеры. Характерная особенность ортогональной турбины состоит в том, что лопасти, закрепленные на роторе турбины, имеют крыловидный профиль, обтекание которого потоком среды создает подъемную силу, проекция (тангенциальная составляющая) которой на направление кругового движения лопасти обеспечивает тянущую силу лопасти, причем в рабочем режиме скорость движения лопасти в несколько раз превышает скорость набегающего на нее потока. Эта особенность делает целесообразным применение ортогональных турбин в низконапорных потоках [прил.1].

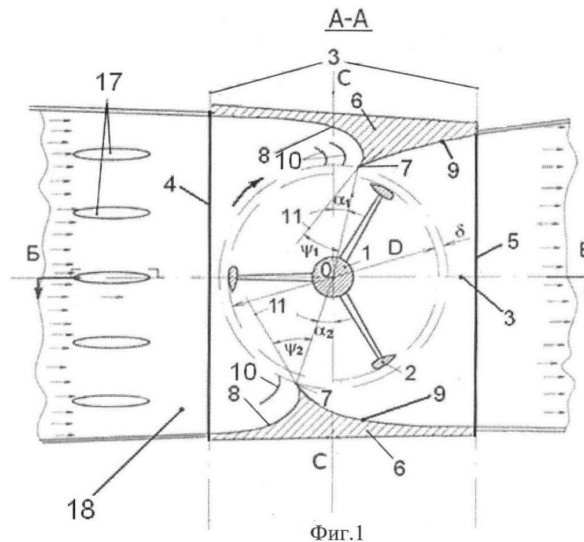


Рис. 30 Вертикальная турбина:

1- ротор, 2- лопасти, 3-камера, 4,5-отверстия, 6-выступ, 7-верхняя грань, 8,9- боковые грани, 10-диффлекторы, 11-обтекатель, 12-стабилизатор, 17-затвор, 18-водный напор

Расчет мощности турбин

Энергетическая характеристика турбины в форме коэффициента эффективности $C_p(V/U)$, связывающего скорость потока на подходе к турбине U_0 с ее мощностью P и площадью поперечного сечения Ω :

$$P = C_p \rho U_0^3 \Omega / 2, \text{ кВт} \quad (1)$$

где: C_p – коэффициент эффективности;

U_0 – скорость потока на подходе к турбине, м/с;

P – мощность, кВт;

Ω – площадь поперечного сечения, м².

Мощность ортогональной турбины во многих случаях удобно связывать не со скоростью потока, а с линейной скоростью лопастей V и площадью поверхности лопастей Ω_b , полагая:

$$P = C_N \rho V^3 \Omega_b / 2, \text{ кВт} \quad (2)$$

где: C_N – коэффициент мощности;

V – линейная скорость лопастей, м/с;

Ω_b – площадь поверхности лопастей, м².

Коэффициенты C_p и C_N связаны тождеством:

$$C_p U_0^3 \Omega = C_N V^3 \Omega_b \quad (3)$$

Расчет мощности приливной ГЭС

Вблизи побережья и между островами приливы могут создавать достаточно сильные течения, пригодные для преобразования энергии. Устройства для преобразования энергии приливных течений будут практически сходны с аналогичными устройствами, приводимыми в действие течениями рек. Соотношения, позволяющие оценить мощность приливных течений, подобны тем, которые используются в ветроэнергетике, при этом следует иметь в виду, что плотность воды во много раз выше плотности воздуха, а скорости течения воды сравнительно низки.

Плотность мощности потока воды равна:

$$q = \rho \frac{V^3}{2}, \text{ Вт/м}^2 \quad (4)$$

где: q – плотность мощности потока воды, Вт/м²;

V – скорость потока воды, м/с;

ρ – плотность воды, кг/м³.

В случае приливного или речного течения при скорости, например:

$$q = 1000 \cdot 3^3 / 2 = 13500 \text{ Вт/м}^2, \quad (5)$$

Только часть полной энергии потока может быть преобразована в полезную. Как и для ветра, это значение η не может превышать 60%. На практике оказывается, что η можно довести максимум до 40%.

Скорости приливных течений измеряются во времени примерно по формуле:

$$V = V_0 \sin \frac{2\pi t}{\tau}, \text{ м/с} \quad (5)$$

где: τ – период естественного прилива, 12 ч 25 минут для полусуточного;

V_0 – максимальная скорость течения воды, м/с.

Таким образом, электрическая мощность, снимаемая с 1 м² площади поперечного сечения потока (с учетом 40%-ной эффективности преобразования энергии потока в электрическую), в среднем равняется:

$$q = 0,1\rho V^3, \text{ кВт/м}^2 \quad (6)$$

При максимальной скорости около 5 м/с, встречающейся в проливах между островами, $q=14\text{кВт/м}^2$. Перекрыв площадь в 1000 м², можно получить полную среднюю мощность электростанции около 14 МВт.

Уже разработан целый ряд современных устройств для преобразования энергии приливных течений (рис.31). Капитальные затраты на создание подобных устройств в расчете на 1 кВт установленной мощности достаточно высоки, поэтому их строительство целесообразно лишь в отдаленных районах с высокими скоростями приливных течений, где любые альтернативные источники энергии еще более дороги.

