

Принципы сортировки ВХР и ВЭР, алгоритмы
и методы решения основных типовых
технических задач

История до 80-х гг. Гидроэнергетика
сравнительно
определенным
академический

из всех разделов ИЭЭ и ГЭ наиболее
подготовлено

Гидроэнергия — механич. энергия перепада
масс гид-ти. Основы ее преворот воды
в природе. Формы проявления — энергия
поверхностной вод — реки, перепад высот
между реками, в-ща естеств. и искусст
проникновения; водохозяйств. сис-мы
(вх) разн. назначения, каналы разн.
ного типа, промышленные производств
с большим объемом исп. воды. (Бетонные)
поверхностный сток (дождев, таяющий
снег)

— энергия приливов и отливов, Макс. приливн.
волна — заливы Фанди. Макс. амплитуда 19,8 м
— энергия морских течений

— волновая энергия морей и океанов.

— энергия ледников

Ресурсы Гидроэнергии в мире:

2% от всех запасов на Земле.

80 000 ТВт.ч (год) ТВт.ч $\Rightarrow$ млрд
кВт.ч

1945г: $\eta_{\text{ГЭ}}$ = 78.000 ТВт.ч

Особенность гидро
энергетики — непостоянство
во времени, что требует

принятие спец. мер для обеспечения
надежного энерго и водоснабжения пот
ребителей (предусматривается с помощью в-щ
крые перераспред. сток во времени)
Наиболее изучены сложные возм-ти
и ресурсы поверхностного стока речного стока

$$W_{кр.т}^{\Sigma} \approx 525000 \text{ км}^3$$

$$W_{рек}^{\Sigma} \approx 38830 \text{ км}^3$$

Страна	W_0 , км ³ год	запас речных вод
Бразилия	5668	
Б. СССР	4384	
КНР	2880	
Канада	2740	
США	2345	

$$\text{Россия! СССР } F_{\Sigma} \approx 22 \cdot 10^6 \text{ км}^2$$

$$\text{РСФСР } 15 \cdot 10^6 \text{ км}^2$$

$$W_{\Sigma} \approx 4043 \text{ км}^3$$

$$q_{уд} = 27820 \frac{\text{м}^3}{\text{чел. год}}$$

$$n_{\Sigma} = 2,5 \cdot 10^6$$

копво рек
водные ресурсы
бассейны орош.
но орош.

$$\text{Река с } L \geq 10 \text{ км}$$

$$L_{\Sigma} = 2,3 \cdot 10^6 \text{ км}$$

$$n_{\Sigma} = 120.000$$

Крайне неравномерно распределены
по территории страны.

Дефицит — Центр — Чернозем. район.
Крайне ~~неравно~~ распредел

Нужны методы расчета ГЭПотенц
с учетом рыночных отношений и
сЭФ.

Два подхода расчета ГЭП:

- традицион
- нетрадиц.

Традиц. подход к оценке ГЭП
(речной сток)

Для всех ВИЭ введены 3 категории
энерг. пот.

1. Теоретич или валовый ЭВАП ^{ГЭП-у} _{теор.} ^{год}
велич. энергии, к-рую можно получить
от этого вида ВИЭ при $\eta_{уд} = 1$.

ВГЭП

2. Технический ТГЭП

$$Э_{техн} = Э_{вал} - \Delta Э_{технологич.}$$

(потери расхода, капотрат; мощности, ^Wэнерг.)

3. Экономический ЭГЭП

$$Э_{кон} = Э_{техн} - \Delta Э_{рем}$$

вкл. в себе реальные потери (непр. ведение
экон. предпр. собос ^{ав.} ^{техн.} ^{рентина} ^{ту} ^{часть} ^{техн.} ^{потенциала}
к-рую целесообразно использовать в
наст. время. (конгресс)

В 1961 М.В. ВРЭК все ресурсы назо

считать по обеспеченности $P_Q = 50\% \Rightarrow \bar{N}$
 Был принят метод "линейного учета"
 иначе расм. в случае $P_Q = 95(98\%) \rightarrow (\bar{N})$
 Гидроэнергетич. потенциал в
 Б. СССР.

Вид ГЭП	СССР		В том числе			
	$\bar{N}$	$\bar{Q}$	Евр. часть		Аз. часть	
	ТВт 10 ⁶ кВт	ТВт.ч 10 ⁹ кВт.ч	$\bar{N}$	$\bar{Q}$	$\bar{N}$	$\bar{Q}$
Теор. ГЭП	450	3942	79	692	341	3250
В том числе						
- кр. и ср. реки	381	3338	67	588	314	2750
($\bar{N} > 2$ МВт)						
- малые реки						
горные ($\bar{N} < 2$ МВт)	56	493	11	95	45	398
равнин ($\bar{N} < 1,5$ МВт)						
- неучтенные	13	111	1	9	12	102
Технич. ГЭП	240	2106	36	313	204	1793
Экономич. ГЭП	125	1095	22	201	103	894

Освоение ГЭП к началу перестройки
 (когда массового гидроэнергетического строительства)

США - 45%
 Канада - 42
 Япония - 58
 Италия - 42
 Швеция - 95
 Франция - 94

Б. СССР ~ 20%
 Евр. ч ~ 39,7%
 Аз. ч ~ 10,3%

Гидроэнересурсы на 200

Ресурс	Звал	Этех	Эжк	Использование
РБН	2784,8	1670	852	16,9, 19,9%
МГЭ	1105,8	382,6	200	2,23 1,1%

Экспертная оценка с 1982-98 г
 В последние годы в России и в мире
 появились новые категории, к-рые
 по всем показател. отлич. от традиц.
~~они не относятся~~ относятся к
 серийное или массовое использование
 малых ГЭС, к-рые не произв. пром. произв.
 путем.

Причина полюб: 11-е развитие
 децентрализация. М. снабжению.

лек 2.
 8.09. Особенности категории ГЭП речного
 стока. ТЭК РФ на современном этапе и
 его особенности.

Г.ЭП и его особ-ти:

1. очень малый % освоения ГЭП в совр. России и Б. СССР по сравнению с развитыми странами
2. универсальность всех категорий ГЭП во времени в зав-ти от уровня развития науки и техники и со-полит. условий.

1916	1919	1924	1925	1936	1946	1965
170	360	540	700	2460	3700	3942

(валовой) ВГЭП СССР в (ТВт.ч/год)
 ↑ 23,18 раз.

Япония: ВГЭП: 1910 → 1976 → ↑ 176р.

В 1979г. ^{Эксперт} ГЭС превнесла в ГЭП в 1965 ГЭС в ФРГ, Франции, Швеции, Канаде.

3. Как правило все категории ГЭП рассчитываются для речного стока

б. СССР „речн. сток“ $\Delta \text{ВГЭП} = 3942 \text{ ТВт} \cdot \text{ч/год}$
„поверх. сток“ $\Delta \text{ВГЭП} = 6132$

4. Все категории ГЭП оценены в б. СССР в 1965г на основе системных исследований и соотв-ют они старой методологии. В России провести такие исследования представляется возможным.

Учет современных соц. полит. условий в России

- нужен переучет всех категорий всех ГЭП с учетом новых границ
- появление частной соб-ти на орудия средства производства требует ее учета при расчете разн. категорий ГЭП

- появление разных форм соб-ти и децентрализация м. снабжения автономных потребителей ведет к необходимости новых методов подходов к оценке энергетических ГЭС. и в целом.

- рост требований СЭХ-ра сегодня и как увеличивать, так и уменьшать ГЭП

- в современных условиях когда есть разные формы соб-ти много в разных автономных потребителей и очень выс. уровень развития науки и техники в области

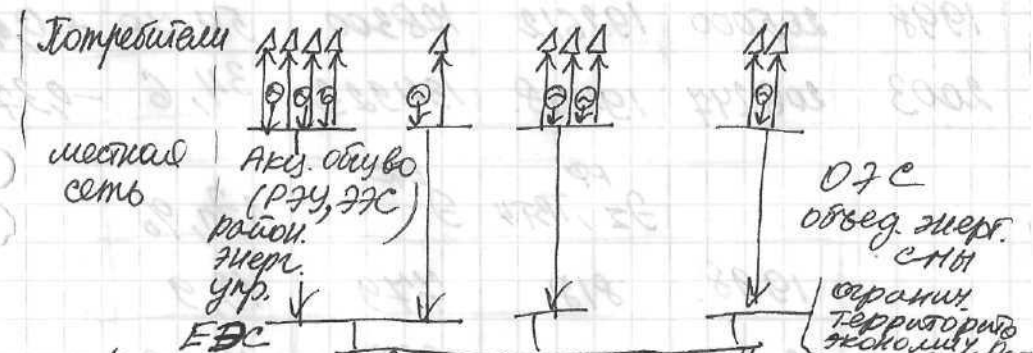
использования гидравлической энергии
→ возм. нетрадиц. виды ГЭС (гидроаккумуляционные)
- нужны новые собрем. подходы к использованию ГЭП речного стока с учетом новых соц.-пол. условий страны.

„малая река“ → „малая гидроэнергетика“
ресурс Σ реки ресурс створа реки.

В МГЭ прогнозируют для м. снабжения авт. потребителей особое значение имеет экономич. ресурс.

Топливоэкономич. комплекс (ТЭК) на совр. этапе
ТЭК — топлив. ресурсы, с учетом тр-ра этого ресурса,

В России преобладает децентрализация с/м м. снабжения.



Комплекс совместно или по работам электростанций и сетей, объединенных общим режимом работы, имеющих централизованное управление и как правило ограниченных территориально-административными границами (МОСЭнерго)

На сегодня 8 ГЭС, 43 АО.

- 6 ОЭС 1 центр
2 северо-запад } 11-но.
3 ср. Волга
4 Урал
5 С. Кавказ

От Востока и Югостеро - отдельно
от Сибири отрубилась от нас, а с
2002 г. появилась частично вновь.
Сегодня все отраны СНГ работают 11-но
с Россией.

Баланс мощности и энергии в единой
энергосистеме РФ.

01.01.98 }
01.01.03 }

нагрузка

	РФ $N_{\Sigma}, \text{МВт}$	ЕЭС N_{Σ}	max $P_c, \text{МВт}$	$\Delta N_{\text{роз}} \%$	$\Delta N_{\text{ввод}} \%$
1998	205000	192612	128300	59,48	+0,29
2003	206244	194118	134923	34,6	-0,34

	РФ $\Sigma \text{Э}, \text{ТВт}\cdot\text{ч}$	ЕЭС Σ	$\Delta \text{Э}, \%$
1998	818	479	13,9
2003	875	833	13,08

1990 - 950 ТВт·ч.

котора 1990
(сено)

Структура электростанций
России.

ЕЭС РФ -		ТЭС		ГЭС		АЭС	
-		МВт	%	МВт	%	МВт	%
1998	192612		68,2		20,8		11,0
2003	194118		67,44		21,05		11,48

включен
в Сибири.

Доля ГЭС в ОЭС

Центр ~ 9%
Сибирь ~ 50%
Урал ~ 4%
Ср. Волга ~ 26%
Сев/Запад ~ 15%
С. Кавказ ~ 21%

(РФ)
Гидроэнергетика России на
совр. этапе.

Осн. особенность российской гидроэнер
(традиционной);

максимальная концентрация мощнос
тей на электростанциях

в ГЭС; $N_{\text{уст}} \geq 2000 \text{ МВт}$ (25 902 → 58,9%)
ГЭС · 1000 - 1999 МВт 8758 МВт - 19,9%

$N_{\Sigma} = 43943 \text{ МВт}$ - 21,4% N_{Σ}

$\Sigma \text{Э}^{\text{ГЭС}} = 1575 \text{ ТВт}\cdot\text{ч}$ / год - 19,2% $\Sigma \text{Э}$

$k = 36602$

ГЭС от 1000-1999 МВт

Чебоксары - 1400
Саратов - 1360
Ирикеевская - 1248
Зейская - 1300
Бурей - 1200 (строится)
Черкейская - 1250
Воткинская - 1000

ГЭС > 2000 МВт

С-М - 6721 МВт (7400)
Красноярская - 6000
Братская - 4500
Усть-Илимская - 3840
Волгоград - 2541
Куйбышевская - 2300
Богучанская - 4500 (строится)

Жар на тропные концентрические мощности
в многокаскадных ГЭС

3 каск. $N_{\Sigma} = 79,29\%$

Ангара-Энгельсский 7 ГЭС 22021 МВт - 50,1%

Волжско-Камский 11 ГЭС 11313 - 25,8%

Сумат 5 ГЭС 1490 3,39%

Выводы: 1) Дальше в России не будет массового строительства традиц. ГЭС

2) Резко возросли проблемы регулирования речного стока в европейской части России

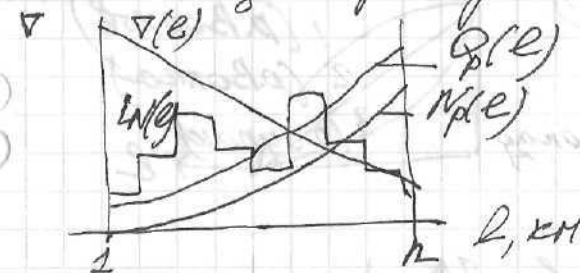
3) Нужны новые подходы к развитию гидроэнергетики в России, кроме учета традиц. рыночных отношений и сдв

4) Большинство ГЭС требуют реконструкц и модернизации из-за большого срока эксплуатации.

Традиционная ГЭС

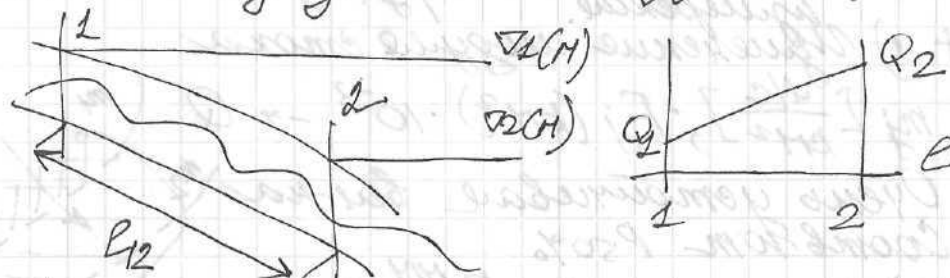
Особенности совр. методов расчета ГЭС речного стока для традиционной ГЭС средние и крупные ГЭС

Традиционная речная ГЭС
1. Теоретическим или валовый ГЭС
Основа для его расчета - водноэнергетический характер водотока



Особенности характера: Все расчеты в мире с 1961 по решению МЭРЖ проводится расчеты для $P=50\% \Rightarrow T/P$

ЭВГЭС = 87804. В основе лежит метод линейного учета. В общем виде этот метод записывается в следующем:



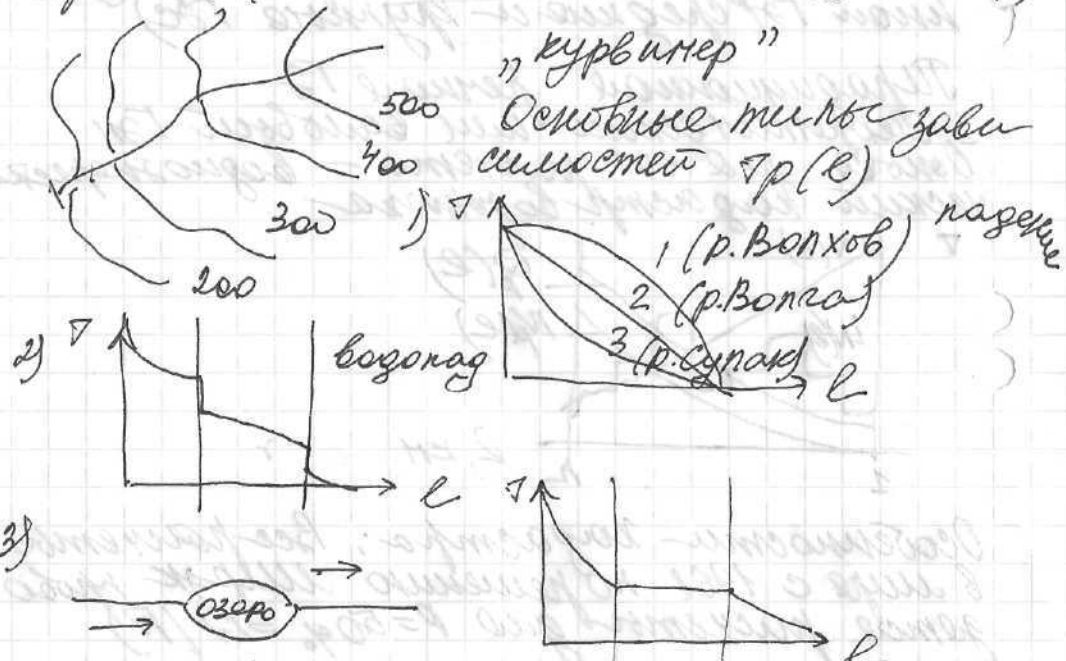
$$P_{12} = 9,81 \cdot Q_2 \cdot H_{12} \text{ [кВт]}$$

$$Q \left(\frac{m^3}{c} \right), H (m) \quad \bar{Q}_{12} = 0,5(Q_1 + Q_2)$$

$$H_{12} = \bar{H}_1 - \bar{H}_2$$

Для определения мощности на некотором участке надо знать расход и отметки

Осн. Как найти изменение $\nabla p(e)$, $Q_p(e)$, $Q_p(e)$, $Q_p(e)$: опр. по топографический карт (масштаб: 1см - 10км (100км))



$Q_p(e)$ 1) Если есть ГидроМетео Поста (станции), к-рые регулярно ведут наблюдения $Q_p(t)$ изменение.

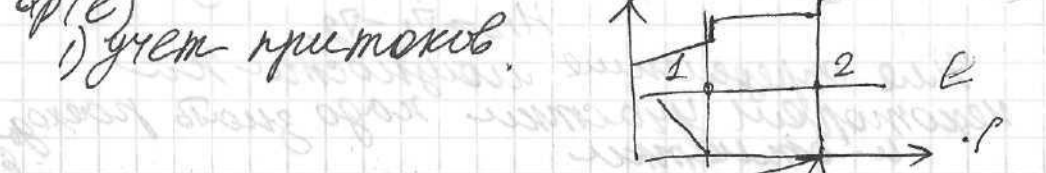
+ 2) Изменение модуль стока

$$m_j \left[\frac{л/с}{км^2} \right] \cdot F_j (км^2) \cdot 10^{-3} \rightarrow Q$$

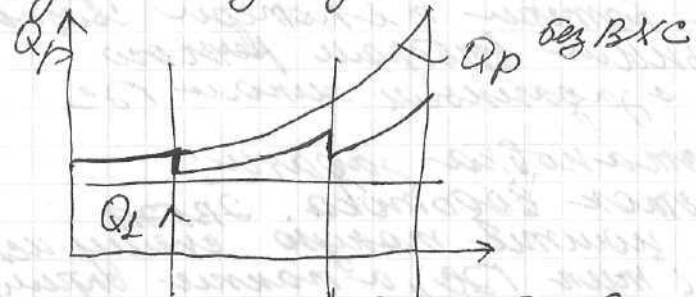
Очень устойчивая величина соотв. 90%.

3) Осадки $k_j \left[\frac{мм}{год} \right]$, $F_j [км^2]$

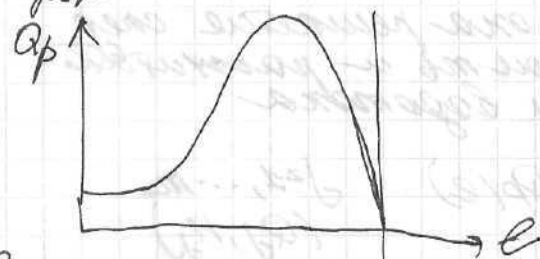
Основные типы зависимости $Q_p(e)$



1. учет водохоз. сист-мы.



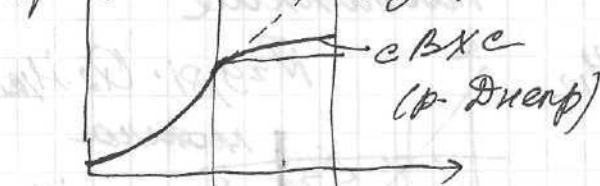
3. учет пересыхающих или перемёрзших рек



Особенности изменение ср. мощности по длине $\nabla p(e)$



реки с ВХ отборами



Мощь реки в последнем раи. отворе соотв-ем Ваноу му ГЭП.

2. Технический ГЭП: технологич.