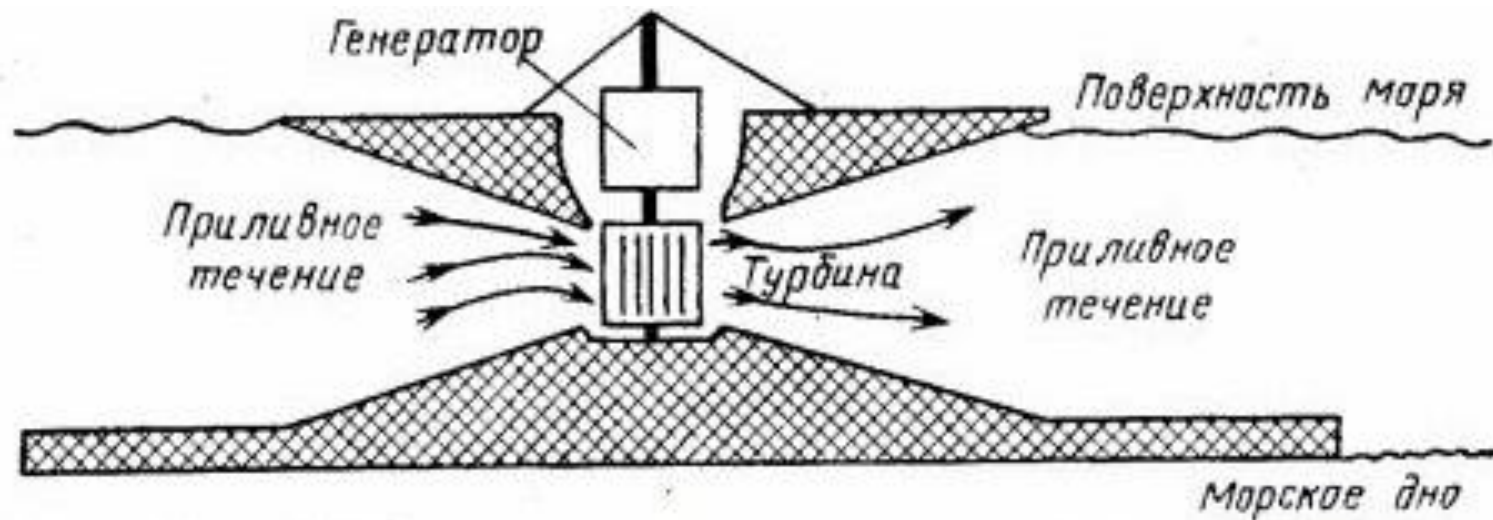


Рис. 31 Схема электростанции на приливном течении

Основы теории приливной энергетики достаточно просты. Предположим, что бассейн ПЭС наполняется при высокой воде и опустошается через турбины при малой воде (рис. 31). Пусть бассейн имеет постоянную площадь A , остающуюся покрытой водой при малой воде. Допустим, что поступившая в бассейн вода имеет массу ρAR , сосредоточенную в центре тяжести на высоте $R/2$ от уровня малой воды, и что вся вода вытекает из бассейна при малой воде. Потенциально максимальную энергию от прилива можно получить, если вся вода падает с высоты $R/2$

В этом случае энергия прилива по формуле:

(6)



Рис. 32 Схема извлечения приливной энергии

Если энергия преобразуется в течение продолжительности периода прилива, то средняя потенциальная мощность за приливный период оказывается равной:

$$E = \frac{\rho A R^2 g}{2\tau}, \text{кДж} \quad (7)$$

На практике в системе, использующей сбрасывание запаса воды из-за заполняемого в прилив бассейна, несмотря на достаточно высокую эффективность преобразования получить максимальную мощность нельзя. Этому препятствуют следующие обстоятельства:

1) Генерирование электроэнергии не может быть обеспечено вплоть до условий малой воды, таким образом, часть потенциальной энергии прилива не может быть преобразована.

2) Турбины ПЭС должны работать при низком напоре и при больших скоростях потоков – условия необычные для имеющейся обычной гидроэнергетической практики.

Невозможно равномерно снабжать потребителей электроэнергией из-за изменения уровня воды в бассейне. На рисунке 32 показано, что ПЭС может работать как при опустошении бассейна, так и при его наполнении. Оптимальная станция, использующая реверсируемые гидроагрегаты, которые, кроме того, можно еще использовать и в насосном режиме для повышения уровня в бассейне, может перерабатывать до 90% потенциальной энергии прилива.

Определение экономической эффективности ПЭС

Зная стоимость деталей и агрегатов Пенжинской ПЭС можно рассчитать капитальные затраты на производство всей электростанции :

- Турбины - 149955 т.р.
- Генераторы - 28805 т.р.
- Гидравлические запоры - 80000 т.р.
- Автоматика -49050 т.р.
- Строительно-монтажные работы -395640 т.р.

$$K_{\text{коп.зат.}} = K_{\text{турб.}} + K_{\text{ген.}} + K_{\text{гид.}} + K_{\text{авт.}} + K_{\text{смр}}, \text{ т.р.} \quad (8)$$

$$K_{\text{коп.зат.}} = 149955 + 28805 + 80000 + 49050 + 395640 = 703450 \text{ т. р.} \quad (9)$$

Так как ПЭС является новым нетрадиционным источником энергии, работа этой станции полностью автоматизирована. Но за процессом автоматизации и обслуживания данной станции в период ремонтных и профилактических работ ведут наблюдения бригады в составе нескольких специалистов.

Рассчитаем сумму годовой амортизации при условии, что капитальные затраты составляют 703450 т.р., а срок службы 90 лет:

$$A_{\text{год}} = \frac{O_{\text{фпер.}} \cdot H_a}{100} \text{ т.р.} \quad (10)$$

где N_a – норма амортизации, вычисляется по формуле:

$$N_a = \frac{1}{T} \cdot 100 \quad (11)$$

где T - срок службы оборудования, лет.

$$N_a = \frac{1}{90} \cdot 100 = 1,11\% \quad (12)$$

$$A_{\text{год}} = \frac{703450 \cdot 1,11}{100} = 78082 \text{ т.р.} \quad (13)$$

Зная сумму годовой амортизации $A_{\text{год}}=78082$ тыс.руб. и мощность ПЭС, которая составляет $N=87 \text{ ГВт} = 87000000 \text{ кВт}$, найдем себестоимость на 1 продукции:

$$A_{\text{на1}} = \frac{A_{\text{год}}}{N}, \text{ р.} \quad (14)$$

$$A_{\text{на1}} = \frac{78082000}{87000000} = 0,8 \text{ р.} \quad (15)$$

Себестоимость 1 кВт электроэнергии составит $\Delta A_{\text{на1}}=0,8 \text{ р.}$ Оценка экономической эффективности инвестиционных вложений определить чистую текущую дисконтированную стоимость, индекс рентабельности и найти срок окупаемости.

Зная мощность нашей ПЭС и стоимость 1 кВт электроэнергии найдем доход:

$$Д = C_{\text{кВт}} \cdot N, \text{ т. р.} \quad (16)$$

где Д- доход приливной электростанции, т.р.;

$C_{\text{кВт}}$ - стоимость 1 кВт электроэнергии, р.;

N- мощность приливной электростанции, кВт.

$$Д = 2,7 \cdot 87000000 = 234900 \text{ т. р.} \quad (17)$$

Себестоимость годового выпуска электроэнергии:

$$\Delta C_{\text{год}} = 0,8 \cdot 87000000 = 69600 \text{ т. р.} \quad (18)$$

При этом $A_{\text{год}}=78082$ тыс.руб., а $A_{\text{на1}}=0,8$ руб. Найдем прибыль налогообложения - это разница между доходом и себестоимостью годового выпуска по формуле:

$$П_{\text{нал-обл}} = Д - \Delta C_{\text{год}}, \text{ т. р.} \quad (19)$$

$$П_{\text{нал-обл}} = 234900 - 69600 = 165300 \text{ т. р.} \quad (20)$$

Из прибыли налогообложения вычитаем 18% и получаем чистую прибыль:

$$П_{\text{чис}} = П_{\text{нал-обл}} \cdot 0,82, \text{ т. р.} \quad (21)$$

$$П_{\text{чис}} = 165300 \cdot 0,82 = 135546 \text{ т. р.} \quad (22)$$

Чистая текущая дисконтированная стоимость или интегральный экономический эффект:

$$\square [P_k / (1 + r)^k] - IC, \quad (23)$$

где P_k - денежные потоки, генерируемые в течение ряда лет, тыс. руб.; r - ставка дисконтирования;

k - количество лет; IC - размер инвестиций, тыс. руб.