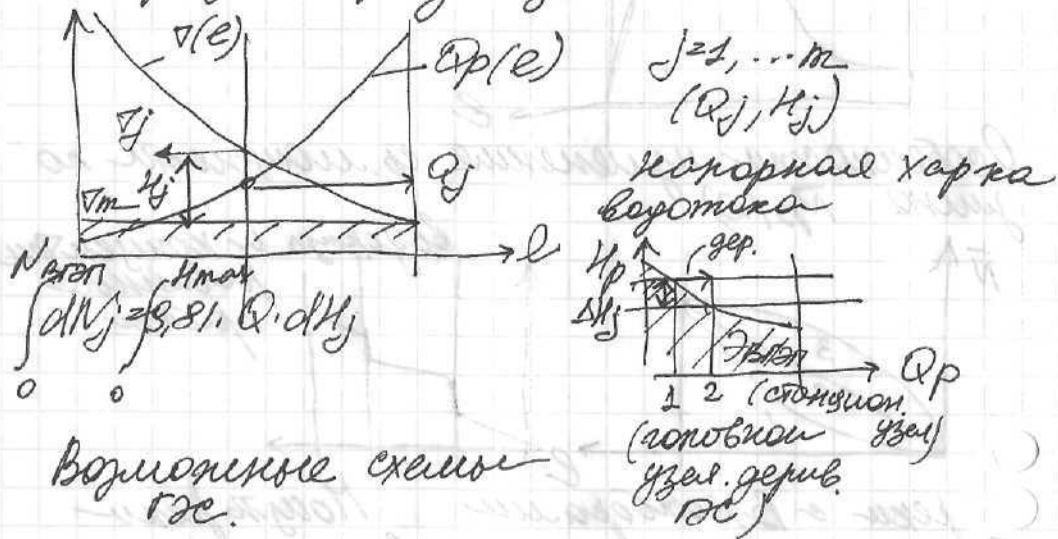
$$\nabla p_{\text{ГЭП}} = \nabla p_{\text{ГЭП}} - \sum_{i=1}^n \Delta \nabla p_{\text{от. } i}$$

потери $\Delta Q, \Delta H, \Delta N, \Delta T$
 проектные потери т.е. потери связанные
 с неправильным выбором расчетного
 водотока с заданным типом ГЭС

Общая постановка задачи:

Дан участок водотока. Зная
 требуется найти такую схему исп.
 водотока (тип ГЭС), а также оптимальное
 число гидростанций для данного типа
 водотока. Итого $\Rightarrow \max$

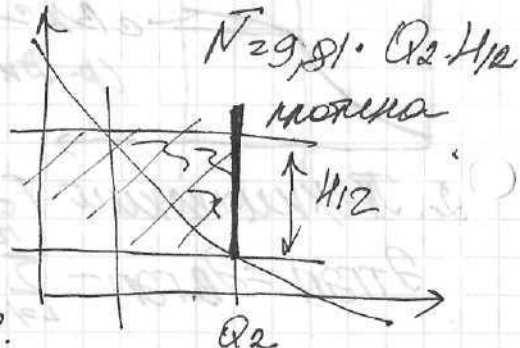
В общем случае она решается с помощью
 итерационного построения и расчета
 оптимальной тары водотока



Дериват.



Плотинная

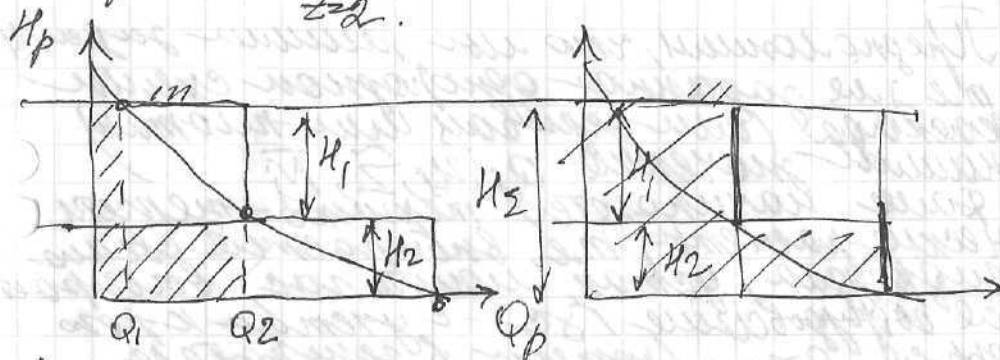


Какое оптимальное число дерив. ГЭС и плотинных?

$\tilde{Z}_{дер} \rightarrow \infty$

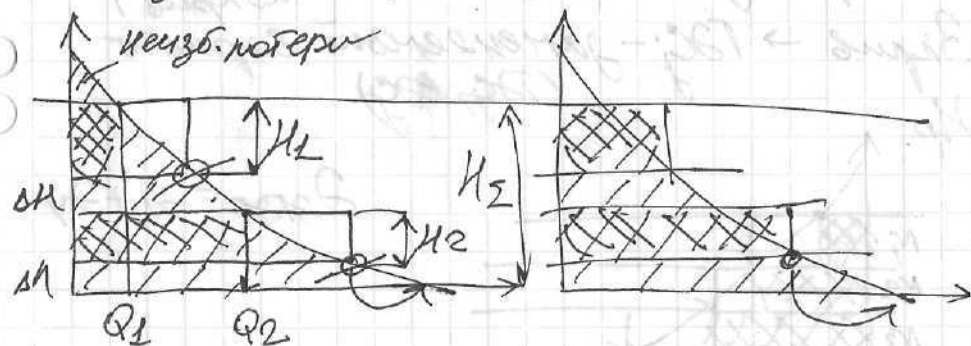
$\tilde{Z}_{пл} = 1$

Каскадная схема использования водотока.
 Дериват. $Z=2$.
 Плотин.

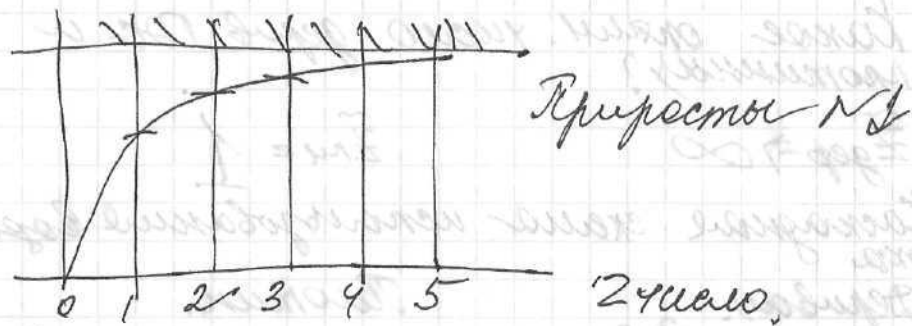


Чем меньше число плотинных ГЭС
~~тем лучше~~, тем лучше, если не учитывать
 никаких ограничений
 опт. показателем каскадов (допущения)

1. каскад ГЭС д.б. соизмеримым
 НБ для ↓ потерь

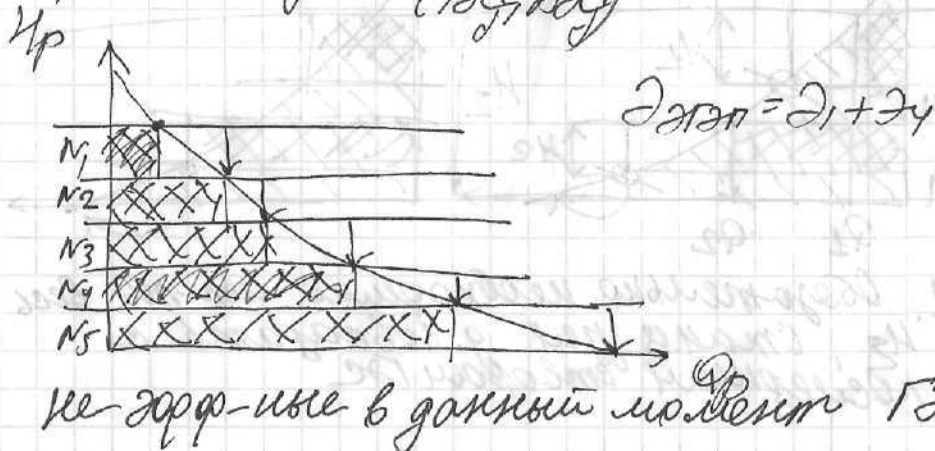


2. Обязательно необходимо использовать все
 H_3 стан. и узел. д.б. совпадать с
 последним створом ГЭС



Предположим, что мы решили задачу. т.е. для заданной однородной схемы каскада (или деривации или плотин) нашими точками $Q_j, U_j, \tilde{Z}, \tilde{N}_j$ далее начисляются технико-энергетические расчеты, т.е. выбирается схема шлюза, установка мощ. гЭС, выработка ее оборудования гЭС с учетом криволинейных затрат (потери в генераторе, турбине).

3. Экономический ГЭП (для БССР) Дано: участок водотока, тип ГЭС, $\tilde{Z}$, $N_{гэс}$, $Q_j, U_j, \tilde{Z}$ ($j=1, \dots, \tilde{Z}$) Надо найти такое значение $\tilde{Z}_{гэп} \Rightarrow$ мин. приведенных затрат ($Z_{прив}$) $Z_{прив} \rightarrow G_j$ - затопляемый вариант ($T_{гэс}, B_{гэс}$)



неэфф-ные в данный момент ГЭС.

с учетом всех выше рассмотренных алгоритмов были рассчитаны ВГЭП, ТГЭП, ЭГЭП В расчет вошли 4902 кр. и ср. реки в 1985

Особенности собр. этапа развития Р. Б.ССР: совет $\rightarrow$ гос. во - ГЭС $\rightarrow$ альянт $\rightarrow$ (энерг.) $\rightarrow$ (ТЭС, ВЭС)

Собр. РФ: - разные формы собственности (госво, общин, юр. лица, частное лицо) - Δ резерв $> 30\%$ (50%) $\rightarrow$ склад прив. инв.

вывод: огромное кол-во инвесторов, - методика расчета ВГЭП не совершенна, ТГЭП необходимо учитывать новые собр. нетрадиц. схемы деп. ГЭП (турбины на гидромухобильные насосы, бесшлюзовые ГЭС) - при расчете ЭГЭП мы д. учитывать разные формы собственности, т.е. разные виды инвесторов - при расчете ТГЭП и ЭГЭП мы д. учитывать различные эколог. хор. ра.

Современные условия функционирования ТЭС в Европе и России настоятельно требуют учета перспектив развития так называемой малой гидроэнергетики, особенно для России $\frac{1}{3}$ терр. ~ 25 млн. чел имеют децентрализ. с-му электроснабжения (весь север & восток Юж. Сибирь, нек. труднодоступные районы Европ. части)

Малая ГЗ и ее особенности

Общие положения: до 1984г. в бсср не было понятия малой ГЭ.

В 1965 выпущен последний труд по ресурсам ГЭ. равн. реки $\pm 2 \text{ МВт}$
горные $\pm 1 \text{ МВт}$

1946. СВ. Трияровьев обобщенным методом
оценки ресурсов малых рек.

1973 Мировой энерг. кризис.

МГЭ отрасль Гидроэнер. связанное с энергетическим сек-тором гидравлич. энергии с помощью так называемых малых ГЭС.

МГЭС - промыш. предприятие, предназначенное для генерации и эк. управл. энергии и преобразование в серийная или массовом порядке. Технико-экономическая категория - сегодня МГЭС, к-рая д. учитывать ^{колот} с/о. сегодня в мире не существует никого критерия или классификации МГЭС.

$$N_{\text{yct}}^{\text{HTSC}} (k\text{BT}; \text{MBT}) \stackrel{\text{Scm}}{\leq} N_{\text{yct}}^{\text{Pakt.yct}} \leq N_{\text{yct}}^{\text{HTSC. max}}, \text{mo}$$

ГЭС относятся к категории МГЭ.

Арганистан	200 кВт
Боливия	450
Камбоджа	175

Швейцария, Австрия - 1,5 МВт

Франция, Канада, Италия - 4 МВт

Китай - 12 МВ

CLER - 90 19472 517BT (35)

30 дней (резид. Кортес 50.000 кол. створов)

до 1942. Совет Эко Взаимопомощи:

$N_{уст}^{max} = 30 \text{ МВТ}$ $N_{уст}^{оп} = 10 \text{ МВТ}$ $N_{турб} = 3 \text{ М}$

Ресурсы МГЭ сегодня в России (оценка 1994)

	Валовые ТВт.час	Технически	Эконом.	Использование	
					%
б. СССР общ. ГЭ	3942	2106	1095	-	20
Россия МГЭ (1965)	2784	1670	852	169	19,9
Россия МГЭ (1994)	1105,6	382,3	200 ↑↑ рост во времени из-за стоимости неогранич. топлива	223	1,1

Особенности МГЭ:

1) понятие МГЭ ≠ "малой реки"

$N_{уст}^{max}$
Насора

2) очень тесная связь "МГЭ с потребителем" (обращение авт. потребителей)
Для каждой МГЭ созд. ГЭС - то есть, на нее
электрически передавать мощность МГЭ потреби-
телю

3) МГЭ полностью автоматизированы, т.е. там
нет пост. персонала, издержки на эксплуата-
цию ГЭС очень малы

4) МГЭ как правило либо мало влияют на
окр. среду или вообще не влияют.

Кувшинский канал
гЭС (серия Константинов, р. Ока)

5) очень малая информационная база МГЭ
(информационная база Техн-эконом)
особенно это верно для северных и трудно
доступных регионов России

(2/3 территории РФ - 25 млн чел)

6) Существует возможность нетрадиц. исп. энергии
МГЭ

В 1974 г. США предложили СССР большую
кредит, чтобы реализовать МГЭ в Тихоокеан-
ской области автоматизированные
(электролиз воды → водород, кислород)

7) на МГЭ возможна установка типового
серийного или массового оборудования
(блоками → ↓ затраты)

8) Возможность реализации мощностей
и бесшумных ГЭС с использованием
нетрадиционных видов турбин.

История МГЭ в СССР и России

В 1932.	47 ГЭС	$N_{уст} = 1,6 \text{ МВТ}$	$N = 34 \text{ кВт}$
19242	135	3	22,2
1940	943	31,6	33,5
1945	1093	48,9	47,7
1952	6614	332,3	50,2

До 1954 г. запрещалось колхозам брать эл. эн.
из сети.

1980 70 10,1 144,3.
Сейчас существует несколько сотен МГЭ (действую-
щих, законсервир., демонтиров., разруш. и др.)

Выводы: Из рассмотренных особенностей МГЭ
следует, что для нее как правило не
применимы традиц. подходы к оценке
ГЭП.

Нетрадиционный подход к оценке
ГЭП МГЭ.
1. Валовой ГЭП МГЭ:

Источники ГЭ:

- естественные, искусственные открытые водотоки
- ВХС разл. назначения: с/х, град., спец. (котельн. бойл.)
- прочие (поверхностные воды)

Исход. истр.

Малые реки, а также любые створы ГЭС.

Информационное обеспечение.

1. есть кадастр водотоков

2. нет гидрологической инфор-ции

гидрол. - исправл. модули стока m, F басс.

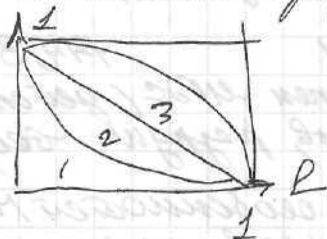
гидрол. - k, F

3. инфор-ция о потребителях
был использован многофакторный анализ.



- - потребитель
- а) По картам выделяется тип реки по $\nabla(e)$
- б) выделяется реки с макс. полн. объемом инфор-ции, так называемая базовая река: ∇, F, m, k, k, H . Статистическая обработка полученного материала $\nabla(e), F(e), \dots$

а потом представляется в отн. единицах



Что зависимость спра-ведлива для любой реки этого бассейна
А дальше разворачиваем эту инфор-цию для любой реки.

В отличие от трад. в качестве источников получаем ~~энергетич. кадры~~ водно энергетич. кадры а также данные о потребителях э. энергии (мощность и месторасположение)

2. Технико-экономический ГЭП НГЭ.

метод "красной линии" - метод учета соу. и эконом. ограничений при расчете ГЭП НГЭ.



Дано: участок водотока. Учет все возможные соу-экон. ограничения в любом створе в виде некоего ряда предельных отметок $Z_1, \dots, Z_n$ $Z_{p, \max}$ $Z_{p, \min}$ $Z_{p, \text{ред}}(e)$
эп. отметки не разрешать высоко поднимать отметку НПУ.

$$Z_{p, \min}(e) \leq Z_p \leq Z_{p, \max}(e)$$

равновесие судосредств. затопление подтопление

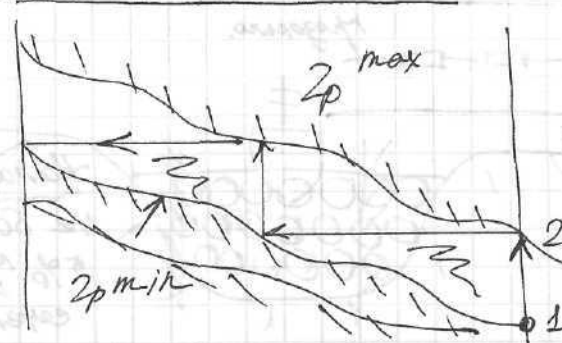
Берега низинная дельтающая.

$$Z_{p, \min}(e) = \max(Z_{p, \min} V_1 \dots V_n Z_{p, \min})$$

$$Z_{p, \max}(e) = \min(Z_{p, \max} V_1 \dots V_n Z_{p, \max})$$

Необх. найти такое опт. т. дел. ГЭС чтобы они в максим-ой энергетич. эффективности использовались валовый потенциал.

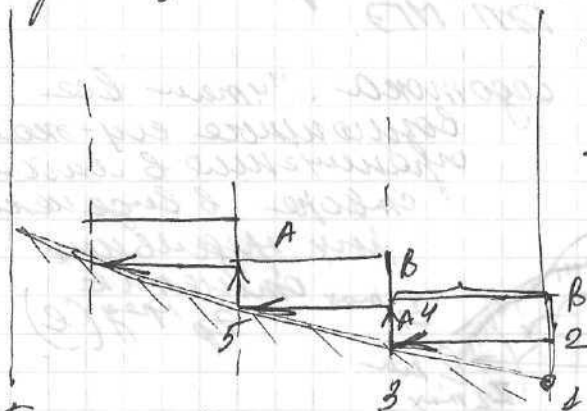
Плотинный режим.



- 1) - итерации N_i, Q_i, H_i $i=1 \dots n$
- 2) подбирается стандартное энерг. оборудование

кросс д.б. тах.но унифицировано и данная
переходная униф. агрегатов.

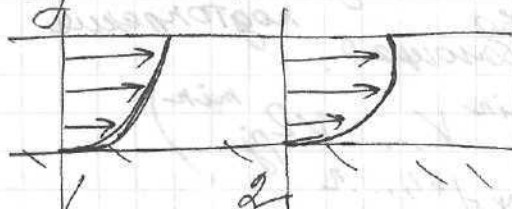
Деривационная ГЭС



мах. дон
деривация $\leq A$
мах. дон
и копирн. $\leq B$
водовод
и мин. дон
и.в. $\geq C$

Бестолковые схемы

$$\frac{2v^2}{2g} = H_{кин.}$$



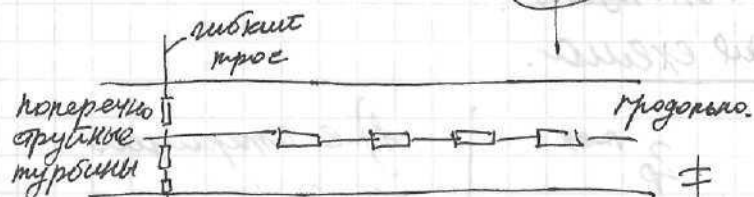
1) наклонные
2) погружные.

мах
длина
поток

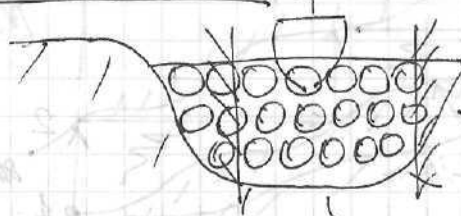
1) не роб. в уел. жидк.
2) мал. скорость поток
+ зводн. в году и.б. исп.

$$N = 9,81 \cdot Q \cdot H \quad (кВт) \quad H = \frac{2v^2}{2g} \quad (м)$$

$$Q = S \cdot v$$



электро
двигатель.



Каналы:
не более
5% попер-
ного
сечения.

3) Эколого-экономический ГЭП МГЭ

всех возм.
из тех техниче-ских решений отбираем
наиб. эффективные.

где.

$P(кВт) \rightarrow ГЭК(км)$



$Г_{факт} \leq Г_{ЭК} \rightarrow МГЭС - \text{доп.}$

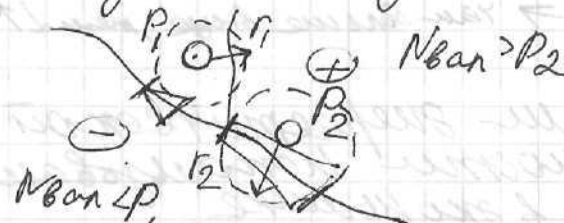
$Г_{факт} > Г_{ЭК} \rightarrow МГЭС \rightarrow \text{нет.}$
(большие потери
и т.п.)

Зависимость $Г_{ЭК}(км)$ от мощ.-р-и МГЭС
и напряжения.