$$P_k = A_{\text{год}} + П_{\text{нал}}, \text{ т. р.} \quad (24)$$

$$P_k = 78082 + 29580 = 107662 \text{ т. р.} \quad (25)$$

Дисконтирование — это определение стоимости денежного потока путём приведения стоимости всех выплат к определённому моменту времени. Дисконтирование является базой для расчётов стоимости денег с учётом фактора времени.

$$\sum [P_k / (1 + r)^k] - IC$$

=

$$\begin{aligned}
 & 107662 \frac{1}{(1+0,14)^1} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^2} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^3} + +107662 \frac{1}{(1+0,14)^4} + \\
 & 107662 \frac{1}{(1+0,14)^5} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^6} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^7} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^8} + \\
 & 107662 \frac{1}{(1+0,14)^9} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^{10}} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^{11}} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^{12}} + \\
 & 107662 \frac{1}{(1+0,14)^{13}} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^{14}} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^{15}} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^{16}} + \\
 & 107662 \frac{1}{(1+0,14)^{17}} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^{18}} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^{19}} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^{20}} - \\
 & 703450 = 9615 \text{ тыс. руб.}
 \end{aligned}$$

Индекс рентабельности инвестиций:

$$\begin{aligned}
 & 107662 \frac{1}{(1+0,14)^1} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^2} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^3} + +107662 \frac{1}{(1+0,14)^4} + \\
 & 107662 \frac{1}{(1+0,14)^5} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^6} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^7} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^8} + \\
 & 107662 \frac{1}{(1+0,14)^9} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^{10}} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^{11}} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^{12}} + \\
 & 107662 \frac{1}{(1+0,14)^{13}} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^{14}} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^{15}} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^{16}} + \\
 & 107662 \frac{1}{(1+0,14)^{17}} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^{18}} + 107662 \frac{1}{(1+0,14)^{19}} + \frac{107662 \frac{1}{(1+0,14)^{20}}}{703450} = \\
 & 1,01 \text{ руб}
 \end{aligned}$$

Срок окупаемости инвестиций определяется прямым подсчетом числа лет, в течение которых инвестиции будут погашены нарастающим доходом.

Первый год: $703450 - 94440 = 609010$;

Второй год: $609010 - 82842 = 526168$;

Третий год: $526168 - 72668 = 453500$;

Четвертый год: $453500 - 63744 = 389756$;

Пятый год: $389756 - 55916 = 333840$;

Шестой год: $333840 - 49049 = 284791$;

Седьмой год: $284791 - 43026 = 241765$;

Восьмой год: $241765 - 37742 = 204023$;

Девятый год: $204023 - 33107 = 170916$;

Десятый год: $170916 - 29041 = 141875$;

Одиннадцатый год: $141875 - 25476 = 116399$;

Двенадцатый год: $116399 - 22346 = 94053$;

Тринадцатый год: $94053 - 19602 = 74451$;

Четырнадцатый год: $74451 - 17195 = 57256$;

Пятнадцатый год: $57256 - 15083 = 42173$;

Шестнадцатый год: $42173 - 13231 = 28942$;

Семнадцатый год: $28942 - 11606 = 17336$;

Восемнадцатый год: $17336 - 10181 = 7155$;

Девятнадцатый год: $7155 / 8930 = 0,8$

Срок окупаемости составляет 18,8 года.

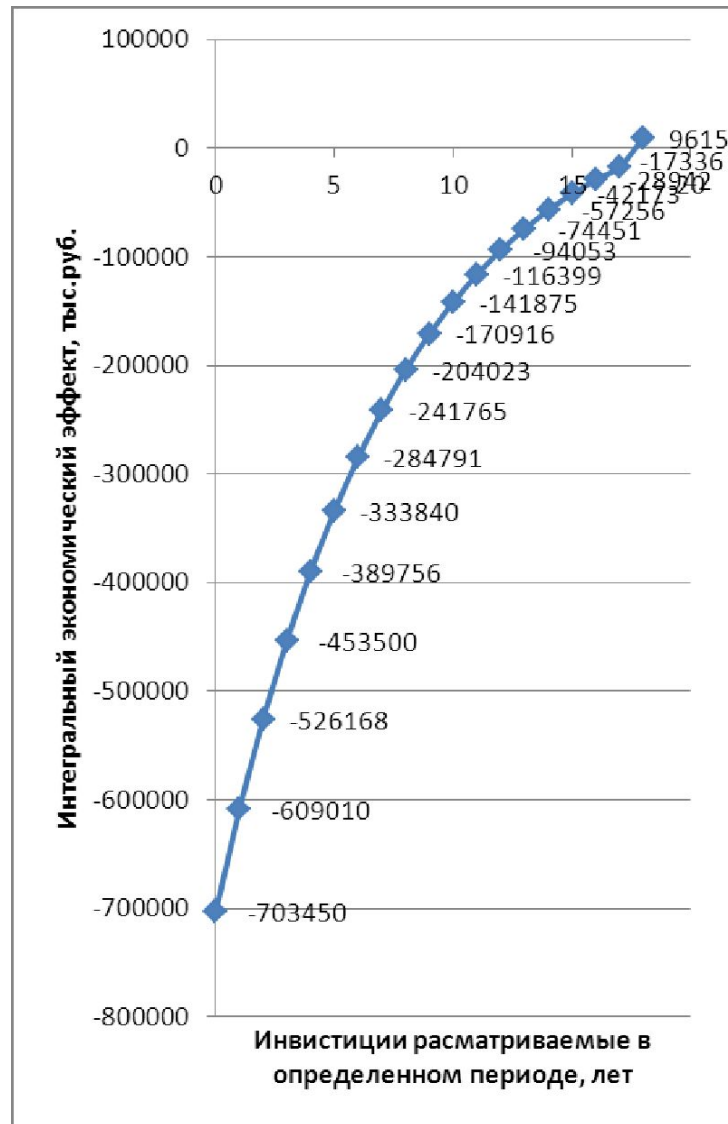


Рис. 33 Финансовый график проекта

Зная себестоимость выпуска электроэнергии, сумму капитальных затрат и срок окупаемости приливной электростанции можем подсчитать приведенные затраты по формуле:

$$Z_{\text{пр}} = C + E_{\text{н}} \cdot K_{\text{з}}, \text{ т. р.}$$

где $Z_{\text{пр}}$ - приведенные затраты, т.р.;

C - себестоимость продукции (текущие затраты включая амортизацию);

$E_{\text{н}}$ - нормативный коэффициент сравнительной экономической эффективности.