$U_{эл}, кВ$	$N_{МГЭС}, кВт$	$Г_{ЭК}, км$
0,4	≤ 100	0,5
3,0	100-1000	3-1
6,0	100-1200	15-4
10,0	100-2000	20-6
35,0	1000-10000	50-20
110,0	10000-50000	20-50

Мировой
опыт

Дано: участок водотока



МГЭС + производство
($O_2 + H_2$)



Расчет ГЭК: (при энергет. иер. водотока) ✓

МГЭС + ФГУ ⇒ авт. потреб.

$$\begin{matrix} 3 \text{ МГЭС} + 3 \text{ ФГУ} \\ (3 \text{ М, 3 ЛЭП}) \quad (3 \text{ М, 3 Р}) \end{matrix} \Rightarrow 3_{\Sigma} \Rightarrow \text{млн}$$

↓
топливо

ЛЭП ⇒ ГЭК

$$\frac{d3_{\Sigma}}{dL_{ЛЭП}} = 0 \Rightarrow \text{ГЭК} = \frac{C \cdot q_{\Phi} \cdot \Phi - N_{\Phi} (k_r \cdot P_r - k_{\Phi} \cdot P_{\Phi})}{k_n \cdot P_n + U_n}$$

[кВт] кВт · ч

$q_{\Phi} - \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$ уд. расход дугельного топлива
 $\Phi - [\text{кВт} \cdot \text{ч}]$ годовая выработка ФУ.

$N_{\Phi} [\text{кВт}]$ - установл. мощность

$C - [\frac{\text{руб}}{\text{кВт}}]$ - расчетная стоимость ФУ

P_r, P_{Φ}, P_n - коэф-ты Σ -ных нормативных отчислений по МГЭС, ФГУ, ЛЭП [о.е].
 0,12 - 0,08.

k_r, k_{Φ} - уд. капитальные затраты [руб/кВт]

k_n и U_n - уд. кап-вложение [руб/кВт] на км.
 Ежегодные издержки на эксплуатацию ЛЭП [о.е].

$$L = \frac{N_r}{N_{\Phi}} [\text{о.е}] \text{ коэф-т вытеснения ФГУ МГЭС.}$$

$0 \leq L \leq 1,0$

→ чем больше выше, тем L ↑

Показатели энергетической эффективности использования ВМТ и НЧТ в экономике.



израсход. (топливо, нефть, газ)
 раб. тело = 100% (органич. ископ. топлива)
 раб. 11-но, решение не зависит.

последовательное (многоступенчатое) использ. ресурса
 раб. тело не меньше

$$t \text{ и } T = t_k - t_0$$

Время в режиме переключения $t_{\text{пер}}$ использования любого ресурса

$$K_N(t) = \frac{N_{\text{пог}}(t)}{N_{\text{пог}}(T)}$$

$$K_T(T) = \frac{T_{\text{пог}}(T)}{T_{\text{пог}}(T)} = \frac{\int T_{\text{пог}}(t) dt}{\int T_{\text{пог}}(t) dt}$$

ТЭС

$$K_N(t) \approx K_T(T)$$

N зависит от H, Q
 $K_N(t) \neq K_T(T)$
 T - год.

$$K_T(T) = \frac{T_{\text{пог}}(T)}{T_{\text{пог}}(T)}$$

$$T_{\text{пог}}(T) = T_{\text{вал. ГЭП}}(T) = T_{\text{реки}}(T)$$

$$T_{\text{пог}}(T) = T_{\text{пог}}(T) - \Delta T_{\Sigma}(T)$$

$$\Delta T_{\Sigma}(T) = \Delta T_{\text{проектные}}(T) + \Delta T_{\text{технологич}} + \Delta T_{\text{техн}}$$

$\Delta T_{\text{пр}}(T) \Rightarrow$ эффективность каскадного использования водотока
 $0,1 \leq \eta_{\text{пр}} \leq 1,0$ ($\eta > 1,0$)

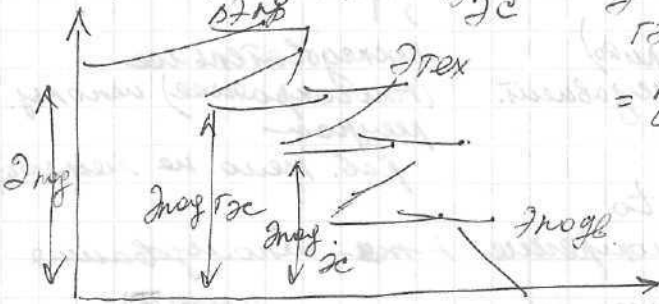
$\Delta T_{\text{техн}} \Rightarrow$ в технических системах потери 14
 $\Delta Q, \Delta U, \Delta N, \Delta T$. (турбины, генераторы)

водоэнер) $\eta_{техн} \approx 70-80\%$

$\Delta \tau_{тех}$ - потери энергии за счет некорректного ведения решения.

$$K_2(T) = \frac{\tau_{полн}(T)}{\tau_{полн}(T)} = \frac{\tau_{полн}}{\tau_{с}} \cdot \frac{70-80\%}{\tau_{тех}} \cdot \frac{\tau_{гэ}}{\tau_{полн}} = \eta_{тех} \cdot \eta_{гэ} \cdot \eta_{с} = \eta_{тех} \cdot \eta_{гэ} \cdot \eta_{с}$$

$50-60\%$



$$K_2(T) = 1 - \frac{\Delta \tau_{п} + \Delta \tau_{тех} + \Delta \tau_{тех}}{\tau_{полн}} \quad \text{аддитивн.}$$

Обобщенная модель технологич. процесса преобраз. энергии на ГЭУ.

$$\Delta \tau_{техн}(\bar{X}) = \Delta \tau_{техн}(x_1, x_2, \dots, x_n) \Rightarrow \min$$

ГЭУ: всевозможные по типу проектов способы концентрации энергии, виды регуляров, гидравл. схематизм, и т.д.

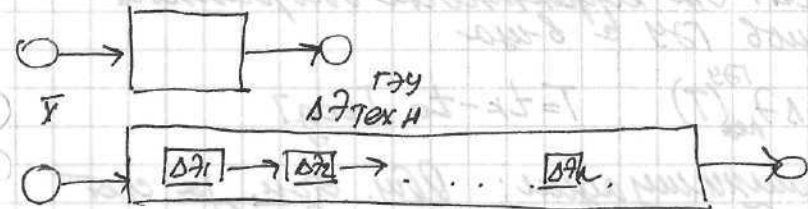
Вывод. Не все можно дать общие рекомендации для решения задачи эф. использ. ГЭУ разн. ГЭУ.

ГЭУ: ГЭС, ИС, ГАЭС, ПЭС, ВнЭС, каскады ГЭУ, Ж, ЭТК.

Единственный способ решения - системный подход.

$$\Delta \tau_{техн}(\bar{X}) = \Delta \tau_1(x_1) + \Delta \tau_2(x_2) + \dots + \Delta \tau_n(x_n) \Rightarrow \min$$

аддитивная модель
(сумма нек. функций, каждая из них ф-ция зависит от меньшего кол-ва переменных, либо от одной)



Технологич. процесс разбивается на последовательность частных техн. этапов, которые являются независимыми друг от друга или мало зависят. Далее изучается каждый частный этап отдельно, а затем совместно.

На основе системного подхода можно разбить все виды потерь на ГЭУ

технологические и режимные.

ГЭУ
 Δтех - неизбежные виды потерь энергии, кроме отгр-ва раск-амп-ой конкретност, технал. схемой ГЭУ. Не являют, либо мало зависят от времени. Эти виды потерь есть во всех обихиде для разных типов ГЭУ и они присущи каждому э-му технологич. процессу ГЭУ, в отличие от других.

Пути минимизации потерь: 1) работа на экстр. потерях. 2) улучшение качества строительных материалов. 3) улучшение строй материалов.

ГЭУ
 $\Delta_{тех} = \Delta_{агр} + \Delta_{обч. станц.}$

(2) $\Delta_{агр} = \Delta_{турб} + \Delta_{ген} + \Delta_{водов.}$
 $\Delta_{обч. станц.} = \Delta_{нб} + \Delta_{вб} + \Delta_{хсб} + \dots$

ГЭУ
 Δтех: отгр-ва на основе технологических потерь и зависят от корректности выбранных режимов ГЭУ в в-ща

ГЭУ
 $\Delta_{тех} = \Delta_{тех}(T) \quad T = t_k - t_0 [200]$

Пути минимизации: 1) обч. станц. 2) выбор экстр. режима, состава 3) сп-ва распред. нагрузки (N, Q, V, Q, T, S)

Режим в-ща - за счет оптимизации режима непон-р. в-ща.

Видо оптимизации экстр-ми работ любой ГЭУ дел-ся 3 вида оптимизаций:
 1) в-ща (x, y, z) → N, Q, H, T, W, в целом, оп-той качество технологич. процесс
 2) узлы (x/y, x/z) → нагрузка, наиб. всего
 3) дифф-н-ль (x/y, x/z) → нагрузка, наиб. всего в расчетах

уд $\frac{Q_a}{N_a} \left(\frac{H^3}{KBT} \right) \frac{N_a}{Q_a}$

удр. наиб. чувств. с точки зрения качества процесса. $\frac{\partial x}{\partial y} z = const \quad (\propto \frac{\partial x}{\partial y})$

Дерив. ГЭС с полами и зданиями - нет 6 эк.
 Приливные ГЭС - нет 3, 6
 Пусловые ГЭС - нет 3, 4, 6.
 Приливные - нет 3, 4, 6 и 1 эк. соотв 2.
 Волновые - есть только 5 эк.
 Каскадные - любые эк-ты (течение воды сверху напева)

Виды потерь мощ-ти и энергии в представ. моделях.

1 эк. ΔN_1 - потери в каскаде за счет подпора, расхода на водохоз. нужды

2 эк. ΔN_2 - потери за счет сраб-ном в-ща, наличие дин. об-ем, потери воды на исп, Δh_{сус}.
 $= \Delta N_{вб}(\Delta h_{срб}, \Delta Z_g, \Delta Q_{пот}, \Delta h)$

ΔN_3 и ΔN_4 потери в деривации и водоводах по длине и месту (шп, Δh_н, Δh_н)

ΔN_5 - потери в шпоре (ΔN_т, ΔN_г) ≥ ΔQ_т, Δh_а (спир. камере, и.а, отс. труб.), ΔN_т, ΔN_г, ΔN_{вент}

ΔN_6 - ш.е, Δh_н отвод. потерн.

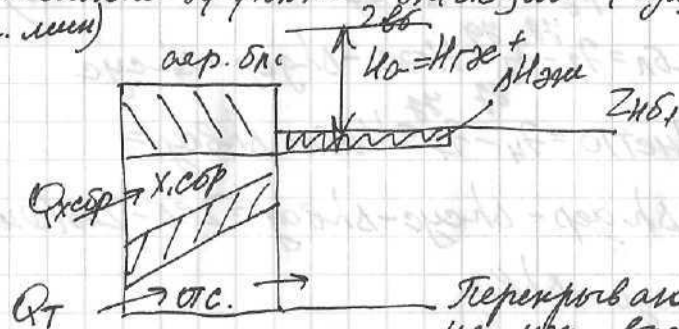
ΔN_7 - ΔN_{нб} (потери мощности за счет нагрева)

Технологические потери в основном.

уже разной ч-ты су решеток.

Дополнительно м. учитывать:

Δh , $\Delta h_{\text{тежисы}}$
 На русловых и меандрированных ГЭС, у которых водостроение
 совмещено с аллювиальным блоком возможно
 наличие эффекта эжекции (судя описанию
 дее. мнн)



Перекрывают все х.с.с.
 на нек. время $\Rightarrow Q_{\text{гэс}}$
 понижается незначительно и
 быстро открыв. х.с.с. Тогда

в период паводка это не использовать.

Основные виды потерь: $\Delta h_{\text{срб}}$, $\Delta h_{\text{нб}}$.

- Камская 10-20 м
- Новосибир 11-20
- Саян 6-15

$$k_H = \frac{H_{\text{ср}}^{\text{max}} - \Delta h}{H_{\text{а}}^{\text{max}}} \approx 0,4 - 0,5$$

Для прикирочных расчетов $H_{\text{а}} = H_{\text{гэс}}$.

Примотинные ГЭС

$$H_{\text{гэс}} = Z_{\text{вб}} - Z_{\text{нб}} (Q_{\text{нб}})$$

$H_{\text{а}} \rightarrow (\Delta h_{\text{сус}}, \Delta h_{\text{вод}})$ Инг. сус: $\Delta h_{\text{сус}}(Q_{\text{аи}})$
 Статис. сус: $\Delta h_{\text{сус}}(Q_{\text{гэс}})$
 решитные потери
 $\Delta h_{\text{вод}}(\tilde{Z}_{\text{а}}, \tilde{Z}_{\text{а}}, \text{распред } Q_{\text{гэс}})$

кроме опред.-се след. образом. (на основ.
 решения задачи)

Дано: управл. схема концентр.
 напора.

$Q_{\text{гэс}} = A$, число (макс.) водоводов.
 $\Delta h_{\text{вод}}(Q_i) \approx k_i \cdot Q_i^{m_i}$

Найти: Такой состав $\tilde{Z}_{\text{а}}, \tilde{Z}_{\text{а}}$, с-б распред
 $A = Q_{\text{гэс}}$, чтобы сум. потери $\Delta h_{\text{вод}}(\tilde{Z}_{\text{а}}, \tilde{Z}_{\text{а}}, Q_{\text{гэс}})$
 $\Rightarrow \min. \rightarrow \Delta h_{\text{вод}}(\tilde{Z}_{\text{а}}, \tilde{Z}_{\text{а}}, Q_{\text{гэс}})$

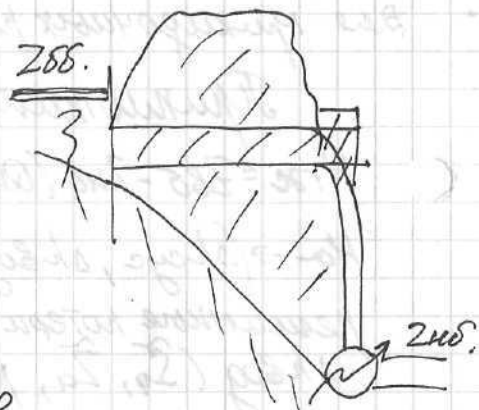
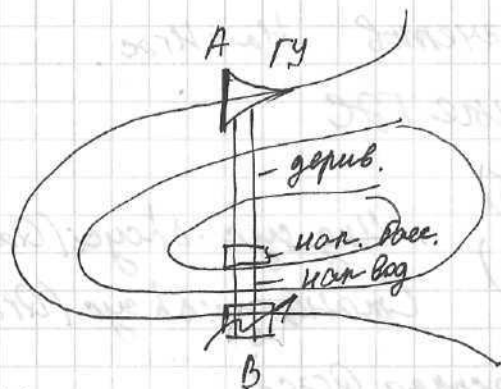
Какие виды потерь напора для примот. ГЭС.
 наиб. сущ.

$$- H_{\text{а}} = H_{\text{гэс}} - (\Delta h_{\text{сус}}) - \Delta h_{\text{вод}}(\bar{X}) = Z_{\text{вб}} - Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) - \Delta h_{\text{сус}} - \Delta h_{\text{вод}}$$

$$H_{\text{а}} = H_{\text{гэс}} - \underbrace{\Delta h_{\text{вб}} - \Delta h_{\text{нб}}}_{\Delta h_{\text{срб. 3-8 м}}} - \Delta h_{\text{сус}} - \Delta h_{\text{вод}} \quad (8-12\% \text{ от } H_{\text{а}})$$

$k_H > k_H^{\text{рус.}}$ Ангарский каскад (Братская,
 Чист. Умилская)
 Зинсен (С-И, Красноярск)
 Сев. Кав. (Черкесская)

Деривационные ГЭС.
 исп. естеств. перепад уровней.

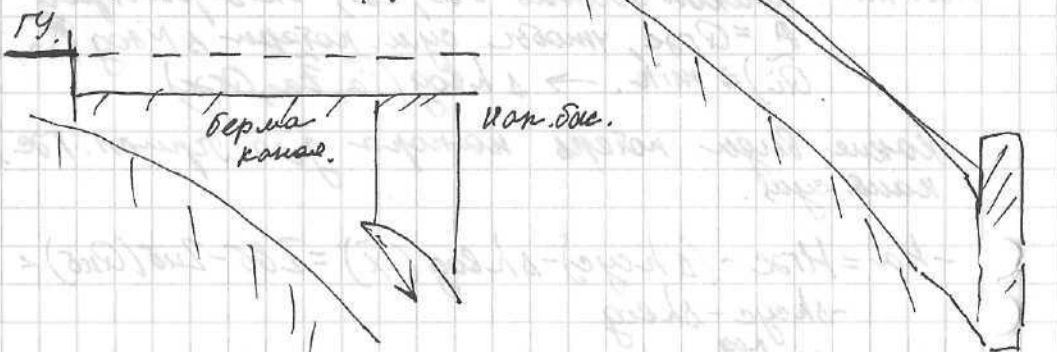


Напорная и безнапорная
сет открытой
своб. пов-ти

Безнапорная
саморегулир
сет.

Саморег.

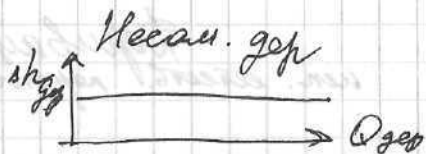
или. опосред. наб. грану
и пов. регулир. нагрузку



Отср. н.б. рекол. через ств. гу или через нап. бая.
то расчет дерив $Q_{дер} \approx Q_{гэ}$
дер. гидроточность.

В зав-ти от вида дер, хар-ки потерь напора
в дерив м.б. различными, но они весьма
маленькие.

Напорная и самордер



Вызет 3 характерных напора для дер.гэ.

$$H_{гэ} = Z_{вб} - Z_{нб} (Q_{нб}) = Z_{гу} - Z_{нб} (Q_{нб})$$

$$H_{а.бл} = H_{нап. бая} - Z_{нб} (Q_{нб}) = H_{гэ} - \Delta h_{дер} (Q_{гэ}) - \Delta h_{гэ}$$

$$H_a = H_t = H_{нетто} = H_{а.бл} - \Delta h_{вод} (\bar{Q}_a, \bar{Z}_a, \bar{Q}_t)$$

Основные виды потерь напора:

$$\Delta h_{срб} \approx 1-10 \text{ м.} \quad \Delta h_{дер} = (5-8\%) H_a$$

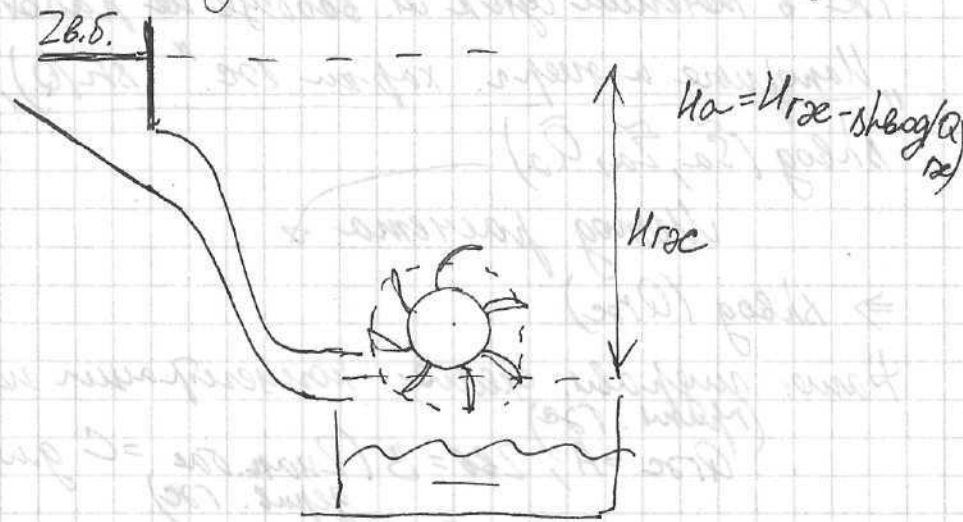
$$\Delta h_{вод} = (8-12) H_a$$

$$H_{натур.гэ} \quad 410 \text{ м} = H_{гэ} \text{ по введ.} \quad \Delta h_{срб} = 90 \text{ м}$$

$$\text{сейсн } 95. \text{ г.} \quad \Delta h_{гэ} = 50 \text{ м}$$

$k_{н дер} > k_{н нр} > k_{н русл.}$ (реактивные гидротурбины)
Гидротурбины: $\Pi_r, \Pi_n, \Pi_n \Phi, \Pi_o$

Схема установки реактивной турбины.



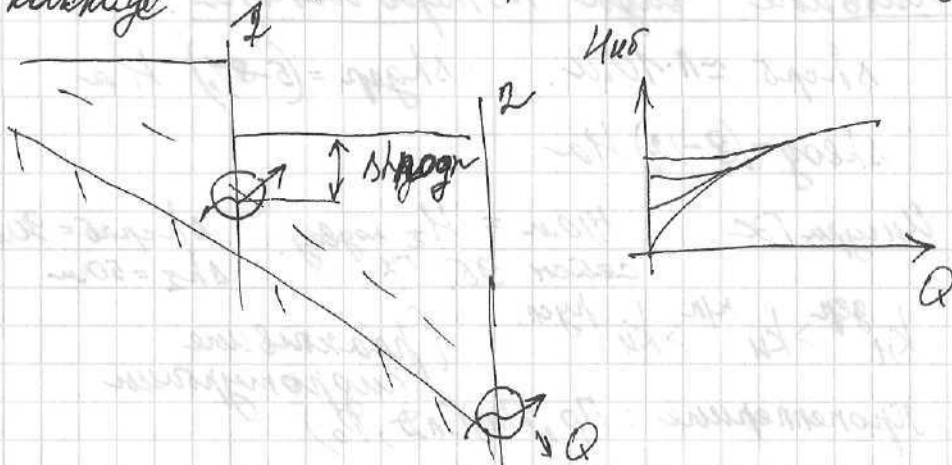
Баланс напора насосных станций

$$H_H = H_{HC} + \Delta H_7 \rightarrow 2 = \underbrace{265 - 245}_{H_{HC}} + \Delta H_7 \rightarrow 2$$

$$H_T = H_{гэс} - \Delta H_2 \rightarrow 7$$

$$H_T = H_H - 2\Delta H_2 \rightarrow 7$$

каскад ГЭС
набл. дан. видна потеря напора в соединении каскада



При наличии подпора в нб ГЭС верхнее ГЭС в течение суток и вообще не работает

"Напорные и перел. хар-ки ГЭС." $sh(Q), \Delta N(Q)$
 $sh_{вод}(\bar{Q}_a, \bar{Z}_a, \bar{Q}_a)$

Метод расчета

$\Rightarrow sh_{вод}(Q_{гэс})$

Дано: управл. схема концентрации напора (прям. ГЭС)
 $Q_{гэс} = A, Z_{бс} = B$ ($Z_{нап.бас} = C$ для дерив. ГЭС)

Пусть известно $\bar{Z}_a, \bar{Z}_a$ включенных водоводов. Для каждого $sh_{водi}(Q_i) = k_i \cdot Q_i^{m_i}$

Кантин: $\tilde{Q}_i \rightarrow Q_{гэс} - \sum_{i=1}^n \tilde{Q}_i = 0$

$$\Delta N_{вод}(Q_{гэс}) = \sum_{i=1}^n \Delta N_i(Q_i) \rightarrow \min$$

$$\Delta N_i = 9.81 \cdot Q_i \cdot sh_i(Q_i) \text{ кВт.}$$

Задача Лагранжа на условный экстремум.
составляется функция Л.

$$\Phi = \Delta N_{вод}(Q_{гэс}) + \lambda (Q_{гэс} - \sum_{i=1}^n \tilde{Q}_i) \rightarrow \min$$

и.у: $\frac{\partial \Phi}{\partial x} = \frac{\partial \Phi}{\partial Q_i} = 0 = \frac{\partial \Delta N_i}{\partial Q_i} - \lambda$ берем производную по Q_i
 $i=1 \dots n$

$$\Delta N_i = 9.81 \cdot Q_i \cdot sh_i = 9.81 \cdot k_i \cdot Q_i^{m_i+1}$$

$$sh_{вод1}(Q_1) = sh_{вод2}(Q_2) = \dots = sh_{водn}(Q_n) = \lambda(Q_{гэс}) = sh_{вод}(Q_{гэс})$$

$$Д.у. \frac{\partial^2 \Phi}{\partial Q_i^2} > 0.$$

$$и.у. H_{a1}(Q_a) = \dots H_{an}(Q_n) = H_a(Q_{гэс})$$

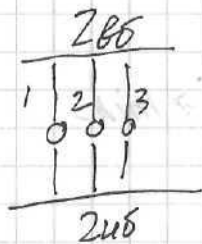
Решение $sh_{водi}(Q_i)$

Однородные.

Эксплицитная задача

Проективная задача.





$$Z = 1 \vee 2 \vee 3$$

$$Z = (1 \vee 2) \wedge (1 \vee 3) \wedge (2 \vee 3)$$

$$Z = (1 + 2 + 3)$$

Построимые x не соответ. а именно, когда не учитывались никакие ограничения по решению.

Учет: $Q_{ai} \leq Q_{ai}^* \leq Q_{ai}^{\max}$

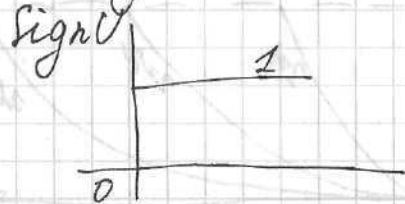


$$\Phi = y(x) + u(x)$$

$$\frac{d\Phi}{dx} = 0.$$

Составим штрафную ф-цию

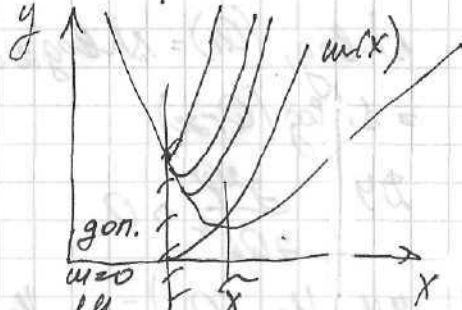
$$u(Q_{ac}) = \frac{1}{2} \left[\sum_{i=1}^n \mu_i (Q_i - Q_i^{\min}) \cdot \text{sign}(Q_i^{\min} - Q_i)^2 + \sum_{i=1}^n \gamma_i (Q_i - Q_i^{\max}) \cdot \text{sign}(Q_i - Q_i^{\max})^2 \right]$$



$$\Phi' = \Phi + u(Q_{ac})$$

букв. экв.

Учет ограничений типа неравенств
Методов штрафных ф-ций.

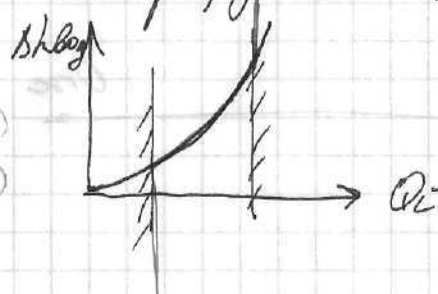


Учтем температуры Φ'

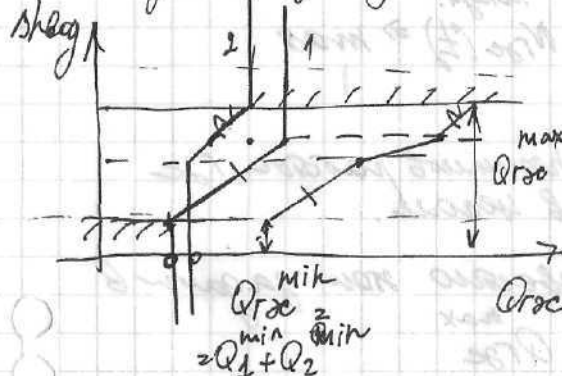
$$shlog_1(Q_1) = shlog_2(Q_2) = \dots = shlog_n(Q_n) = shlog^*(Q_{ac})$$

$$shlog_i(Q_i) = shlog_i(Q_i) - \mu_i^* (Q_i^{\min} - Q_i) + \gamma^* (Q_i - Q_i^{\max})$$

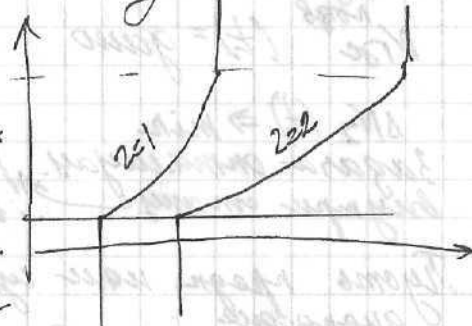
Если $\mu^*, \gamma^* \rightarrow \infty$ (очень большие штрафы)



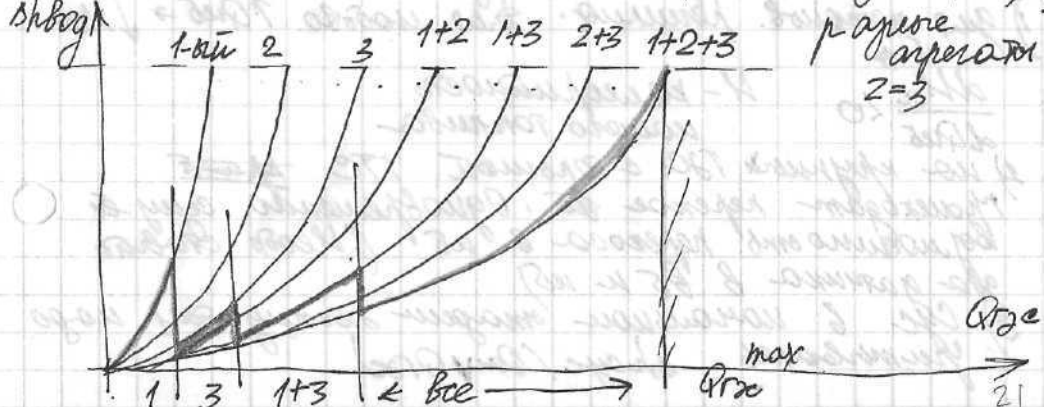
Разные вогнутости

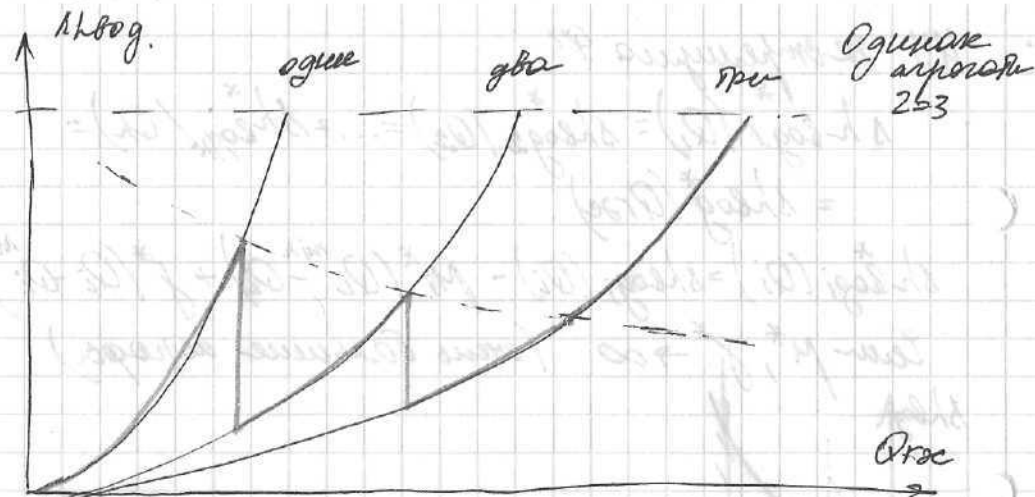


Однотонные



Расчет мин. абсолютности хар-к $shlog(\tilde{z}_a, \tilde{z}_a, \tilde{Q}_a)$





- 1) $z=1$ 1 и 2 и 3
- $z=2$ (1 и 2) (1 и 3) (2 и 3)
- $z=3$ 1 и 2 и 3.

гдс
 $\Delta h_{вод}$
 $N_{гдс}^{погб} (t) = g_{вод} \cdot \text{погб.}$
 $N_{гдс} (t) \Rightarrow \max$

$\Delta N_z (t) \Rightarrow \min$
 задача оптимизации режимов работы гдс внутри станции в целом.

Пусть предп. нам известно при заданн в диапазоне $Q < Q_{гдс} \leq Q_{гдс}^{\max}$

Основные факторы влияющие на H_a

- 1) для установ. режима. для любого $Q_{гдс} \Rightarrow H_a$

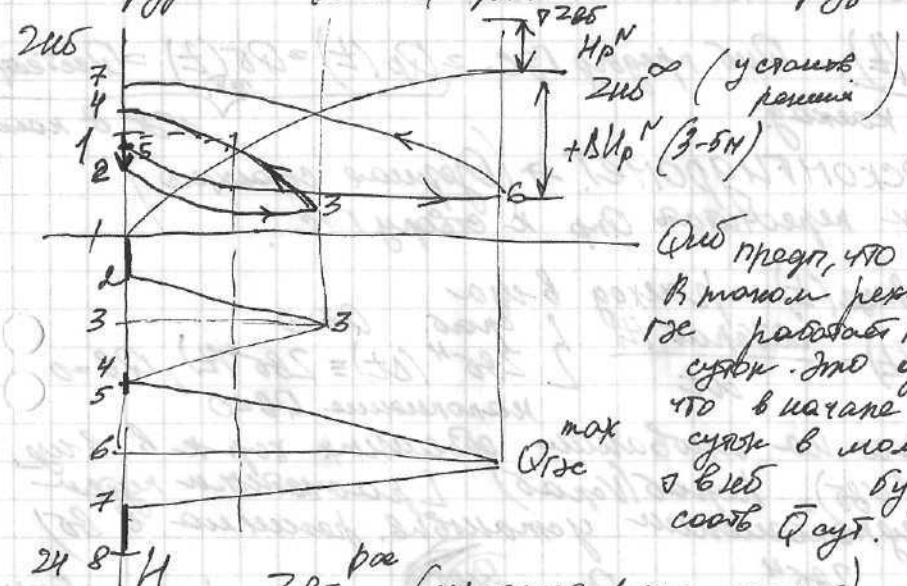
$\frac{dH_a}{dQ_{гдс}} < 0$ H - калорийность нашего топлива

- 2) на крупных гдс с большой гтс ~~прибав~~ приходится перекачка вб. Одновременно сущ. и возможность перекачки в сб. (необд. ставить два датчика в вб и сб)
- 3) сдс в начальной стадии эксплуатации надо учитывать $\Delta h_{сдс} (Q_{вб} \vee Q_{гдс})$

- 4) Зимние условия. (уменьшение перекачки вб в зимнее время из-за усадки)
- 5) Эжекторы. для циркуляционных гдс где напор водоструи совпадает с артезианами гдс сбсх. учитывать увеличение напора на всасывании $H_a = H_{гдс} + \Delta h_{сдс}$
- 6) Наличие большого гтсб, приводит к шуму на мелких гдс может привести к тому, что $z_{вб} = z_{сб}$
 $H_a \approx 0$ $N_{гдс} \approx 0$

Появляется связанная по напору $Q_{гдс} \neq 0$.
 мощность гдс. $\text{пред } (H_a) \leq N_{гдс}^{\text{уст.}}$

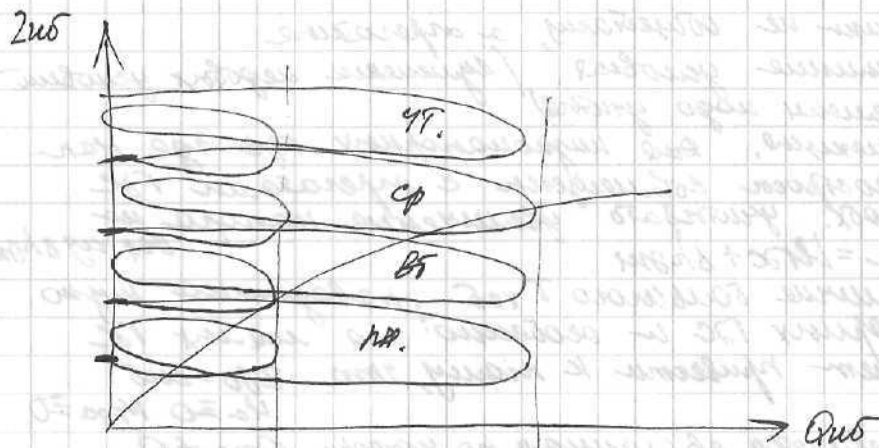
- 7) учет неустойчив. двин. водн. (угв) в сб гдс явление угв очень характерно для средних и крупных гдс, криве ведут к релаксированию мощности в целом (работ. в неке нагрузки)



Q_{гдс} предп. что в таком режиме гдс работает много сутки. Это означает что в начале мощр. сущ. в момент 1 в вбб будет сдс Q_{гдс}.

$z_{вб}^{ра} (середина того же дня)$
 $(H_p^N)_{угв} = (H_p^N)^{\sim} + \Delta H_p^N$

Если учесть неустойчивое релаксирование (5 дней раб. 2-сут) мб получим



прогнозы заполнения ИБ.

Баланс расхода ГЭС.
Q — показатель экстенсивности (количеств)
расхода электроэнергии. Расход ГЭС (3-4)
вставке постоенные.

1. $Q_{пр}(t) - Q_{иб}$ предгид ГЭС $= Q_{р}(t) = Q_{б}(t) = Q_{ггес}(t)$
каждод. ГЭС в каждом.

ТОСКОМГИДРОМЕТ. → (Озерная станция)
как пересчитать Qпр к створу ГЭС.

2. $Q_{виз}(t)$ расход вضا
 $Q_{в}(t) = \frac{dV_{виз}(t)}{dt}$ $\left\{ \begin{array}{l} \text{виз. } Q_{в} > 0 \\ Z_{вс}^{н}(t) \equiv Z_{вс}^{к}(t), Q_{в} = 0 \\ \text{наполнение } Q_{в} < 0 \end{array} \right.$

↑ опоры на основании обвалов хвост в виз
 $Z_{вс}(V_{вс})$, $h_{виз}(V_{виз})$ [расчетный путь
в предположении установив. режима в вб]



для некоторых
виз имеет
место ИВБ.

3. Расадки. На в-це ветно осадков на 5-7%
меньше, чем на суше. Климат бедков
рассчитывается ТОСКОМГИДРОМЕТ
погрешность $\geq 2-10\%$ (для месячных
интервалов)

4. Qисп — зав. от мощности вضا, ± вода,
схемы ветра

$Q_{ис} = 4-6\% Q_{пр}$ (Ср. России)
20-25 (Юг)
погреш.: 10-15% для месячных
интервалов.

5. Qльда
○ зимой

6. Qпр-путь в берегах В пределах точности
± сбора вضا расчетов

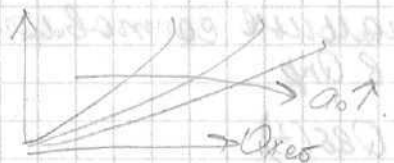
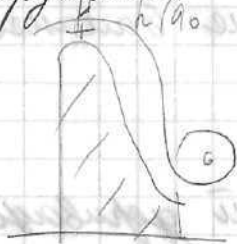
7. Qвиз

ИБ: 1. Qгс (через турбины ГЭС при заданной
напоре)

$Q_{гс}(H_0) = \begin{cases} Q_{иб}(t), \text{ если } Q_{гс}^{пред}(H_0) \geq Q_{иб} \\ Q_{исб} = 0 \\ Q_{гс}^{пред}(H_0), \text{ если } Q_{гс}^{пред}(H_0) < Q_{иб} \end{cases}$

↑ $Q_{исб} = Q_{иб} - Q_{гс}$
проводится по энергетич. кор-кам створ
высотов и ГЭС в целом (т.е. это расчет
на вضا, как правило неумеренная)
погрешность 5-10%.

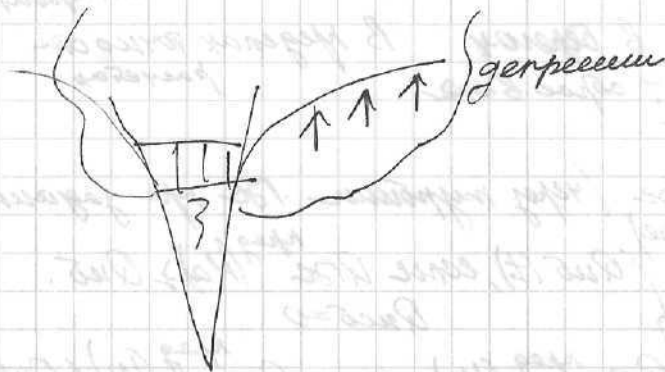
2. Qисб. отнес расчетным путем в зав-ти
от типа водохранилищ или водосборных
сооружений.



3. Qил (t)

4. Qр (t) в обход гидротех. соору. (ГТС)
Qпрое (пробного, лесоплав)

Баланс расходов ГХ: ^{теплого} в этиловых расчетах

$$Q_{BS} = Q_{np} + Q_{byz} + Q_{oe} \pm Q_n - Q_{rom} \pm Q_{bx} \pm Q_{go} \text{ в } \text{вектор}$$


$$Q_{\text{HOS}}(t) \equiv Q_{\text{BOS}}(t)$$

$$Q_{\text{вс}} = Q_{\text{гас}} + Q_{\text{хср}} \equiv Q_{\text{вс}} = (Q_{\text{пр}} + Q_{\text{в-изе}})$$
$$Q_{\text{us}}(t) \equiv Q_{\text{os}}(t)$$
$$Q_{\text{нб}}(t) = Q_{\text{вб}}(t - \tau_{\text{загрузки}})$$

Рассмотренный баллон сильно зависит

ГАЗ: Не совмещенного вида

искусств.
бассейн

2вб	чпу
3	чмо

↑ насос.
режим

↓ турб. рет

2вб

$$Q_{np}(t) = Q_{np}(t) \approx 20$$

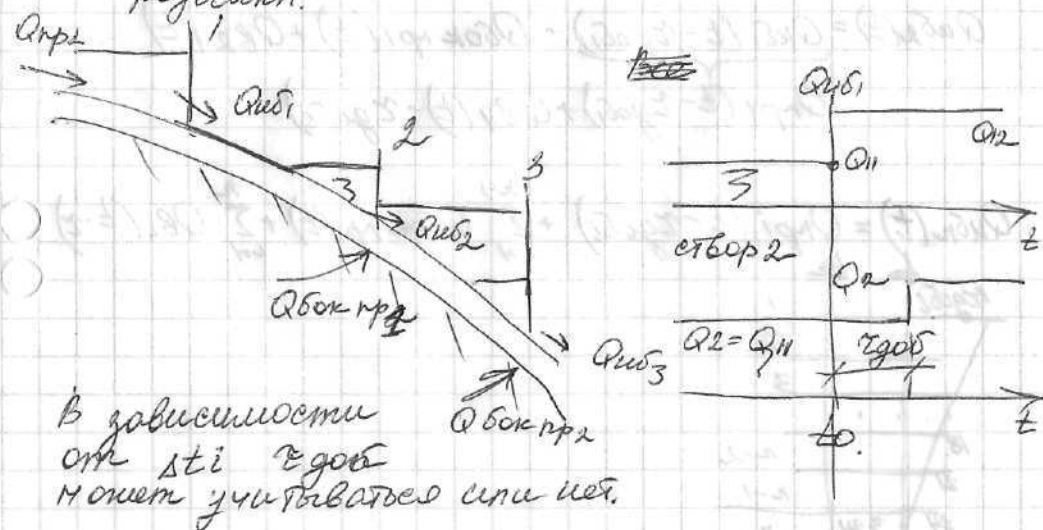
решили спросить решение
агрегатов.

$$Q_{\text{рас}}(t) = Q_{\text{баз}}(t) (60 \text{ км/ч})$$

$ZrO_2(V_{O_2})$ u $ZrO_2(V_{H_2O})$ u sti

$$\delta Q \leq 1.2\%$$

Всего два вида каскада: сомки и родамки.