Обратная величина коэффициента сравнительной экономической эффективности называется сроком окупаемости T .

$$E_{\text{н}} = \frac{1}{T} = \frac{1}{18} = 0,06$$

$$Z_{\text{пр}} = 69600 + 0,06 \cdot 703450 = 111807 \text{ т. р.}$$

Перспективы

Одним из перспективных направлений возобновляемой энергии Мирового океана – энергетика приливных течений на шельфе. Но существовавшие до сих пор технологии, связанные с долговременным строительством огромных плотин по ряду экологических и экономических причин сдерживали реальное применение этого вида энергии океана.

Пока в России «думали», в мире уже построили около двух десятков ПЭС различной мощности: промышленные ПЭС во Франции, Великобритании, Канаде, США, Южной Корее и Ирландии, экспериментальные в Канаде и Норвегии, несколько микроэлектростанций в Китае. В ближайшие годы могут быть построены приливные электростанции в Индии, Бразилии, Шотландии и Аргентине. В целом, благоприятные условия для строительства ПЭС имеются в 23 странах мира. Локомотивом отрасли может стать Южная Корея, которая в 2011 году построила крупнейшую в мире ПЭС мощностью 254 МВт. Сейчас Корейские власти активно интересуются российскими разработками. Так, в мае 2012 года замминистра промышленности и торговли РФ Георгий Каламанов сообщил, что корейцы не только интересуются российскими технологиями, но и готовы инвестировать в российские проекты. Это заявление позволяет надеяться, что в ближайшее время отрасль найдет инвесторов и может начать стремительное развитие. Но, к сожалению, активность российских властей по развитию отрасли пока остается минимальной, так как наш энергетический рынок насыщен традиционными источниками энергии.

В связи с проявлением интереса потенциальными иностранными инвесторами отметим, что стоимость различных проектов по строительству ПЭС в России оценивается в сумму от 5 до 30 млрд. рублей, а сроки окупаемости вложений могут составить от 7 до 15 лет. Единственным игроком на российском рынке приливных электростанций является государственная компания ОАО «Русгидро» (и ее дочерние структуры). Все оборудование для существующих блоков ПЭС изготавливалось на ОАО «ПО «Севмаш», а ведущими научными институтами выступают московские НИИ «Энергетических сооружений» и НИИ «Гидропроект».

Заключение

1. ПЭС, это та же ГЭС, только разность уровней воды образуется за счёт приливов и отливов.
2. ПЭС не загрязняют атмосферу как ТЭС, не затопляют земли как ГЭС, не представляют радиационной опасности как АЭС.
3. Технически они не сложнее ГЭС, только в отличие от реки здесь дамбой перекрывается какой-нибудь залив или, где уровень приливов-отливов меняется на 10 м. в сутки.
4. ПЭС смогут обеспечить до 15% потребностей человечества в электричестве.
5. Выдаваемую мощность ПЭС можно легко и на будущее определить на каждый день путем расчетов, так как движение луны и солнца нам известно, тем самым можно рассчитать сколько нам нужно с аккумулировать электрической энергии для пиковых нагрузок.
6. Сейчас в мире действует десяток таких станций, самая мощная – 240 МВт во Франции.
7. В России на данный момент существуют 5 нереализованных проектов ПЭС и одна действующая (Кислогубская ПЭС). Данная проблема обусловлена большим сроком окупаемости.

Список литературы:

1. Бернштейн Л. Б., Приливные электростанции в современной энергетике. - М., 1961.
2. Дробнис В.Ф. «Гидравлика и гидравлические машины», изд. Москва, 1987 г. – 199 с
3. Жибра Р.В. «Статья из <http://www.sever-rost.ru/news> экологические проблемы, связанные с гидроэлектростанциями», Москва, 2009 год.
4. Лятхер В.М., Иванов И.И., Скосарева С.М.//Гидротехническое строительство, 1986. - С. 142-145.
5. Непорожний П.С., Обрезков В.И.; «Введение в специальность: гидроэлектроэнергетика.» изд. Москва, 1982 г. - 303 с.
6. Смил В. Энергетика: мифы и реальность. Научный подход к анализу мировой энергетической политики. – М.: АСТ-Пресс Книга, 2012. – С.83-89.
7. Усачев И.Н. Приливные электростанции. - М.:Энергия, 2002. Усачев И.Н. Экономическая оценка приливных электростанций с учетом экологического эффекта// Труды XXI Конгресса СИГБ. - Монреаль, Канада, 16-20 июня 2003.



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(19) (11) (13)
RU 2 391 554 C1
(51) МПК
F03B 3/00
(2006.01)
F03D 3/00
(2006.01)

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка, 2009103828/06,
05.02.2009
(24) Дата начала отсчета срока действия
патента, 05.02.2009

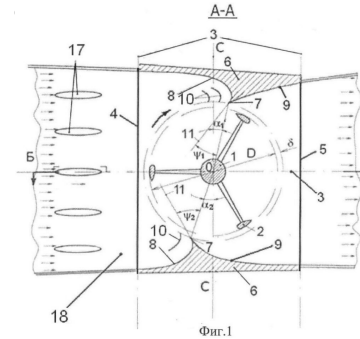
(45) Опубликовано, 10.06.2010 Бюл. №
16
(56) Список документов, цитированных в
отчете о поиске, RU 2044155 C1, 20.09.1995. SU
1606731 A1,
15.11.1990. RU 2307949 C1, 10.10.2007. DE
29823019 U1, 11.03.1999. JP 52001245 A,
07.01.1977.
Адрес для переписки,
119334, Москва, ул. Косыгина, 5, кв.35, М.Б.
Щедрину

(72) Автор(ы),
Историк Борис Львович (RU),
Шполянский Юлий Борисович
(RU)
(73) Патентообладатель(и),
Историк Борис Львович
(RU),
Шполянский Юлий Борисович
(RU)

(54) НИЗКОНАПОРНАЯ ОРТОГОНАЛЬНАЯ ТУРБИНА

(57) Реферат.,
Изобретение относится к
ветро- и гидроэнергетике и может быть применено
на приливных электростанциях, низконапорных
гидроэлектростанциях, на волновых
электростанциях, на ветроэлектростанциях
с концентраторами ветровой энергии. Турбина
содержит ротор 1 с лопастями 2 крыловидного
профиля, установленный над проточной камерой 3.
В камере 3 вращается по меньшей мере, к один
лопастями 2. В осевом направлении куляром
оси ротора 1, боковая грань поперечного
выступа, ого
обращенная к подводящему отверстию 4
проточной камеры 3, выполнена вогнутой, а,
по меньшей мере, одна касательная к этой
границы образует с отрезком прямой,
связывающим точку касания с осью ротора
1, острый угол в направлении
подводящего

отверстия 4 проточной камеры 3.
Изобретение направлено на увеличение КПД
турбины за счет
снижения относительной мощности
холостых струй в проточной камере



RU 2 391 554 C 1

RU 2 391 554 C 1

RUSSIAN
FEDERATION



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL
PROPERTY, PATENTS AND
TRADEMARKS

(19) (11) (13)
RU 2 391 554 C1

(51) Int.
B03 3/00
B (2006.01)
F03 3/00
D (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF
INVENTION**

(21) (22) Application,, 2009103828/06,
05.02.2009

(24) Effective date for property
rights,, 05.02.2009

(45) Date of publication,, 10.06.2010
Bull. 16
Mail address,,
119334, Moskva, ul. Kosygina, 5, kv.35,
M.B. Shchedrinu

(72) Inventor(s),,
Istoriik Boris L'vovich (RU),
Shpoljanskij Julij Borisovich
(RU)
(73) Proprietor(s),,
Istoriik Boris L'vovich (RU),
Shpoljanskij Julij Borisovich
(RU)

(54) **LOW HEAD ORTHOGONAL TURBINE**

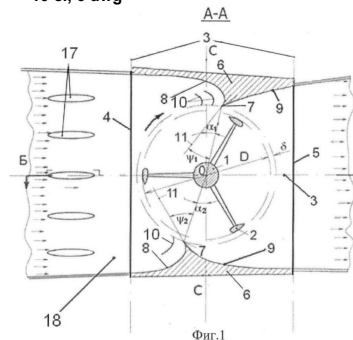
(57) Abstract,,
FIELD,, power industry.

SUBSTANCE,, invention can be
implemented at
tidal power plants, low head river hydro-power
plants, wave power plants, and at wind-turbine
electric plants with concentrators of wind
power. The turbine consists of rotor 1 with
blades 2 of wing- shaped profile installed
across flow-through chamber

3. At least one cross lug 6 is made in chamber
3; upper facet 7 of lug with a gap adjoins
surface of a
cylinder swept off with blades 2. In section
perpendicular to axis of rotor 1 the side facet
of the cross lug facing supplying aperture 4 of
flow- through chamber 3 is concave; while at
least one tangent to this facet forms acute
angle with a section of straight line connecting
tangent point with axis of rotor 1; this acute
angle is directed to supplying aperture 4 of
flow-through chamber 3.

EFFECT,, increased efficiency of turbine
due to

reduction of reference power of idle jets in
flow- through chamber of orthogonal turbine.
10 cl, 6 dwg



RU 2 391 554 C 1

RU 2 391 554 C 1

Область техники

Изобретение относится к ветро- и гидроэнергетике и может быть применено на приливных электростанциях (ПЭС), низконапорных речных гидроэлектростанциях

5 (ГЭС), на волновых электростанциях, на ветроэлектростанциях с концентраторами ветровой энергии и др.

Уровень техники

1
0 Низконапорные ортогональные турбины относятся к реактивным поперечно- струйным турбинам, работающим в потоке жидкости или газа внутри напорной проточной камеры. Характерная особенность ортогональной турбины состоит в том, что лопасти, закрепленные на роторе турбины, имеют крыловидный профиль, обтекание которого потоком среды создает 1 подъемную силу, проекция (тангенциальная составляющая) которой на 5 направление кругового движения лопасти обеспечивает тянущую силу лопасти в несколько раз превышает скорость набегающего на нее потока. Эта 2 особенность делает целесообразным применение ортогональных турбин в 0 низконапорных потоках. Другая особенность этих турбин заключается в том, что при круговом движении лопастей они обтекаются потоком среды, 2 формируемым проточной камерой, в нестационарном режиме с двухкратным 5 изменением направления обтекания профиля лопасти за каждый оборот ротора. Эта особенность приводит к тому, что эффективность ортогональной турбины определяется не только конструкцией ротора и лопастей, но и, в 3 значительной степени, конфигурацией проточной камеры. При этом важную 0 роль играет зазор δ между поверхностью цилиндра, сформированного лопастями турбины, и поверхностью проточной камеры, который в ортогональных турбинах во избежание гидроударов приходится выполнять в 10-20 раз 3 большим, чем аналогичный зазор в осевых турбинах.

Известна ортогональная поперечно-струйная турбина, содержащая ротор с 3 лопастями крыловидного профиля, установленный поперек проточной 5 камеры с подводящим и отводящим отверстиями, которая в сечениях, перпендикулярных оси ротора, прямолинейно сужается к ротору так, что камера вблизи ротора меньше его диаметра D . В зоне вращения ротора проточная камера расширяется по дуге окружности с диаметром, 4 превышающим диаметр D на величину зазора δ (см. Лятхер В.М. Комплекс 0 приливных электростанций, обеспечивающий заданный график выдачи мощности, Гидротехническое строительство, 1998, №12, с.48, рис.8).

Недостаток данного технического решения - низкий КПД ортогональной турбины.

4 По данным канадских исследователей, проводивших испытание модели 5 ортогональной турбины с подобной проточной камерой, максимальный КПД такой турбины не превышает 0,37 (см. Fahre T.D., Pratte B.D. and Swan D. The Darrieus Hydraulic Turbine - Mode and Field Experiment. Fourth International 5 Symposium on Hydro Power Fluid Machinery. Anaheim, California, December, 1986. 0 American Society of Mechanical Engineers).

Известна также выбранная в качестве прототипа ортогональная турбина, содержащая ротор с лопастями крыловидного профиля, установленный поперек проточной камеры, в которой выполнен, по меньшей мере, один поперечный выступ, верхней гранью примыкающий с зазором к поверхности цилиндра, сформированного лопастями, при этом в сечении, перпендикулярном оси ротора, верхняя грань поперечного выступа смещена относительно поперечной оси проточной камеры поворотом на острый центральный угол (см. RU 2044155 C1 20 09 1995 F03B1/00)

работает в наплавном блоке «Малая Мезенская ПЭС», пристыкованном к свободному водоводу Кислогубской ПЭС (см. Усачев И.Н., Шполянский Ю.Б.,

Историк Б.Л., Пастухов В.П., Кондрашов Ю.В., Бородин В.В., Савченков С.Н., Кушнерик В.И. Сооружение типового наплавного энергоблока для приливных электростанций. Гидротехническое строительство, 2007, №9, с.2-8).