В зависимости от Δt_i ЭДОБ может учитываться или нет.

$$\left\{ \begin{array}{l} \tau_{gob_i} = 0 \\ \tau_{gob_i} \neq 0 \end{array} \right.$$

$$\tau_{доб} \equiv 0$$

$$Q_{доб}(t) = Q_{пр}(t) + Q_{в-це1}(t)$$

$$Q_{доб}(t) = Q_{доб}(t) + Q_{бок пр}(t) + Q_{в-це2}(t) = Q_{пр}(t) + Q_{бок пр}(t) + Q_{в1}(t) + Q_{в2}(t)$$

$$Q_{доб}(t) = Q_{пр}(t) + \sum_{i=1}^{n-1} Q_{бок пр}(t) + \sum_{i=1}^n Q_{вi}(t)$$

Величина расчетного интервала $T = const$

t_0	T	t_1
		2
		3
		4

свор

Для каскадов горных деривац гэс, где $\tau_{доб}$ нullo.

Волжско-Камский, Ангаро-Шиме, Днепровский каскады, где $\tau_{доб}$ соотет неск суток.

$$\tau_{доб} \neq 0$$

$$Q_{доб}(t) = Q_{пр}(t) + Q_{в1}(t)$$

$$Q_{доб}(t) = Q_{доб}(t - \tau_{добi}) + Q_{бок пр}(t) + Q_{в2}(t)$$

$$Q_{пр}(t - \tau_{добi}) + Q_{в1}(t - \tau_{добi})$$

$$Q_{доб}(t) = Q_{пр}(t - \tau_{добi}) + \sum_{i=1}^{n-1} Q_{бок пр}(t) + \sum_{i=1}^n Q_{вi}(t - \tau_{добi})$$

$\tau_{добi}$	1
	2
	3
	...
18	n-2
21	n-1
24	n

27.10.

Капорные и энергетические хар-ки гэс.

Капорные и энергетические хар-ки свора гэс для установленного режима решения хар-ка свора - объективная реальность, независимая от вида гэс

Дано: водоток свор - геом. место точек вров криво радионал. се осе широты. сооружении и соответств. их длинны от протяженности

$$УМО \leq Z_{вб} \leq НПУ$$

опред-ся требованиями к хе

(прямой кам-бый хово

водный транспорт сельское, рыбное хово)

$Z_p(Q_p)$ в своре гэс

Найти:

Иств ($Q_{доб}$) и $N_{ств}(Q_{доб})$ в явл-ти от

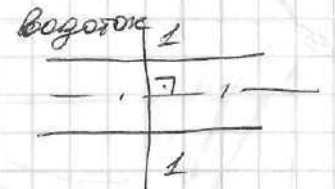
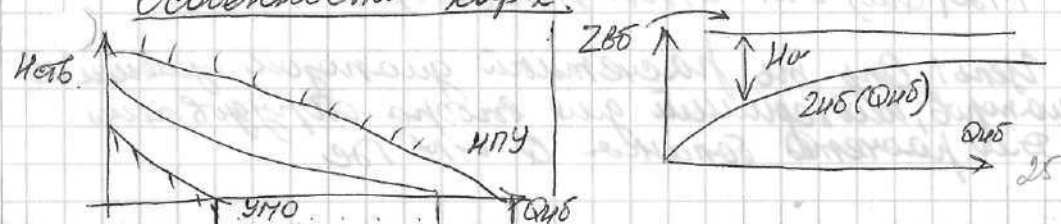
$УМО \leq Z_{вб} \leq НПУ$ и найти $N_{пред}(Z_{вб})$

При этом $N_{ств}(Q_{доб}) = Z_{вбi} - Z_{вб}(Q_{доб})$

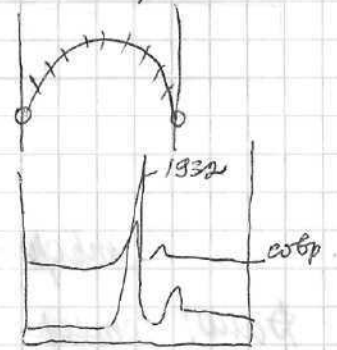
$$N_{ств}(Q_{доб}) = 9.81 \cdot Q_{доб} \cdot N_{ств}(Q) \cdot 10^3 \text{ МВт}$$

при $Z_{вбi} = const$

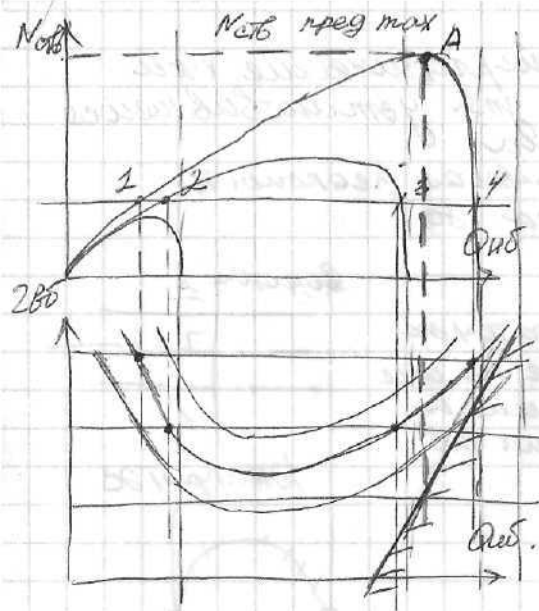
Особенности хар-к



Днепротэс



1932m
свор
1930m - 1932г.
1508



Для гидроэлектростанций ($H \leq 200$ м) характерно тождество $Q \approx 0$.
Рассчитаем эти характеристики.

Для решения проблемы на сценарии ГЭС

схема рулового ГЭС.

Дано: створ $УМО \leq Z_{гэс} \leq НПУ$
 $Z_{гэс}(Q_{гэс})$ нет/зна
проектир ГЭС;

$$k_N = const \approx 0,8; Q_{гэс} = [k_N(H_{гэс})] \text{ где } НП, ППД.$$

На ГЭС $УМ$ одинак агрегаты, на определение нагрузки на них распредел.

Кстати: $H_{гэс} \approx H_0$ (с точностью до $sh_{гэс}, sh_{гэс}$)

$$H_{гэс}(Q_{гэс}) = H_0(Q_{гэс}) = Z_{гэс} - Z_{гэс}(Q_{гэс})$$

$$N_{гэс}(Q_{гэс}) = k_N \cdot Q_{гэс}(H_{гэс}) H_{гэс}(Q_{гэс}) \cdot 10^{-3}$$

Цель: Определить расчетный диаметр уменьшения шпоров, необходимый для выбора оборудования для расчета балансов Q и N ГЭС

Алгоритм расчета: задается $Z_{гэс} = A, Z_{гэс} = B$

$Z_{гэс}(B)$

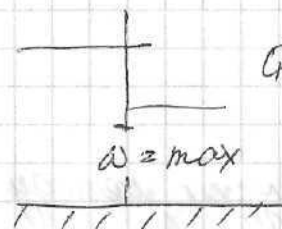
$$H_{гэс} = H_0(B, A) = Z_{гэс} - Z_{гэс}(B)$$

$$Q_{гэс}^{пред}(H_{гэс}) = \begin{cases} H_{гэс} \geq H_P, N_{гэс}^{пред} = N_{уст} \\ Q_{гэс}^{пред} = \frac{N_{гэс}^{уст}}{k_N \cdot H_{гэс}} \end{cases} \quad (1)$$

$$H_{гэс} < H_P, Q_{гэс}^{пред}(H_{гэс}) = Q_{гэс}^{уст} \frac{H_{гэс}}{H_P}$$

$$N_{гэс}^{пред}(H_{гэс}) = k_N \cdot Q_{гэс}^{пред} \cdot H_{гэс} \cdot 10^{-3}$$

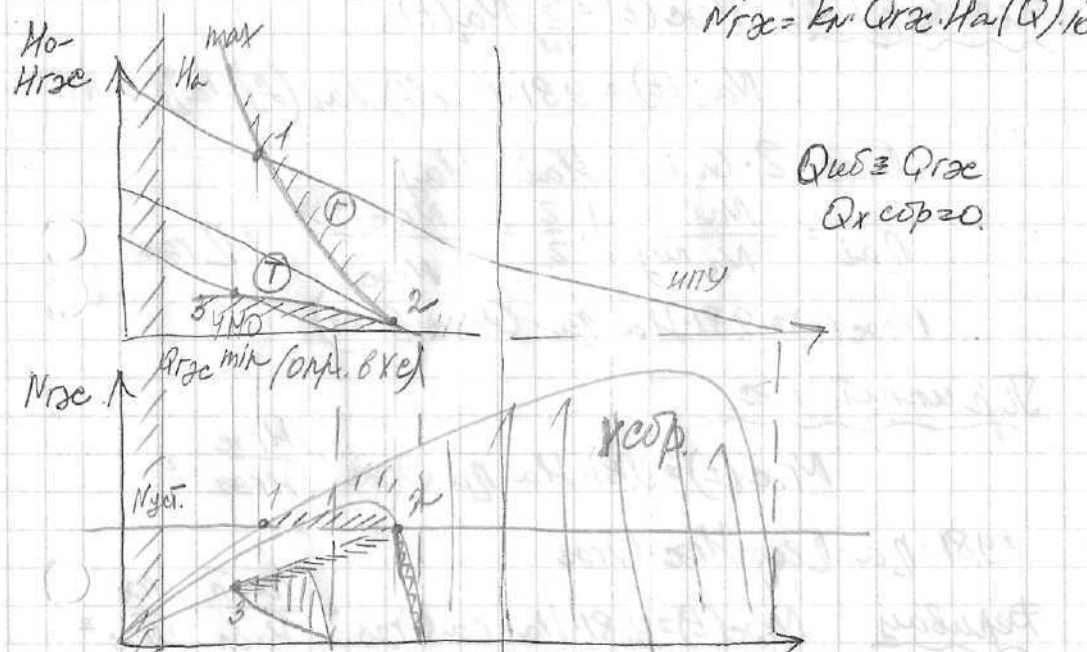
Ф-на $N_{гэс}$:



$$Q_{гэс}(H_{гэс}) = \begin{cases} Q_{гэс} \leq B, Q_{гэс} \leq Q_{гэс}^{пред} \\ Q_{гэс} \leq 0, Q_{гэс} \leq Q_{гэс}^{уст} \end{cases}$$

$$Q_{гэс} = Q_{гэс} - Q_{гэс}(H_{гэс})$$

$$N_{гэс} = k_N \cdot Q_{гэс} \cdot H_{гэс}(Q) \cdot 10^{-3}$$



$$Q_{гэс} \leq Q_{гэс}^{уст}$$

Дерев. ГЭС. 3х агрегатная с напором
 деривацией и заданным диапазоном работы
 агрегатов.
 Во всех случаях напорные и терм. х-ки
 имеют скачкообразн. х-р.

Если $0 \leq Q_{гэс} \leq Q_{гэс}^{max}$ (принп и дерив. гэд)

$z_a = const$
 Никаких скачков напора не должно быть.

дерив. гэд,
 принп
 гидр.

$H_a \rightarrow$

ног.
 Нгу.

Распред. з нагрузки между ними равен.

Для всех ГЭС: $N_{гэс}(t) = \sum_{i=1}^2 N_{ai}(t)$

$$N_{ai}(t) = 9.81 \cdot \eta_{ar}(A) Q_{ai} (L(H_a)) \cdot H_a$$

$$Q_{гэс} = 2 \cdot Q_{ai} \quad H_{ai} = H_{aj}$$

$$\eta_{ai} = \frac{N_{ai}}{N_a \cdot \eta_{ог}} \cdot \frac{1}{2} = \frac{N_{гэс}^{max}}{N_{гэс}} = \eta_{гэс}$$

$$N_{гэс}(t) = 9.81 \cdot H_a \cdot \eta_a \cdot Q_{гэс} (кВт)$$

Принп. ГЭС:

$$N_{гэс}(t) = 9.81 \cdot H_a \cdot \eta_a \cdot Q_{гэс} \cdot \frac{H_{гэс}}{H_{гэс}^2}$$

$$= 9.81 \cdot \eta_a \cdot \eta_{лог} H_{гэс} \cdot Q_{гэс}$$

Деривац $N_{гэс}(t) = 9.81 \cdot H_a \cdot \eta_a \cdot Q_{гэс} \cdot \frac{H_{абн}}{H_{абн}} \cdot \frac{H_{гэс}}{H_{гэс}^2}$

$$= 9.81 \cdot \eta_a \cdot \eta_{лог} \cdot \eta_{гэс} H_{гэс} Q_{гэс}$$

$(H_a, Q_{гэс}) \quad H_a = H_{гэс}$ руср.
 $(H_{абн}, H_{гэс}, Q_{гэс})$ принп
 $(H_{гэс} (гэс), Q_{гэс})$ гэс.

Особенности напорных харк
 руср. принп. гэд.

Форм: принп. гэд с сист. схемой (блочной)
 напорных водоводов.

однотак афелов (проектный вариант)

$z_a^{max} = 3$
 Для всех агрегатов задано: $0 \leq Q_{гэс} \leq Q_{гэс}^{max}$
 $\tilde{z}_a (Q_{гэс})$

$$\begin{array}{c|c|c} 0 & 221 & 222 & 223 & Q_{гэс}^{max} \end{array}$$

$\delta h_{лог}(Q_{гэс}), 2u5(Q_{гэс})$ (зигзаг/лог)

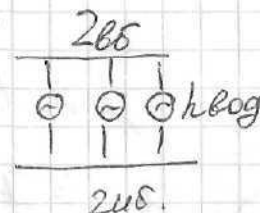
$\delta h_{гэс} = 20$. $H_p^N(H_a), Q_{гэс}^{max}(H_p^N), N_{гэс}^{зат}$

kn (пр. вар), $2u5=A, Q_{гэс}=B, \Sigma Q$

Найти:

$H_{гэс}, H_a, Q_{гэс}, Q_{хср}, N_{гэс}$

Схема ГЭС:



Алгоритм расчета: $2u5=A, Q_{гэс}=B$
 $2u5=B \rightarrow H_{гэс} = A - 2u5(B) \rightarrow$

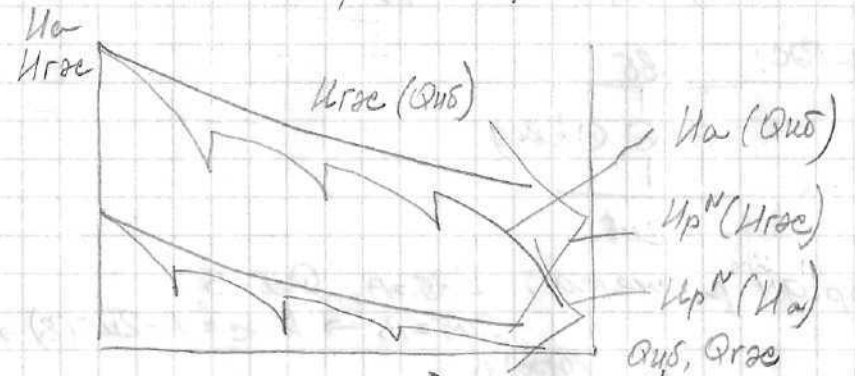
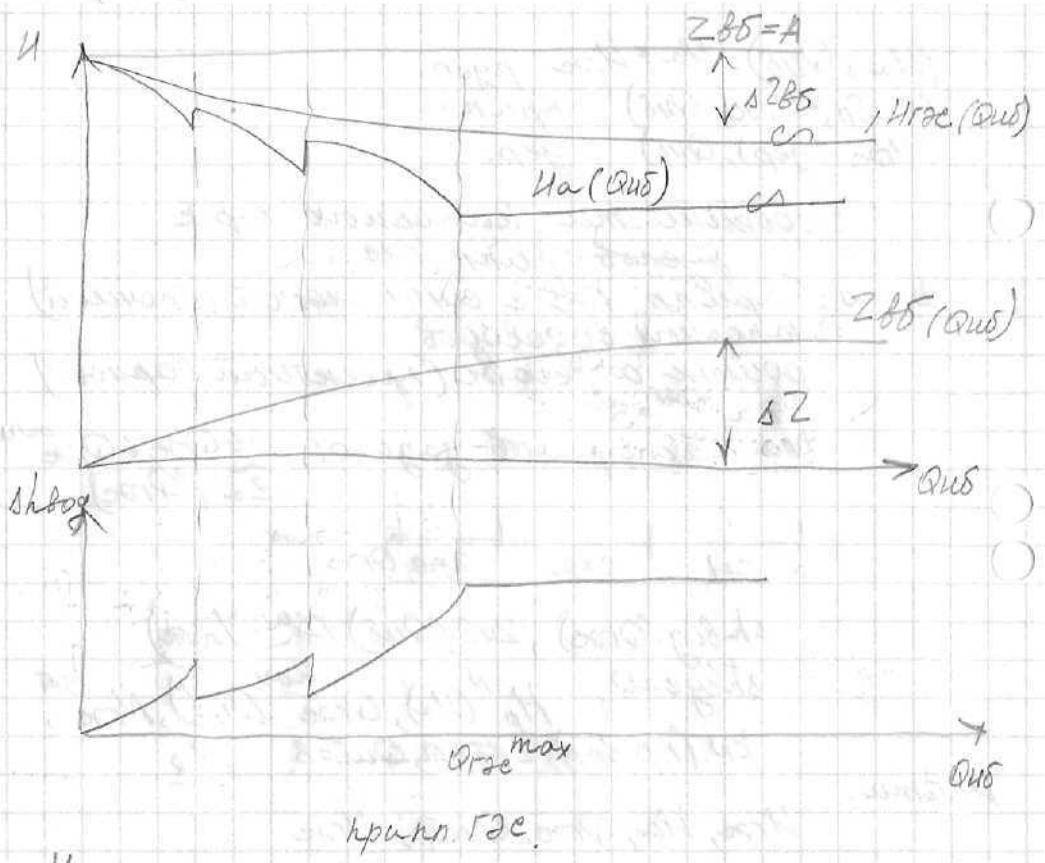
$\rightarrow H_a = H_{гэс} - \delta h_{лог} (Q_{гэс})$ Най-ал итераци. процесс.

Если $Q_{гэс} = B < Q_{гэс}^{max} \rightarrow Q_{гэс} \geq Q_{гэс}^{max}$
 $\Rightarrow Q_{гэс}^{max} \rightarrow Q_{гэс} \geq Q_{гэс}^{max}$

$$\rightarrow Q_{гэс}^{рег}(H_a^1) \rightarrow Q_{гэс}^1(H_a^1) \rightarrow \frac{Q_{гэс}^1 - Q_{гэс}^0}{Q_{гэс}^0} \leq \Sigma Q$$

$$\textcircled{*} \leq \Sigma Q \rightarrow \text{стоп} \rightarrow N_{гэс} = kn \cdot Q_{гэс} \cdot H_a$$

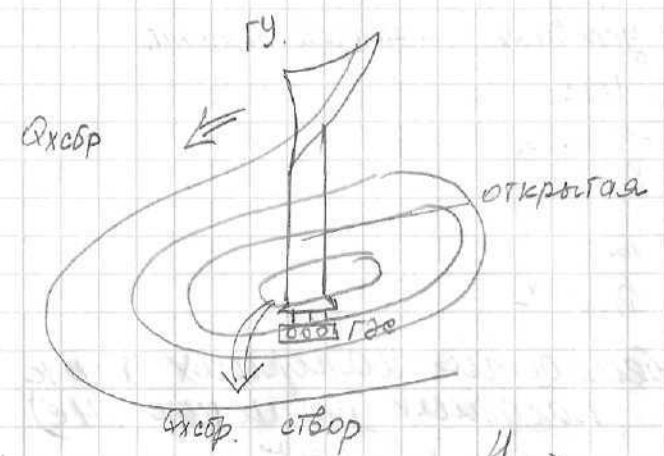
$$Q_{гэс} = Q_{гэс}^2 (?)$$



$$H_p^N = \begin{cases} (H_a, Q_{ub}) \rightarrow H_a = H_p^N \\ (H_{ga}, Q_{ub}) \rightarrow H_{ga} = H_p^N + \Delta h_{ог} \end{cases}$$

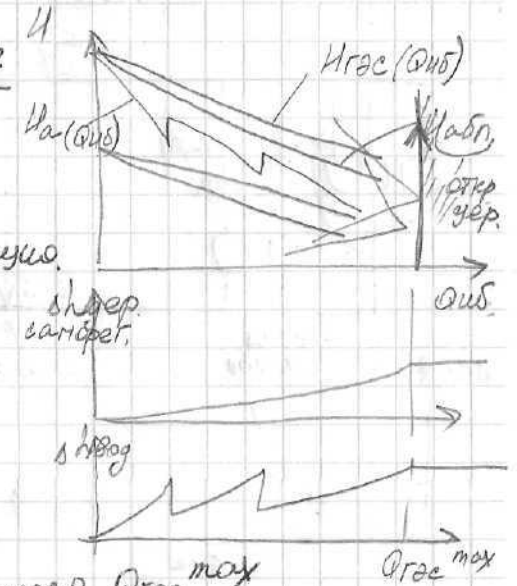
Дериваци. ГЭС: итераци. процесс для учета потерь $\Delta h_{ог}$.