Турбина-прототип является более совершенной, по результатам ее натуральных испытаний, проведенных в 2007 г., достигнуто максимальное значение кпд турбины 0,64. Этот уровень кпд делает применение ортогональных турбин на ПЭС России экономически оправданным и предпочтительным по сравнению с совершенными, но значительно более дорогими осевыми поворотными лопастными

турбинами капсульных агрегатов (см. Историк Б.Л., Прудовский А.М., Усачев И.Н., Шполянский Ю.Б. Применение ортогональной турбины на приливных электростанциях. Гидротехническое строительство, 1988, №12, с.35-44).

Недостаток прототипа состоит в следующем.

Под действием перепада давлений между входным и выходным отверстиями проточной камеры в зазоре δ формируются мощные холостые струи, проходящие мимо лопастей турбины и не выполняющие полезной работы. Холостые струи уносят часть энергии потока, подводимого к турбине и протекающего через ее проточную камеру, и, тем самым, снижают кпд турбины. Уменьшение зазора δ уменьшает относительную мощность холостых струй. Однако этот зазор нельзя сделать малым,

исходя только из конструктивных соображений точности изготовления турбины, как это обычно делают для осевых турбин. С уменьшением зазора δ до конструктивно допустимой величины в ортогональной турбине возникают локальные области повышенного давления, приводящие к гидроударам при прохождении лопастей над выступами проточной камеры. При этом возникает сильный гидродинамический шум, резко увеличиваются нагрузки на лопасти и снижается кпд турбины. Величина

зазора δ , необходимая для предотвращения гидроударов, создающих разрушительную нагрузку на лопасти, может достигать 0,02-0,04 от диаметра D ортогональной турбины, что в 10-20 раз больше, чем у осевых турбин.

Прототип содержит выступы на стенках проточной камеры, отклоняющие пристеночный поток от прямого попадания в зазор δ , что улучшает распределение общей мощности потока между рабочими и холостыми струями и, тем самым, увеличивает кпд турбины. Однако возможности по отклонению пристеночного потока и соответствующего увеличения кпд ортогональной турбины использованы в прототипе не полностью.

Раскрытие изобретения

Задача изобретения - увеличить кпд турбины за счет дальнейшего снижения относительной мощности холостых струй в проточной камере ортогональной турбины.

Задача решена в низконапорной ортогональной турбине, содержащей ротор

с лопастями крыловидного профиля, установленный поперек проточной камеры, имеющей, по меньшей мере, один поперечный выступ, верхней гранью примыкающий с зазором к поверхности цилиндра, смегаемого лопастями, при этом в сечении, перпендикулярном оси ротора, боковая грань поперечного выступа, обращенная к подводящему отверстию проточной камеры, выполнена вогнутой, а, по меньшей мере, одна касательная к этой

Изобретение имеет развития, которые могут быть применены в частных случаях его осуществления и состоят в том, что,

- в сечении, перпендикулярном оси ротора, отрезок прямой, соединяющий ось ротора с любой точкой на верхней грани поперечного выступа, образует с поперечной осью проточной камеры острый угол в направлении вращения ротора;
- проточная камера в сечении, перпендикулярном оси ротора, выполнена с соблюдением центральной симметрии относительно оси ротора;
- в проточной камере перед боковой гранью поперечного выступа, обращенной к подводящему отверстию проточной камеры, установлен, по меньшей мере, один струенаправляющий элемент;
- на роторе смонтирован с возможностью поворота вокруг оси ротора самоустанавливающийся в потоке среды обтекатель;
- верхняя грань выступа образована пересечением его боковых граней или концентричной ротору цилиндрической поверхностью среза, пересекающей боковые грани выступа;
- лопасти выполнены прямолинейными с постоянным по длине лопасти крыловидным профилем и закреплены на роторе параллельно его оси с помощью дисков или кронштейнов обтекаемой формы;
- торцы лопастей фиксированы дисками или кольцами. Краткое описание фигур чертежей

Фиг.1 иллюстрирует пример конструкции предлагаемой турбины для использования в однонаправленном потоке среды (который характерен, например, для ГЭС или ветроэлектростанции с преобладанием определенного направления ветра).

На фиг.2 показан разрез Б-Б фиг.1.

Фиг.3 иллюстрирует пример конструкции предлагаемой турбины для использования в потоке среды, периодически меняющем свое направление (который характерен, например, для ПЭС или волновой электростанции).

На фиг.4, 5 и 6 представлены пространственные изображения возможных вариантов конструкции ротора ортогональной турбины, примеры простых и технологичных конструкций ротора 1 с двенадцатью прямолинейными лопастями 2, которые имеют постоянный по длине лопасти 2 крыловидный профиль и закреплены параллельно оси ротора 1.

На фиг.4 показан пример закрепления на роторе 1 лопастей 2 с помощью двух дисков 13 и радиальных кронштейнов (спиц) 14 обтекаемой формы.

На фиг.5 показан пример ротора 1, аналогичный показанному на фиг.4, в котором торцы лопастей 2 фиксированы кольцами 15.

На фиг.6 - фиксированы дисками 16.

Осуществление изобретения с учетом его развития

Низконапорная ортогональная турбина (см. фиг.1, 2 и 3) содержит ротор 1 с лопастями 2 крыловидного профиля и проточную камеру 3. Ротор 1 установлен в опорах вращения поперек камеры 3. При такой установке ротора его ось располагается поперек потока рабочей среды, протекающего через торцевые отверстия 4 и 5 камеры 3. Поток рабочей среды, вращающий ротор 1, может представлять собой поток жидкости, например воды, или поток газа, например воздуха. На фиг.1 и 3 показан частный случай осуществления изобретения, когда на двух противоположных стенках камеры 3 выполнено по одному поперечному

гранью 7 выступ 6 примыкает с зазором 5 к поверхности цилиндра диаметром D ,

ометаемого лопастями 2 при вращении ротора 1.

На фиг.1 и 3 турбины показаны в сечениях, перпендикулярных оси ротора 1, которая в этих сечениях обозначена точкой O . Через точку O проходит продольная ось проточной камеры 3, перпендикулярная плоскостям отверстий 4 и 5, и ортогональная ей поперечная ось $C-C$ камеры 3. Боковые грани 8 выступов 6 обращены к отверстию 4, а боковые грани 9 - к отверстию 5 камеры 3.