Доп. итераци. пр. при учете затв. $\Delta h_{ог}$.
от $Q_{га}$, $Q_{уб}$. $\rightarrow$ хсбр из напорного бассейна доп. итер. процесс ит. без итер. дериваци.



Для приплотинных ГЭС
 $H_a(Q_{ub})$
 $H_{га}$

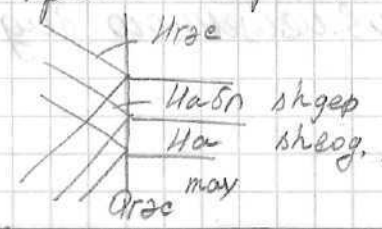
Для дериваци. ГЭС:
Если напорная деривация, иммерзется только $H_{га}$, все остальные виды напоров остаются



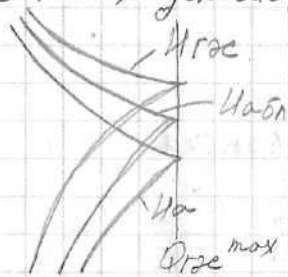
Особенности значений $Q_{га}^{max}$ в различных коор-тах по напору.
(H_a , $Q_{уб}$) ($Q_{абн}$, $Q_{уб}$) ($H_{га}$, $Q_{уб}$)

$$Q_{га}^{max} = \frac{N_{га}^{уст}}{9,81 \cdot \eta_a \cdot H_a(H_a, Q_{уб})} \cdot \frac{H_{га}}{H_{га}^{крист. ГЭС}} = \frac{N_{га}^{уст}}{9,81 \cdot \eta_a \cdot \eta_{ог} \cdot H_{га}(H_{га}, Q_{уб})}$$

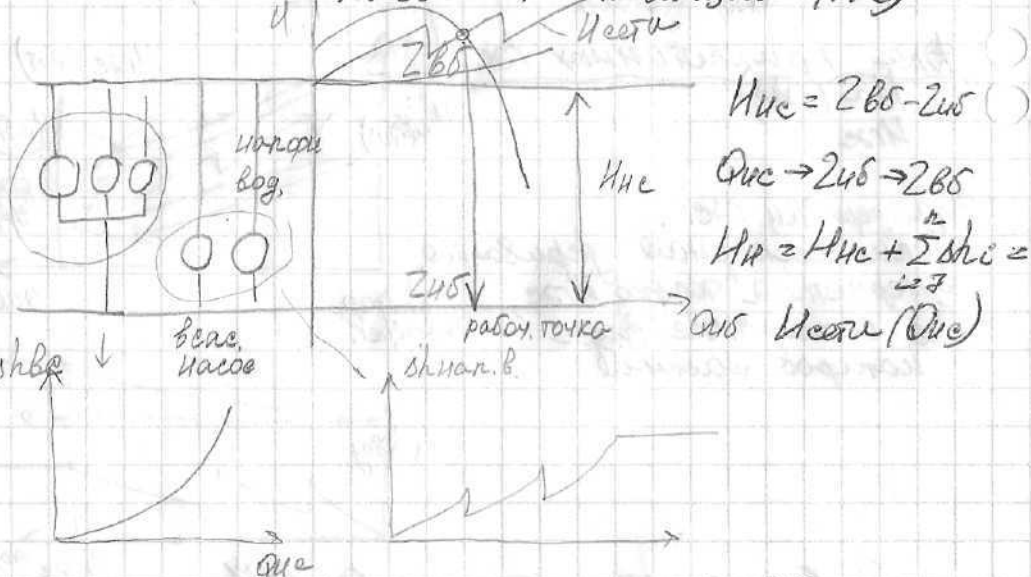
Для проектных расчетов линии огранич.



В реальных условиях эксплуат. вариант.



Особенности напорных хвостов насосных станций (НС)



$$H_{ис} = Z_{вс} - Z_{из}$$

$$Q_{ис} \rightarrow Z_{из} \rightarrow Z_{вс}$$

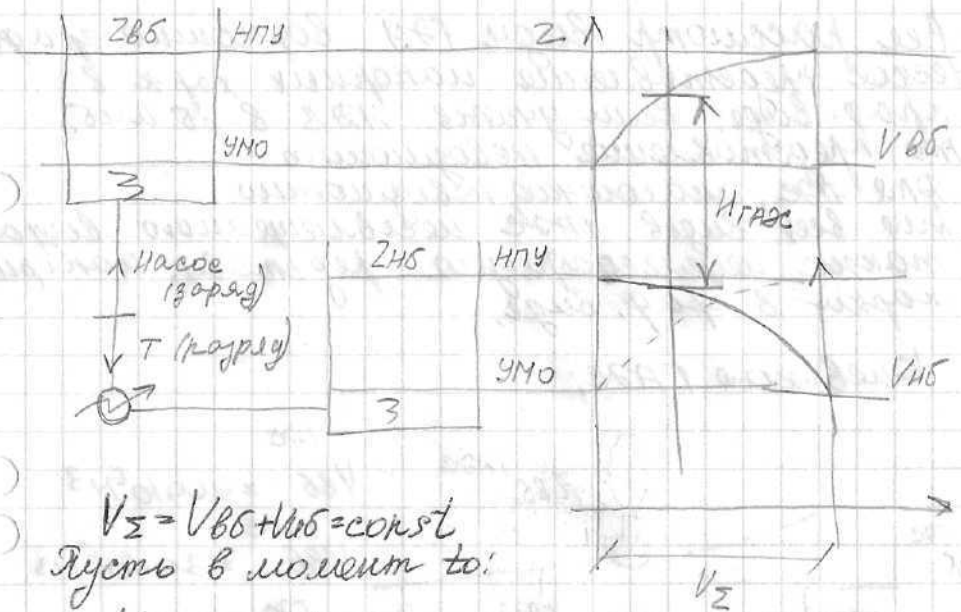
$$H_{и} = H_{ис} + \sum_{i=1}^n \Delta h_{ис} =$$

$$Q_{ис} H_{исет} (Q_{ис})$$

Необх. условие устойчивой работы насосов ввода насоса на сеть

Для центробежных насосов регулировка нагрузки не может. Изменение нагрузки осуществляется изменением числа агрегатов

Особенности напорных хвостов ГЭС несоблещенного вида



$V_{\Sigma} = V_{вс} + H_{ис} = const$
Пусть в момент t_0 :

$$V_{вс} \geq 0 \quad Z_{вс} \geq H_{ис}$$

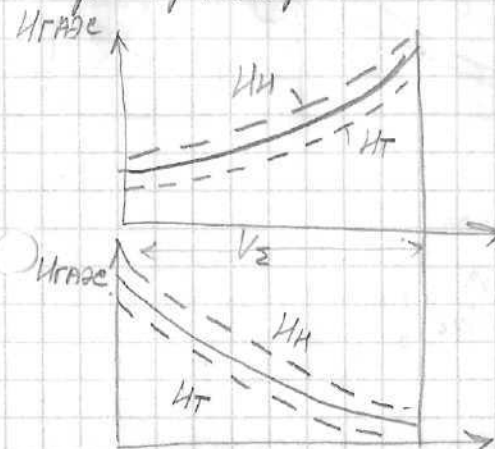
$$V_{ис} \geq V_{\Sigma} \quad Z_{из} \geq H_{ис}$$

$$H_{гас} (V_{ис}) = Z_{вс} (V_{ис}) - Z_{из} (V_{ис} - V_{вс})$$

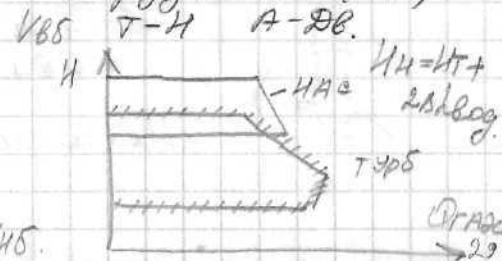
Турбинный режим: $H_{т} = H_{гас} - \Delta h_{вод.}$ (ранее прип. гас)

Насосный: $H_{и} = H_{гас} + \Delta h_{вод.}$ (насосная станция)

При проектировании $\Delta h_{вод.}^T, \Delta h_{вод.}^H = const$

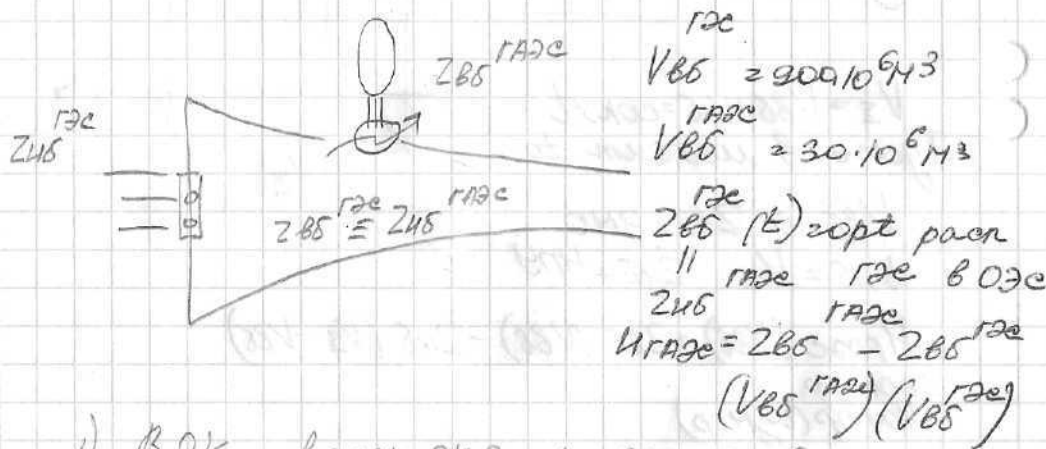


Если на ГЭС несоблещенного вида установлено обратное оборудование (ОР)

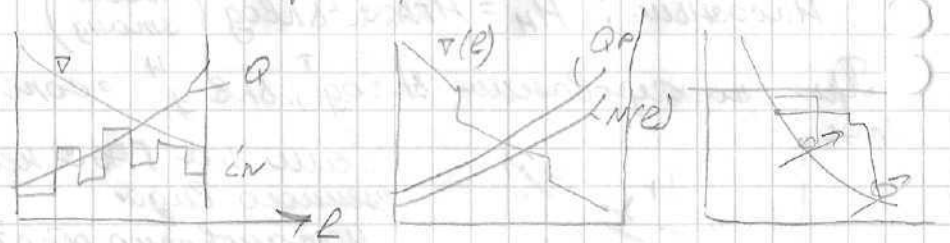


Все рассматр. виды ГЭУ возможно графическое представление напорных хар-к в граф. виде. Если учесть. НДВ в вб и сб, то представление невозможно для ГЭУ, аналогично невозможно для всех видов ГЭУ несбалансированного вида такие несбалансированно представл. напорн. хар-ки в граф. виде.

Киевская ГЭС:



- 1) ВЭК вероток и его особен. баланс напора, расхода разных видов ГЭУ
- 2) Нап. и энер. хар-ки ГЭУ.



$$Q_{НС} = Q_{ГЭС} + Q_{пр} = Q_{в} + Q_{сб.р.}$$

Найти ошибки!

10.11. Солнечная энергетика. Введение основные понятия. Определения.

- 3 основных понятия:
- мощность (интенсивность потока солнечного излучения или солнечной радиации) $N, \text{Вт/м}^2$

$$1 \text{ Вт} = 1 \frac{\text{Дж}}{\text{с}}; 1 \frac{\text{ккал}}{\text{мин. см}^2} = 698 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$$

- энергия солнечного излучения или поток солнечного излучения $H, \text{кВт.ч}$

$$Q(T) = \int_{t_0}^{t_k} P(t) dt \quad \text{кВт.ч, МДж}$$

$$T = t_k - t_0$$

$$1 \text{ кВт.ч} = 3,6 \text{ МДж}, 1 \text{ МДж} = 0,278 \text{ кВт.ч}$$

$$1 \text{ кВт.ч} = 2000 \text{ ккал} = 29330 \text{ кДж} = 8,147 \text{ кВт.ч}$$

- продолжительность солнечного сияния

$T_{СС}, \text{час}$
 $T_{СС} = 1 \text{ сут} + 1 \text{ нед} + 1 \text{ мес} + 1 \text{ год}$
 время от захода до восхода солнца (от центра солнца)

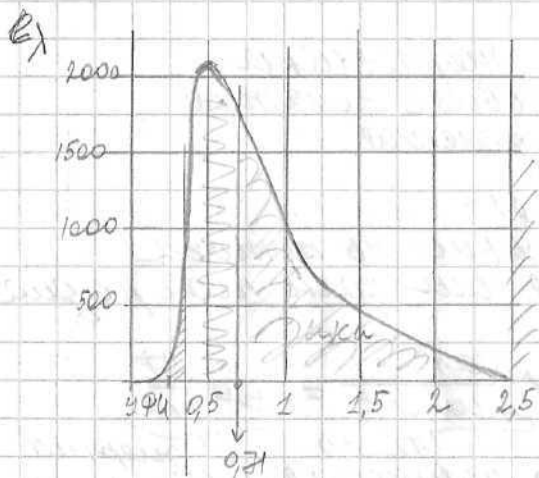


при этом энергия фотона $\epsilon_{ф} = \frac{h}{\lambda}$

Если взять за пределами атмосферы земли площадку $\perp$ солнечным лучам, то в табличном виде приход солнечной энергии

$\lambda, \text{мкм}$	0,115	0,2	0,4	0,48	0,6	0,8	1	1,4	2,8	4
$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{мкм}}$	0,002	10,7	1429	2074	1666	1109	748	337	39	9,5

спектр солнечного излучения.



$0.4 \div 2.4 \rightarrow 98\%$
 При основных полосах:
 2% УФИ $0.4 \div (0.3 - 0.38)$
 48% Видимая часть
 $(0.3 - 0.38) \div 0.71$
 45% ИК-И $0.71 \div 2.4$

$$E_0 = \int_0^\infty E_\lambda(\lambda) d\lambda - \text{солнечная константа}$$

По мировому соглашению в 1981 г.

$$E_0 = 1370 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2} \approx 1.96 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$$

Россия: $E_0 = 1350 - 1360 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$

E_0 меняется как в течение года, так и по годам в каждой точке земной пов-ти.

$$E_0(t) = \begin{cases} \text{в течение года} \\ R(t) \pm 1.5\% \\ \text{земля движется по эллипсу (4-2)\%} \end{cases}$$

$E_0(\text{годы})$
 Циклы
 Солнечной активности

Требуемый объем наблюдений
 $T_{\text{треб}} > 17 \text{ лет } (> 25 - 50 \text{ лет})$

Тр-к излучения E_0 в течение года



Солнечное излучение (E_0) на пов-ти Земли

100% прихода E_0 в космос! $\rightarrow$ отражение 34%
 - поглощение 19%
 - пропускание 47% (доходит до земли)

Дефицитности E_0 на пов-ти Земли:
 1. Смерть ^{практически} неисчерпаемый источник энергии на земле

- 1.1 Невозобновляемые ископаемые ресурсы: нефть, уголь, нефть, газ, уран $60000 \cdot 10^{12} \text{ кВт}\cdot\text{ч}$.
 Срабатывание: $60000 \cdot 10^{12} \text{ кВт}\cdot\text{ч} / \text{год}$
- 1.2, Россия: приход за год E_0 $70 \cdot 10^{15} \text{ кВт}\cdot\text{ч} / \text{год}$

$$I_{\text{год}}^{\Sigma} = 875 \text{ ТВт}\cdot\text{ч} \quad 127.5 \text{ МВт}$$

1.3 РФ: приход E_0 за 7 суток превышает все запасы невозобн. запасов ресурсов.

Мировое потребление нефти за год соответ. тому, что природа создает за 2 млн. лет.

Ресурсы E_0 в РФ по оценкам 1984 года:

Эвал	Этехн	Ээкон
$2,07 \cdot 10^6$	2070	35,5
100%	0,1% Эвал	0,5% Этехн

$$1 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Потребности России по площадям (территория) для размещения СЭС

Россия: $F_{\Sigma}^{\text{РФ}} \approx 15 \cdot 10^6 \text{ км}^2$
 население $n \approx 146 \text{ млн. чел.}$

$$\frac{Q_{\text{вал}}}{n} = k_n^{\text{вал}} = 48,4 \cdot 10^6 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{чел} \cdot \text{год}} \text{ (на 1 чел. год)}$$

$$\frac{Q_{\text{вал}}}{F_{\Sigma}} = k_F^{\text{вал}} = 471 \cdot 10^6 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{км}^2 \cdot \text{год}} \text{ (на 1 км}^2\text{)}$$

$$Q_{\text{РФ}}^{\text{РФ}} \approx 875 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$k_{\text{чел}}^{\text{чел}} = 6164 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{чел} \cdot \text{год}}$$

Тусь:

$$\frac{Q_{\text{ср}}}{Q_{\Sigma}} \approx 20\% \approx 200 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}$$

$$\eta_{\text{ср}} = 10\% \text{ (солнеч. э-тов на кремнии)}$$

$$F_{\text{треб}}^{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{ср}}}{\eta_{\text{ср}} \cdot k_F^{\text{чел}}} = \frac{200 \cdot 10^9}{0,1 \cdot 471 \cdot 10^9} \approx 4246 \text{ км}^2 \text{ (} 65 \times 65 \text{ км)}$$

0,028% от общей площади.

2. Срадиация сегодня достаточно хорошо изучена для ее использования в климатологических расчетах, но не для энергетических

3) Относит. безопасность преобразование с в другие.

4) Это закономерные и случайные составляющие в приходе срадиации во времени, что затрудняет получение достоверной инф-ции для получения

а также из-за их ограниченности по терр. РФ.

5) Но приход ср на земле имеет огромное количество факторов это время в течение суток, сезон, широта, долгота, облачность, турбулентность атмосферы, озон, высота, рельеф, место расположения приемной площадки на земле и ее ориентации на солнце, технические условия

Вывод: Для получения достоверной исходной инф-ции о срадиации на пов-ти земли необходимо иметь для энергетических целей достаточно длинные ряды наблюдений $> 11 \text{ лет}$ и самое главное знать строение и св-ва земной атмосферы, к-рые изучаются в метеорологии

Особенности информ-ого обеспечения энергетич. расчетов СЭС или СЭУ, требования энергетика к рядум $R_{\Sigma}(\pm)$ или $I(T)$

Существ при направлении использования сс (СЭУ) в энергетике:

1) работа СЭС (СЭУ) в ОЭС (ЭЭС)

$$\sum_{i=1}^n N_{\text{ЭС}i} \ll P_{\text{с-мн}}^{\text{max}}$$

$N_{\text{ЭС}i}$ - дублированная мощ-ть $\rightarrow$ не требует компенсации за счет установки доп-ной мощ-ти ТЭС, ГЭС, АЭС.

Основной критерий работы: $\Delta B_{\text{экономика}}(\text{ЭЭС}) \rightarrow$ условн. топливо

$$\Delta t_i = 1 \text{ мес } \vee 1 \text{ год}$$

2) Работа $\text{сх}(\text{сху})$ в локальной эс

$$\sum_{i=1}^n P_{\text{сх}i} \approx k P_{\text{сх}}^{\text{max}}$$

$$0,1 \leq k \leq 0,5 \rightarrow 1$$

$N_{\text{уст}}$ - полная дублированная мощность.

$$N_{\text{уст}} \Rightarrow N_{\text{дубл}} = N_{\text{уст}}^{\text{сх}} (\text{Тэс, Тэс, Аэс, Дэс})$$

(когда солнца нет)

$N_{\text{гарантир}} \approx 0$ (ноль) приходится ставить

Критерий работы: $\Delta B_{\text{эс}}(\text{Дэс}) \Rightarrow \text{так}$
надежность э.снабжения.

$$\Delta t_i = 1 \text{ час } \vee 1 \text{ сут (в зав-ти от доли сху)}$$

3) Работа $\text{сх}(\text{сху})$ на автономного потребителя.

$$N_{\text{уст}} \approx P_{\text{потр}}^{\text{max}}$$

Поскольку мощность сх полностью дублирована, здесь также треб. доп. мощность или аккумуляторы энергии.