В турбине, предназначенной для использования в однонаправленном потоке среды (см. фиг.1, 2), отверстие 4 предназначено для подвода потока к ротору 1 и является подводным. Обращенные к этому отверстию грани 8 выступов 6 выполнены в показанном сечении вогнутыми.

В турбине, предназначенной для использования в потоке среды, периодически меняющем свое направление (см. фиг.3), каждое из отверстий 4 и 5 предназначено для подвода потока среды, соответствующего направления к ротору 1 и, следовательно, оба этих отверстия являются подводными. В этом случае боковые грани 8, обращенные к подводному отверстию 4, и боковые грани 9, обращенные к подводному отверстию 5, выполнены в показанном сечении вогнутыми.

На фиг.1 и 3 также видно, что в показанном сечении на вогнутой грани (грань 8 на фиг.1 и грани 8 и 9 на фиг.3) выступа 6 имеется точка, в которой касательная к грани образует с отрезком прямой, связывающей точку ее касания с осью ротора 1, острый угол ψ_1 или ψ_2 в направлении соответствующего подводного отверстия камеры 3.

Кроме того, на фиг.1 и 3 видно, что в показанном сечении отрезок прямой длиной $D/2+\delta$, соединяющий ось O ротора с точкой на верхней грани 7 поперечного

выступа 6, образует с поперечной осью $C-C$ камеры 3 острый угол (α_1 или α_2 на фиг.1

и α на фиг.3) в направлении вращения ротора 1. Направление вращения ротора ортогональной турбины (ротатор вращается в сторону тупого носка крыловидного профиля лопасти 2) не зависит от направления потока среды и показано на фиг.1 и фиг.3 стрелкой.

На фиг.1 показан частный случай, когда верхняя грань 7 выступа 6 образована линией пересечения его боковых граней 8 и 9, а на фиг.3 - другой частный случай, когда верхняя грань 7 выступа 6 образована концентричной ротору 3 цилиндрической поверхностью среза, пересекающей боковые грани 8 и 9. В последнем случае

выступы 6 в показанном сечении имеют форму «каблука».

В частных случаях осуществления изобретения углы α_1 или α_2 , показанные на фиг.1,

могут быть неравными. При этом возможно отрицательное значение одного (только одного) из углов (α_1 или α_2), т.е. один из выступов 6 может быть смещен от поперечной оси проточной камеры по окружности диаметром $D+2\delta$, в направлении, обратном направлению вращения ротора 1.

В турбине, показанной на фиг.3, поперечные выступы 6 на противоположных стенках турбинной камеры выполнены в показанном сечении с соблюдением центральной симметрии относительно оси ротора (точки O). В этом случае угол α одинаков для обоих выступов 6 в одном сечении камеры 3.

На фиг.1 и 3 также показаны установленные рядом с вогнутыми боковыми гранями выступов 6 струенаправляющие элементы (дефлекторы) 10. На фиг.1 показаны два

5 дефлектора у верхнего выступа и один дефлектор у нижнего. На фиг.3 показаны два дефлектора 10 (по одному с каждой стороны выступа 6), которые установлены с соблюдением центральной симметрии. Между вогнутой гранью выступа 6 и ближайшим дефлектором 10 (см. фиг.1 и 3), а также между двумя соседними дефлекторами 10 у верхнего выступа 6 (см. 1 фиг.1) образуются струенаправляющие каналы, усиливающие 0 струенаправляющий эффект вогнутой боковой грани выступа 6.

На фиг.3 также показан смонтированный на роторе 1 самоустанавливающийся в потоке среды обтекатель 11 с хвостовым стабилизатором 12. Обтекатель смонтирован в подшипниковых опорах, например в опорах скольжения (на фиг.3 не показаны).

5 Положение обтекателя 11 при течении жидкости слева направо показано сплошной линией, а его положение при обратном течении - пунктиром.

Обтекатель 11 уменьшает

2 потери напора при обтекании потоком среды вала ротора 1, что

0 дополнительно увеличивает КПД турбины.

Работа предлагаемой турбины описывается на примере ее использования в потоке воды.

2 При наличии некоторого минимального напора на жалюзийном затворе 17, 5 установленном, например, в подводящем напорном водоводе 18 (см. фиг.2, на фиг.3

затвор условно не показан), затвор 17 открывается (жалюзи поворачиваются и занимают положение, показанное на фиг.1). Через камеру 3 протекает поток, направленный поперек оси ротора 1 и поперек 3 лопастей 2 крыловидного профиля. Тангенциальная составляющая 0 воздействующей на лопасть 2 подъемной силы направлена по касательной к окружности диаметром D , ометаемой лопастями 2 ротора 1.

3 В любом положении ротора 1 для некоторых лопастей 2 эта сила является 3 тянущей, а для некоторых тормозящей, т.е. препятствующей движению 5 лопасти 2 в сторону ее тупого носка. Однако суммарный момент тянущей силы от всех лопастей 2 для неподвижного ротора 1 направлен в сторону тупого носка профиля лопасти 2.

4 Поэтому если ротор 1 снять с имеющегося рабочего тормоза, он начинает 0 вращение и саморазгон. По мере увеличения частоты вращения ротора 1 и скорости движения лопастей 2 по круговой трассе вначале медленно, а затем быстро увеличивается момент тянущей силы и интенсивность разгона ротора 1. При достижении определенной частоты вращения ротора 1 включается 4 полезная нагрузка, например путем включения в сеть генератора, вал 5 которого сопряжен с ротором 1. Ротор прекращает разгон и переходит в рабочий режим вращения.

5 Описанная выше форма выступов с вогнутой указанным образом боковой 0 гранью, обращенной к подводящему торцевому отверстию камеры 3, позволяет, варьируя параметр ψ , оптимизировать угол атаки потока, набегающего на лопасти 2, для увеличения вращающего момента ротора с сохранением положительного направления тянущей силы его лопастей практически на всей круговой трассе их движения, исключая только короткие участки трассы у верхних граней 7 выступов 6, где происходит быстрая смена направления циркуляции потока вокруг лопасти и ее тянущая сила проходит через нулевое значение.

Направление в сторону втекающего потока касательной к боковой грани

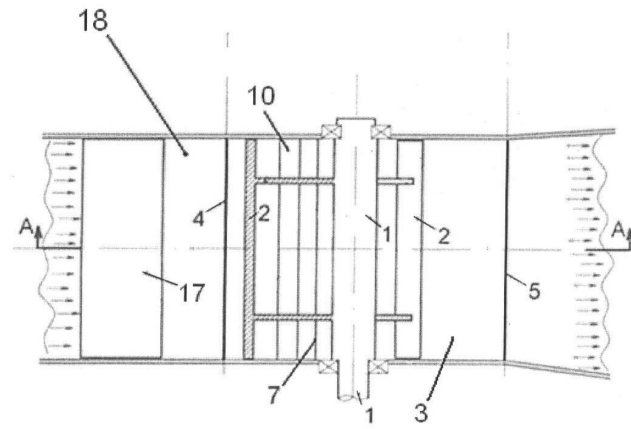
На ПЭС при смене направления приливной волны напор воды снижается до нуля. Если в этом случае турбину останавливают, то новое включение в ее работу может

5 быть произведено после того как напор воды достигнет необходимого минимума. Для этого при нулевом напоре и отсутствии течения воды по водоводу затвор 17 закрывают.

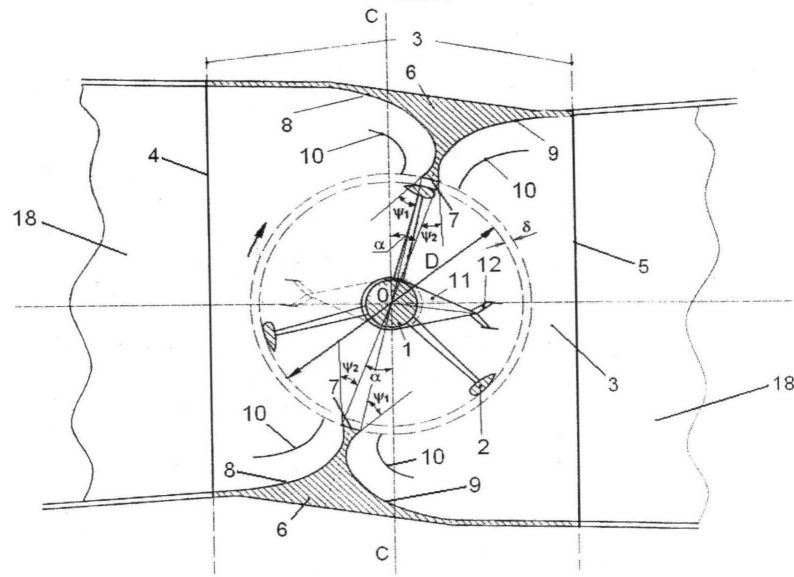
Применение предлагаемой ортогональной турбины на низконапорных ГЭС и на ПЭС может дать значительный экономический эффект. Увеличение КПД ортогональной турбины за счет предлагаемого технического решения
1
0 оценивается по результатам проведенных расчетов как минимум в 5%. Это дает применительно к Мезенской ПЭС установленной мощностью 8000 МВт увеличение выработки электроэнергии примерно на 2 миллиарда кВт·ч в год по сравнению с прототипом. Формула изобретения

- 1
5 1. Низконапорная ортогональная турбина, содержащая ротор с лопастями крыловидного профиля, установленный поперек проточной камеры, имеющей, по меньшей мере, один поперечный выступ, верхней гранью примыкающий с зазором к поверхности цилиндра, ометаемого лопастями, при этом в сечении, перпендикулярном оси ротора, боковая грань поперечного выступа, обращенная к подводющему отверстию проточной камеры, выполнена вогнутой, а, по меньшей мере, одна касательная к этой грани образует с отрезком прямой, связывающим точку касания с осью ротора, острый угол в направлении подводящего отверстия проточной камеры.
2
5
2. Турбина по п.1, отличающаяся тем, что в сечении, перпендикулярном оси ротора, отрезок прямой, соединяющий ось ротора с любой точкой на верхней грани поперечного выступа, образует с поперечной осью проточной камеры острый угол в
3
0 направлении вращения ротора.
3. Турбина по п.1, отличающаяся тем, что проточная камера в сечении, перпендикулярном оси ротора, выполнена с соблюдением центральной симметрии относительно оси ротора.
3
5
4. Турбина по п.1, отличающаяся тем, что в проточной камере перед боковой гранью поперечного выступа, обращенной к подводющему отверстию проточной камеры, установлен, по меньшей мере, один струенаправляющий элемент.
4
0
5. Турбина по п.1, отличающаяся тем, что на роторе смонтирован с возможностью поворота вокруг оси ротора самоустанавливающийся в потоке среды обтекатель.
6. Турбина по п.1, отличающаяся тем, что верхняя грань выступа образована пересечением его боковых граней.
4
5
7. Турбина по п.1, отличающаяся тем, что верхняя грань выступа образована концентричной ротору цилиндрической поверхностью среза, пересекающей боковые грани выступа.
8. Турбина по п.1, отличающаяся тем, что лопасти выполнены
5
0 прямолинейными с постоянным по длине лопасти крыловидным профилем и закреплены на роторе параллельно его оси.
9. Турбина по п.8, отличающаяся тем, что лопасти закреплены на роторе с помощью дисков или кронштейнов обтекаемой формы.
10. Турбина по п.8, отличающаяся тем, что торцы лопастей фиксированы дисками или кольцами.

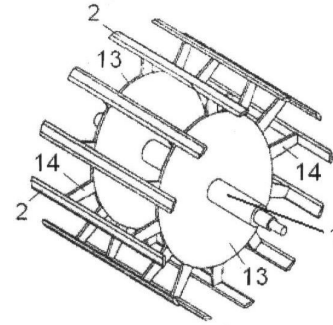
Б-Б



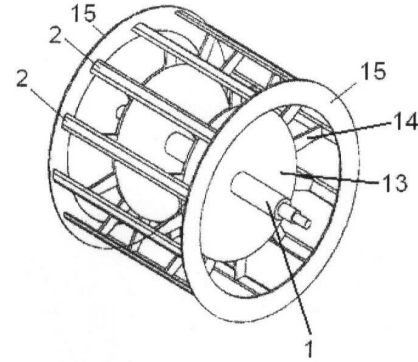
Фиг. 2



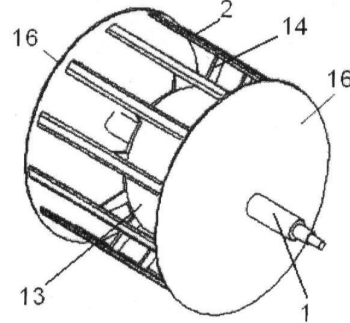
Фиг. 3



Фиг. 4



Фиг. 5



Фиг. 6