Критерий работы: надежность и бесперебойность электроснабжения

$$\Delta t_i = 1 \text{ час (в зав-ти от категории потребителя)}$$

Напористые сети (многократное дублирование)

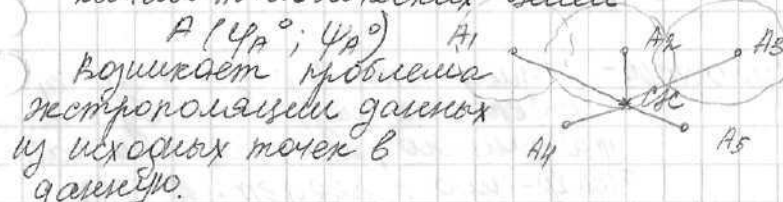
Для надежности расчетов требуется длительные ряды.

Особенности организации получения исходной информации по сх в России

1) Организация наблюдений за сх в РФ
нечетких данных:

С. 03.1978 "Тоска гидромет"
Государств. комитет по гидрометеорологии и контролю окр. среды.
Наблюдения на приземных и космических станциях или постах

Задача сети станций и ее организации: организовать д.б. такой, чтобы при миним. числе станций можно было бы получить достоверную инф-цию о всех показателях земной атмосферы для любой точки земной поверхности с целью использования ее для климатологических целей



Сеть должна работать с перекрытиями

Есть 2 группы метеостанций:

1) хорошие интерполируются (хорошо) все показатели на расст. 50 км. то на равнине ± 10 , влажность, ветер, облачность, снежный покров $\text{х(в)} \approx \text{срок}$

2) большая изменчивость по территории (расходки, редк. атм. явления $\Rightarrow \text{сх}$) $\text{х(в)} \approx \text{срок}$
необходимо учитывать вид рельефа

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{равнина} \leq 25-30 \text{ км} \\ \text{горы} \leq 10-15 \text{ км} \end{array} \right.$$

2) Актинометрия. родом метеорологии - в узком смысле слова: сов-ть методов измерения ср на земле. (с 1952 года) - в широком

родам геофизики в край изучаются солнечное, земное и атм. излучение в условиях земной атмосферы

3) Сеть станций в РФ

Гидрометеостанции проводят срочные наблюдения за метеодокторами (все основные)

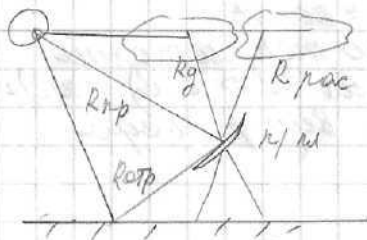
8 раз в сутки (0, 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21)
Оксируются $\Delta t_i = 1 \text{ мин}$



Обрабатывает срочные наблюдения и посылает 2 сут, 3 мес, 3 год и передает в ГГО им А. И. Воейкова.

Гидрометеостанции - измеряет 2 раза в сутки отдаленные гидрометеоданные для данного региона, не обрабатывая инф-цию передает в ГМС

Актинометрические станции криве измеряют только основные параметры $R_z, R_{пр}, R_{диф}, R_{отр}$, баланс радиации ρ (альбедо - отраж. часть) облачность.



Фактическое и требуемое число АМС

$$F_z = 15 \cdot 10^6 \text{ км}^2 \quad \bar{r} = 50 \text{ км} \quad F_{\text{треб}} = 2850 \text{ км}$$

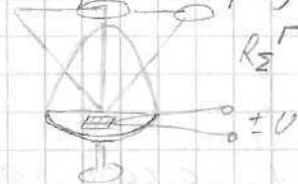
$$n_{\text{факт}} = 240 \text{ АМС}$$

$$n_{\text{треб}} = \frac{F_z}{F_{\text{треб}}} = 1910 \quad (2000)$$

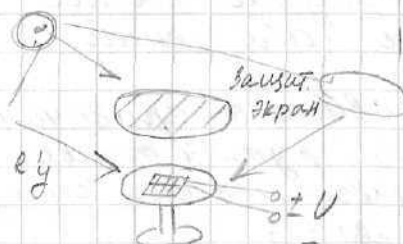
Станции неравномерно распределены по территории и ради наблюдений различны по длительности.

Приборное обеспечение актинометров

пиранометры (солариметры)



пирогелиометры



$$\rho (o.e) = \frac{R_{отр}}{R_z^Г}$$

Альбедо

Примеры ρ

вид пов-ти	$\rho, o.e$
свежий снег	0.80
лунный	0.46
сухая почва	0.32
почва после дождя	0.16
вода при $\beta \approx 40^\circ$	0.05

г Москва и область

t, мес	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$\rho, o.e$	0.71	0.72	0.58	0.2	0.2	0.21	0.21	0.21	0.21	0.26	0.38	0.5

Особенности иск инф-ции по ср для условий России.

Основа всех расчетов - срочные наблюдения (8 раз в сутки) время измерения тени



Энергия суточная, месячная, годовая на горизонтальную площадку получается на основе обработки срочных наблюдений.

$$\bar{X}(t) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i \quad \text{как правило в справочнике данные берутся только для характерного дня среднего месяца каждого года}$$

$$\bar{Q}_{\text{год}} = \bar{Q}_I \oplus \bar{Q}_{II} \oplus \bar{Q}_{III} \oplus \bar{Q}_{IV} \quad \left[\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{мес}} \right]$$

Основные ошибки в гелиоэнергетических расчетах.

- 1) приборные и измерительные (основные)
- 2) микропогодные и микроклиматические.

Основные погрешности:

ср	I	IV	VII	X	год	диапазон
$\Delta t = 1 \text{ мес} \vee 1 \text{ год}$						
Σ	8	4	3	5	1,5-2	1,5-8
пр	12	-	5	-	3	3-12
Факт	6	-	3	-	2	2-6

$\Delta t = 1 \text{ сут}$

ср	I	IV	VII	X	год	диапазон
Σ	15	9	8	12	-	8-15

пр	40	20	15	30	-	15-40
Факт	20	11	9	11	-	9-20

С увеличением интервалов погрешность резко увеличивается. Погрешности при часовых измерениях выше чем суточные.

Влияние длины ряда на ошибки $R_{\Sigma}, \Delta_{\Sigma}$

$T_1 = 15 \text{ лет}$

$T_2 = 30 \text{ лет}$

- С ↓ T от 30-15 лет ведет к ↑ ошибки в расче
- тах среднемесячных показателей на 30-80%,
- среднегодовых на 10-20%.

Методы расчета прихода суточных или месячных значений ср на горизонтальную площадку на пов-ти земли при наличии данных о фактической продолжительности солнечного сияния в точке A (φ_A, λ_A)

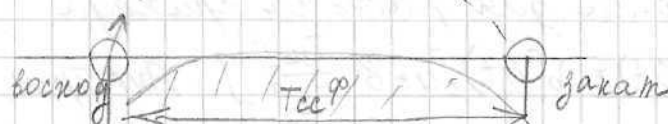
$T_{\text{ср}}^{\text{факт}} = \Sigma \Sigma^{\text{факт}}(t)$ Приход ср на гориз. площадку на пов-ти земли является основой для всех гелиоэнергетических расчетов.

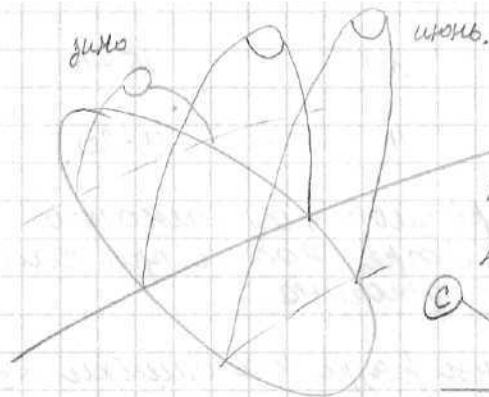
- Методика расчета прихода ср на произв. ориентированную приемную площадку.

Дано: $A(\varphi_A, \lambda_A)$ $\Delta_{\Sigma, \text{пр}, g}^{\text{факт}}(t)$
или $\beta^{\circ} = \text{const}$

Найти: $\Delta_{\Sigma, \text{пр}, g}^{\text{р}}(t)$

$$\Delta_j^{\text{р}} = f(\Delta_j^{\text{факт}})$$

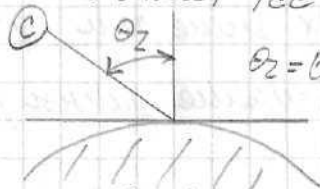




Теоретически в какой-либо точке А можно посчитать $T_{ср} = 550$

Найти: $T_{ср} = 550$

угол паде
ния и угол
зенита совпа
дают.



$$\cos \theta = \cos \omega \cos \varphi \cos \delta + \sin \varphi \sin \delta \quad (4)$$

$$\cos \omega B/3 = -\frac{\sin \varphi \sin \delta}{\cos \varphi \cos \delta} = -\operatorname{tg} \varphi \operatorname{tg} \delta$$

$$\omega_{B/3} = \arccos(-\operatorname{tg} \varphi \operatorname{tg} \delta)$$

солнце пробегает
двойной угол
за сутки.

$$\frac{24\frac{1}{2}}{360^\circ} \quad 1^\circ \rightarrow 15^\circ/\text{sec}$$

$$\omega_{B/3} = T_{ce} \cdot 15 \text{ рад/с}$$

$$T_{ce} \approx \frac{2}{15} \arccos(-\operatorname{tg} \varphi \operatorname{tg} \delta) \quad (1 \text{ ст} \approx 1 \text{ cyT} \approx 1 \text{ мес})$$

$$T_{cc}^{\circ}(st=1cyT) = T_{cc}^{\circ}(ni)$$

соот-т абсолютно Ясному дню, т.е. августа,
когда $\mathcal{Z}_\Sigma^r \equiv \mathcal{Z}_{pr}^r$

$$R_o^T(t) = R_{np}^T(t) \cos \theta(t)$$

$$\theta_0^r(t) = \int_{t_0}^t R_{rp}^r(t) \cos \theta(t) dt$$

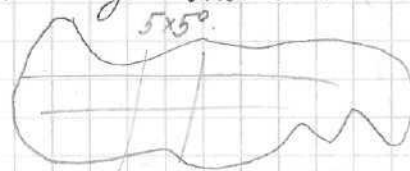
В рез-те в $A(\psi_A^0, \psi_A^0)$ имеем $T_{\text{ср}}^{\text{факт}}$, $T_{\text{ср}}^0, \lambda^0$
 Была введена φ -ла для расчета прихода суммарной
 $\lambda^0(\lambda t) = \lambda^0(\lambda t) \left[a + b \frac{T_{\text{ср}}^{\varphi}}{T_{\text{ср}}^0} \right]$ Ангстрем.

а - пропущенная облаками доля ср

 (ψ_A^b, ψ_A^c) 0-1
$$b = 1 - a - \text{задержанная:}$$

Для условий БССР и современной России вся территория поделена на квадратики для Чисел (I, IV, VII, X) задаются а и в при условии линейной интерполяции между ними.

Для условий США $q_{\text{авсост}}$ в течение года.



Физический аспект ф-лы Анжстрема.

$$= \underbrace{\Delta \sigma_0^r}_{\text{потери}} \approx \Delta \sigma_0^r \approx \sigma_0^r \left(\frac{T_{\text{ср}}^0 - T_{\text{ср}}^{\text{ф}}}{T_{\text{ср}}^0} \right)^2 \underbrace{\left(\frac{\partial \sigma_0^r}{\partial T_{\text{ср}}} \right)}_{\text{подведенная энергия}} \underbrace{\left[\frac{\partial T_{\text{ср}}^0}{\partial t} \right]}_{\substack{\text{кол-во} \\ \text{дней, когда} \\ \text{облака}}}$$

Возможные диапазоны излучения а
по терр. России.

—	I	IV	VII	X
типа	0,3 Турбат	0,25 Ср. Азия	0,26 Каренчя	0,18 Сахалин
так а	0,7 Тайныр	0,58 Чукотка	0,41 Казахет	0,46 Кабаровск
г. Москва	0,37	0,29	0,28	0,25.

Огромная
для
дисфузии
радиации

Недостатки ф-лы Англстрема.

2) трудности расчета $\frac{T_{ср}}{T_{ср}^0}$ - способ измерения разный

Иногда исп-ся ф-ла Лейбница.

$$J^r(st) = J^r[a + b' \frac{t_{\text{ср}}}{T_{\text{ср}}}]$$

соот-ет приходу ср на гориз. площадку
за пределами атмосферы.

Методы расчета J^r в космосе на границе
атмосферы.

$$J^r(st) = \int R_{\text{rp}}(t) \cos \theta(t) dt$$

$$R_{\text{rp}}(t) = e_0 \left[1 + a \cos \frac{360 \pi i}{365} \right]$$

$a = 0,033$ учитывающая форму орбиты.

ω -годовой угол $15^\circ/\text{мес}$ ($t - t_{\text{ср}}^{\text{max}}$)

для суточных интервалов:

$$J_{\text{сут}}^r \left(\frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{м}^2\cdot\text{сут}} \right) = \frac{24}{\pi} e_0 \left(\frac{\text{кВт}}{\text{м}^2} \right) \left[\left(1 + 0,033 \frac{360 \pi i}{365} \right) (\cos \varphi \cos \delta \sin \omega_z' + \frac{2\pi}{360} \omega_z' \sin \varphi \sin \delta) \right]$$

$$\omega_z' = \arccos(-\tan \varphi \tan \delta)$$

Расчет диффузной радиации для
условий РФ. $J_{\text{д}}^r(t)$

Общепринятая методика
 $\Delta t = 1 \text{ сут} \vee 1 \text{ мес}$

В основе лежит американский опыт
(Г. Медисон $\varphi = 43^\circ$)

Владивосток (облачность
небольшая)

Ясно: $J_{\Sigma}^r(st), J_{\text{д}}^r(st)$

Найти: $J_{\text{д}}^r(st)$

$$J_{\text{д}}^r(st) = \frac{J_{\Sigma}^r(st)}{K_{\text{д}}^r(st)} \quad \text{коэф-т прозрачности}$$

$$2) K_{\text{д}}^r = \frac{J_{\Sigma}^r}{J_{\text{д}}^r} = 1,39 - 4,03 K_0 + 5,53 K_0^2 - 3,11 K_0^3$$

$$3) J_{\text{д}}^r = K_{\text{д}}^r \cdot J_{\Sigma}^r$$

Недостатки применения этой методики
для условий РФ.

1) очень большая погреш-ть расчетов.

Для б.с.ср она соот. 100%

Для экв. части РФ: min-max: -65% - 3%

$$\Delta \bar{x}, \% = -8\% \div +34\%$$

Коррекция американской методики для
условий России.

$$K_{\text{д}}^r(\text{ЕЧР}) = K_{\text{д}}^r(\text{амер}) + 0,123$$

$$43^\circ < \varphi < 65^\circ$$

центр ЕЧР РФ: $50^\circ < \varphi < 60^\circ$ - с.п.

$$K_{\text{д}}^r(\text{центр ЕЧР}) = K_{\text{д}}^r(\text{амер}) + 0,136$$

$$\Delta \bar{x}, \% = +9\% \div -14\%$$

Предлагаемая методика расчета
диффузной радиации для условий
центра ЕЧР

Исходная база для данной методики
специализированная база данных по сд.
168 расчетных точек. Включает открытые данные
по среднедлительным данным по этим точкам.
Приход ср за средние по облачности сутки.

$$J_{\Sigma}^r, J_{\text{пр}}^r, J_{\text{д}}^r (st = 1 \text{ сутки} \vee 1 \text{ мес})$$

Для условий РФ надо учитывать не только год,
но и широту

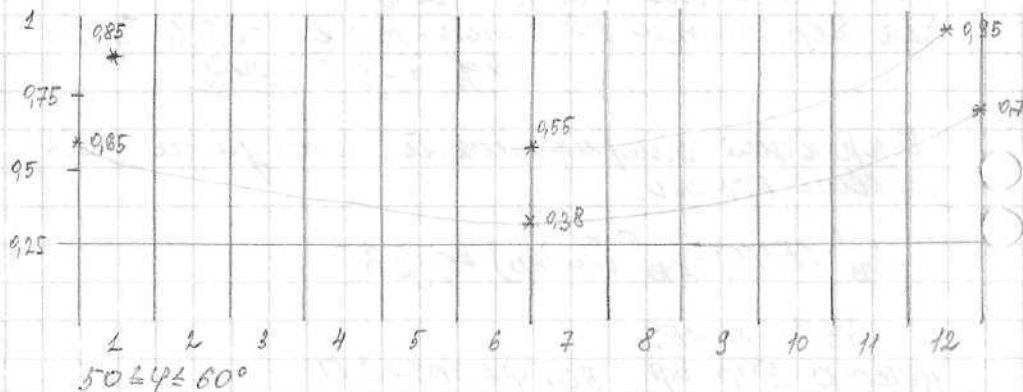
$$K_{\text{д}}^r(\text{центр ЕЧР}) = 0,2 K_{\text{д}}^*(t) + 0,8 \cdot K_{\text{д}}(K_0(t)), \text{ где}$$

$$K_{\text{д}}^*(t) = 4^\circ: 0,018 (0,8756 - 0,1296 t + 0,0104 t^2) \quad t = 1 \dots 12$$

$$k_{\Phi}(k_0(t)) = \begin{cases} -9,0583 + 7,4917 \cdot k_0(t) - 10,042 \cdot k_0^2(t) + 15,256 \cdot k_0^3(t) \\ t = 12, 1, 2, 3 \\ 1,7439 - 7,172 \cdot k_0(t) + 16,323 \cdot k_0^2(t) - 14,112 \cdot k_0^3(t) \end{cases}$$

$$\delta \bar{x} \Rightarrow 0 \quad \delta \leq 6\%$$

$$k_{\Phi}^r \quad P_{96\%} \Rightarrow \delta x < 10\% \quad P_{71\%} \Rightarrow \delta x < 5\%$$



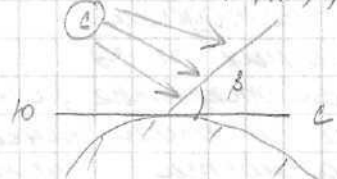
$$50^\circ \leq \varphi \leq 60^\circ$$

Практически не существует единой методики для расчета прихода ср на гориз. п/м. для $\delta t = 1$ мин.

Расчет прихода ср на наклоненную к югу п/м. с углом $\beta > 0$ за интервал $\delta t = 1$ сут в 1 мес по методу С.А. Клейна (С.Ш.А)

Дано: $m.A(\varphi_A, \psi_A)$, $\partial z^r(t)$, $p(t)$, $\beta^\circ = \text{const}$

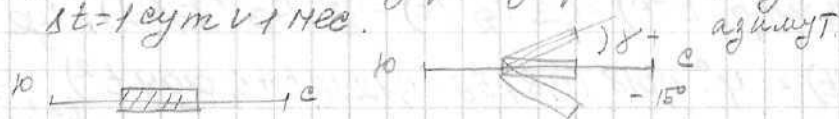
$$k_{\Phi}^r(t), k_0(t)$$



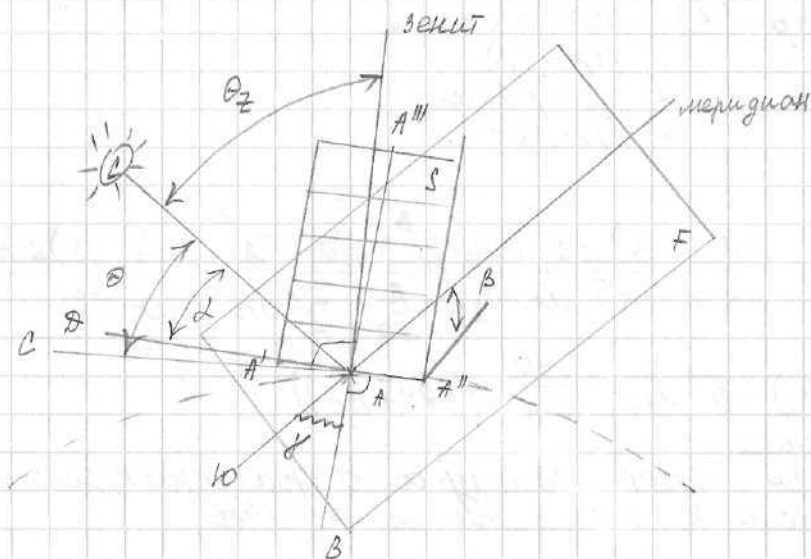
$$\text{Найти: } \partial z^B(t) = \partial z^r(t) + \partial z^B(t) + \partial z^B(t)$$

1962: Лю-Фюрдман разработали метод пересчета ср с горизонтальной на наклоненную строго к югу площадь для $\delta t = 1$ мес.

1976: С.А. Клейн модернизировал эту методику $\delta t = 1$ сут в 1 мес.



Геометрические углы приемной площади



AD - проекция солнечного луча на пов-ть

$$\angle IOAB = \gamma$$

$$\gamma^\circ \geq 0 \quad \text{с-ю}$$

$$\gamma^\circ < 0 \rightarrow \text{востоке}$$

$$\gamma^\circ > 0 \rightarrow \text{на запад}$$

$$\angle DAB = \alpha^\circ \text{ азимут солнца}$$

$$\angle CAD = \lambda$$

$$\partial z^B(\delta t) = \partial z^r(\delta t) \cdot k_z^B(x), \quad k_z^B = \frac{\partial z^B}{\partial z^r}$$

$$k_z^B(x) = k_z^B(t, \varphi^\circ, \beta^\circ, k_0, p, \delta^\circ, \omega^\circ)$$

$$k_z^B = \underbrace{(1 - k_{\Phi}^r)}_{\Delta \partial p^B} \underbrace{k_{\text{пр}}(\bar{\gamma})}_{\Delta \partial g} + \underbrace{k_{\Phi}^r \frac{1 + \cos \beta}{2}}_{\Delta \partial \varphi} + \underbrace{\frac{1 - \cos \beta}{2}}_{\Delta \partial \varphi}$$

$$k_{np}(\bar{Y}) = k_{np}(t, \varphi^\circ, \beta^\circ, k_0, \rho, \delta^\circ, 20^\circ)$$

Условия применимости: ^{ф-ла} Считается, что распределение диффузной радиации по небу ободу равномерное или изотропное.

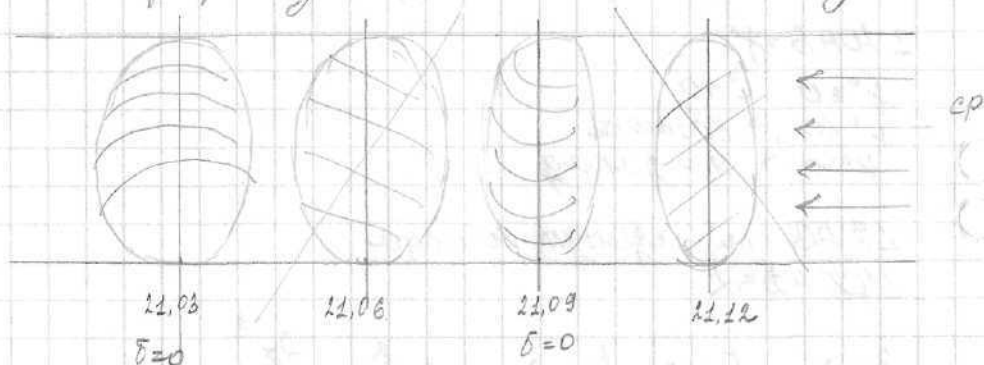
$k_{np}^\beta(\bar{Y}) = \text{таблицный}$
 $(\varphi^\circ - \beta^\circ)$
 $= \text{графики}$
 $= \text{аналит.}$

$$k_{np} = \frac{\cos(\varphi^\circ - \beta^\circ) \cos \delta^\circ \sin \bar{\omega}_z^\beta + \frac{\pi}{180} \cdot \bar{\omega}_z^\beta \sin(\varphi^\circ - \beta^\circ) \sin \delta^\circ}{\cos \varphi^\circ \cos \delta^\circ \sin \bar{\omega}_z^\gamma + \frac{\pi}{180} \bar{\omega}_z^\gamma \sin \varphi^\circ \sin \delta^\circ}$$

$$\delta(h) = \delta^\circ \sin\left(\frac{360}{365} \cdot (284 + h)\right)$$

склонение
 солнца - угол между осью вращения земли и 1-ром к плоскости ее орбиты.

Кар-р изменение δ в течение года.



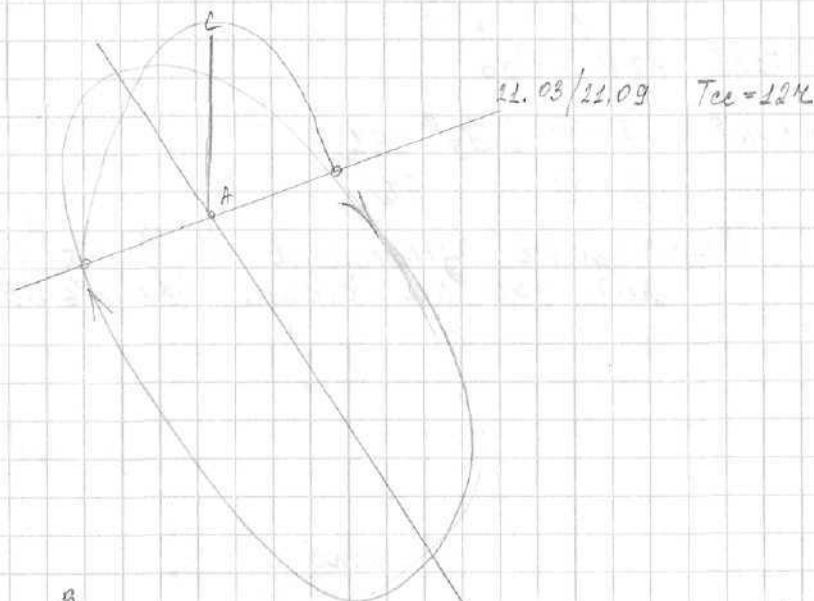
ω - часовой угол солнца - угол на экваторе земли поворачивается в т.А() к моменту t по отношению к солнечному полюсу.

$$T_{сут} = 24 \text{ ч.}$$

$$\omega = 360^\circ$$

$$\omega(14 \text{ ч}) = 15^\circ/\text{ч}$$

$$\omega^\circ(t) = 15^\circ (t - t_{\text{нач}}) + (\varphi^\circ - \varphi_{\text{сол}})$$



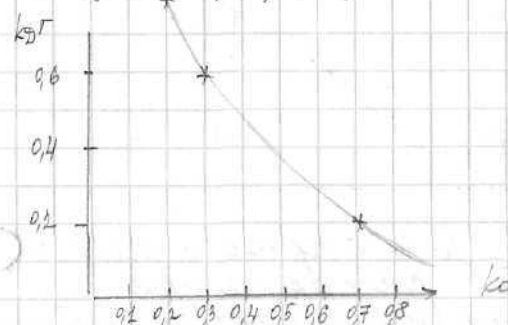
φ_z^β - часовой угол захода (восхода) солнца на наклоненную площадку

$\bar{\omega}_z^\gamma$ - " - на горизонтальную площадку.

$$\bar{\omega}_z^\gamma = \arccos(-\tan \varphi \tan \delta^\circ)$$

$$\bar{\omega}_z^\beta = \min(\bar{\omega}_z^\gamma) \text{ или } \arccos(-\tan(\varphi^\circ - \beta^\circ) \cdot \tan \delta^\circ)$$

k_ϕ^γ (амер. ф-ла)



Влияние азимута на Z_2^B

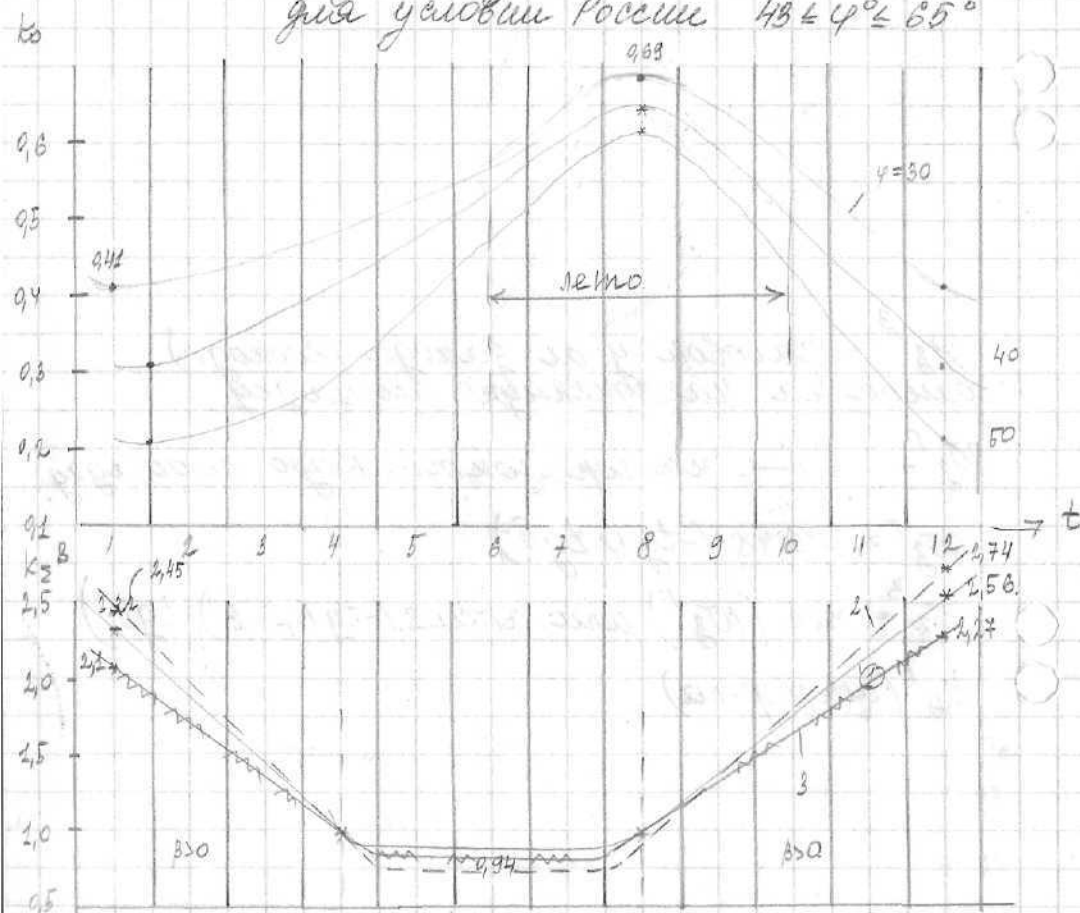
$$\gamma^0 = 0 \quad Z_{20}^B$$

$$\gamma^0 = \pm 15^\circ \quad Z_{2\varphi}^B < Z_{20}^B \quad \beta^{(-2)}$$

$$\gamma^0 = \pm 40^\circ \quad \text{I-XII} \downarrow Z_2^B \text{ 25\%}$$

$$\text{VI-VIII} \quad 5\%$$

Диапазон изменения $K_0(t)$, $K_2^B(t)$
для условий России $43 \leq \varphi^0 \leq 65^\circ$



- 1) Если $\varphi^0 = \beta^0$ условие для стран с малой диффузной радиацией расположение горизонтальной площадки наимыгоднейшее
- 2) $\varphi - \beta > 0$
- 3) $\varphi - \beta < 0$

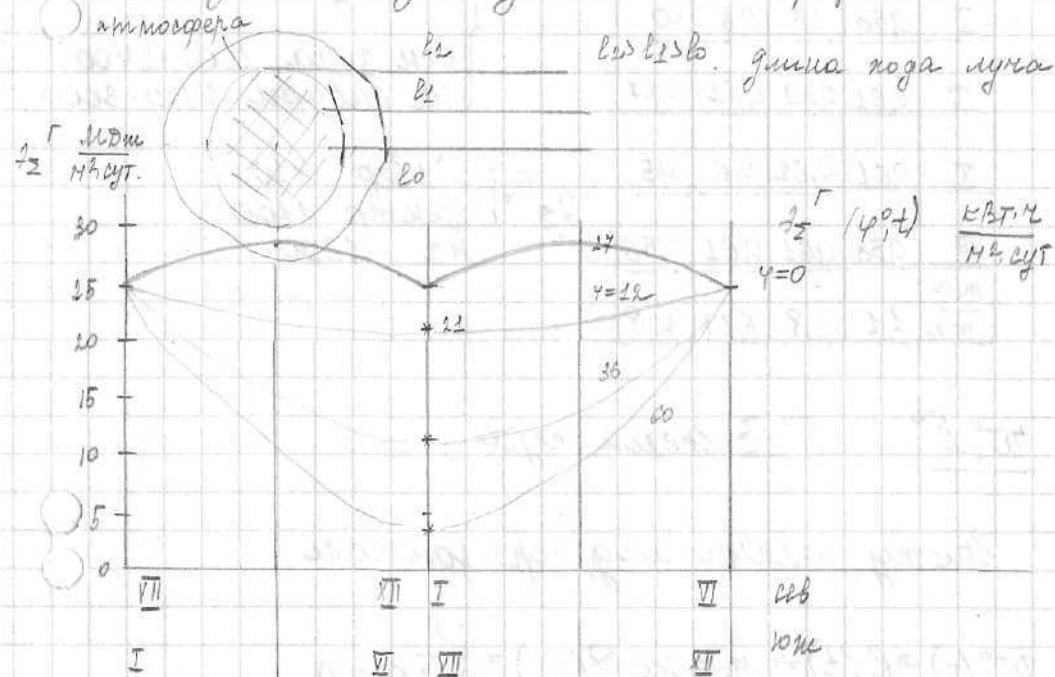
Летом

Основные и дополнительные углы и их влияние на приход ср на горизонтальную площадку на земле.

$$R_2^r = R_2^r(\bar{x}, \bar{y}) = R_2^r[\underbrace{(\beta^0, \varphi^0, w^0)}_{\text{основные}}, \underbrace{(\theta_2^0, \lambda^0, \alpha^0)}_{\text{дополнит}}]$$

Основные углы β^0, φ^0, w^0

φ^0 — меняется угол падения света $\mu/\text{м}$ и длина хода луча в атмосфере



Чем выше широта тем меньше Z_2^r и тем диапазон изменения тем и тем с изм широты

$$\varphi^0 = 0^\circ \quad 60^\circ$$

$$\frac{Z_{\max}}{Z_{\min}} \approx 1,1 \quad 30,8$$

$$\frac{R_{\text{max}}}{R_{\text{min}}} = \begin{cases} \Delta t = 1 \text{ мин} & 13 \\ \Delta t = 1 \text{ с} & 50 \end{cases}$$

$\varphi = 60^\circ$
Чем меньше Δt тем отношение $\frac{\text{max}}{\text{min}}$ больше

$$\frac{\partial \Sigma^r}{\partial \varphi} (t, \varphi), \quad \frac{\partial \Sigma^r}{\partial \varphi} \text{ max}$$

φ	0	20	40	60
I	0,58	0,6	0,3	0
IV	0,61	0,59	0,52	0,37
V	0,61	0,62	0,6	0,5
XII	0,58	0,61	0,61	0,56
max/min	4,1	1,8	5,19	30,8

РФ: $t_{\text{ср}} (\frac{\text{ч}}{\text{год}}), \Sigma^r (\frac{\text{кВт.ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{год}})$

$t_{\text{ср}} = \begin{cases} \text{север ЕУР} \\ \text{западн. Сибирь} < 1600 \end{cases}$

$\begin{cases} \text{осн зона } 1600-2400 \\ \text{юг Сибири } 2400-3000 \end{cases}$

$\Sigma^r = \begin{cases} \text{Север } 810 \\ \text{Центр } 1100 \\ \text{Юг } 1390 \end{cases}$

$\omega, \delta^\circ \Rightarrow \text{время года}$

высоту солнца над горизонтом

$$\omega^\circ(t) \Rightarrow \varphi(t) \Rightarrow m = \sec \Theta(n_i) = \frac{1}{\cos \Theta(n_i)}$$

оптическая масса

$\lambda \text{ мкм}$
 $m=0$ космос
 $m=1,5$

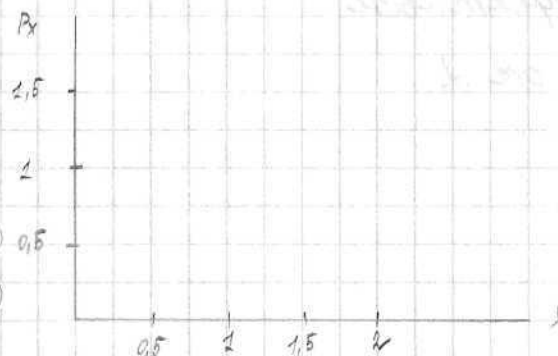
Зав-ть $e_\lambda^r(m) [\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \lambda}]$

$$e_\lambda^r(m) = \int_0^\infty e_0^r(\lambda) P_{\text{озон}}^m(\lambda) P_{\text{воздух}}^m(\lambda) d\lambda - \Sigma_3(m)$$

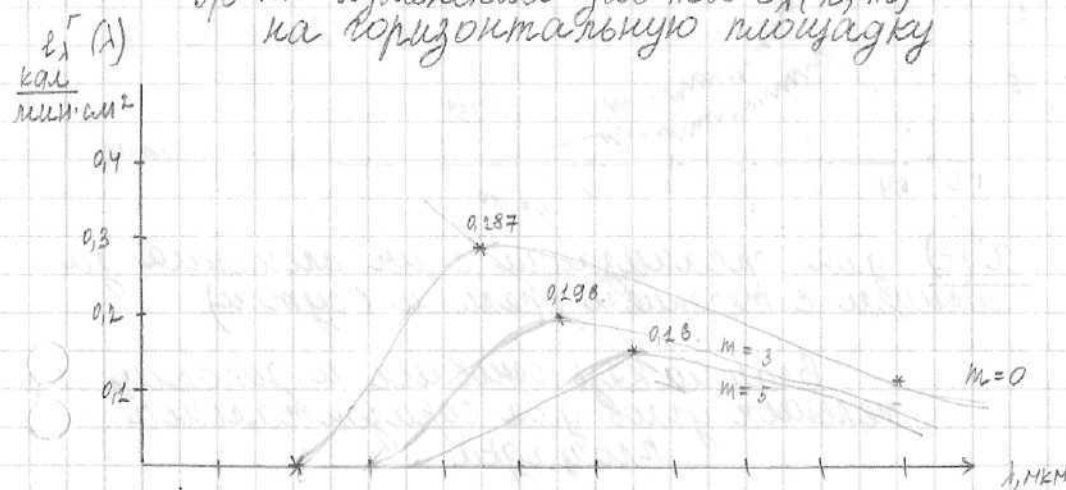
Розон, Рвозд - коэф-ты прозрачности

m - оптич. масса

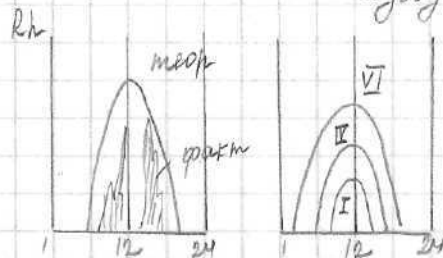
$\Sigma_3(m)$ угитыв. поглощение ср кислородом или углекислым газом



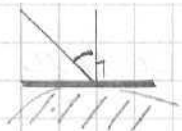
Зр-ки изменения зав-ти $e_\lambda(\lambda, m)$ на горизонтальную площадку



$\uparrow m \rightarrow \downarrow \text{max } e_\lambda^r$ сдвигается в сторону длинноволнового (инфракрасного) излучения.



$$\theta_z^\circ$$

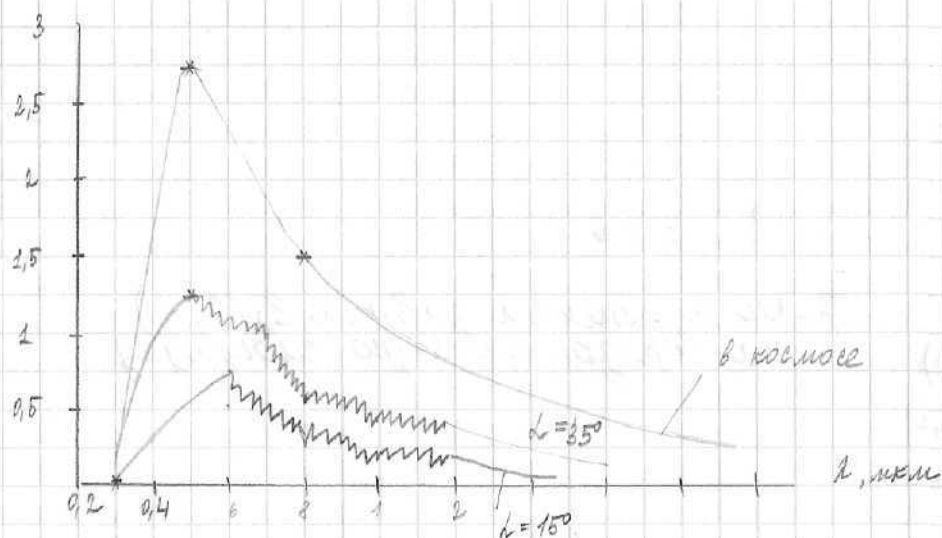


$$\beta^\circ = 0, \theta = \theta_z$$

$L^\circ(t) = 90 - \theta_z^\circ(t)$ сильно меняется в течение суток

$L^\circ(t) \leq 15^\circ$ - не эффективен

Зав-ть ^{спектра} λ от L



$\alpha^\circ(t)$ для организации с-мы слежения за солнцем с течением времени (сутки)

Взаимосвязь основных и дополнительных углов для горизонтальной площадки

$$\cos \theta_z = \cos \theta = \cos w \cos \varphi \cos \delta + \sin \varphi \sin \delta$$

$$\sin L^\circ = \sin (90 - \theta_z) = \cos \theta_z$$

$$\sin \alpha^\circ = \sec L^\circ \cos \delta \cdot \sin w^\circ$$

$$\begin{aligned} w &= 0 & t &= t_{\text{ногдн}} \\ w &> 0 & t &> t_n \\ w &< 0 & t &< t_n \end{aligned}$$

Методы расчета θ или угла падения солнца в общем случае

$$\begin{aligned} 1. \quad \gamma \neq 0, \beta \neq 0 & \cos \theta = \sin \beta [\cos \delta (\sin \varphi \cos \gamma \cos w + \sin \varphi \sin w) - \\ & - \sin \delta \cos \varphi \cos \gamma] + \cos \beta [\cos \delta \cos \varphi \cos w + \sin \delta \sin \varphi] \\ 2. \quad \cos \theta &= (A - B) \sin \delta + [C \sin w + (D + E) \cos w] \cos \delta \end{aligned}$$

$$A = \sin \varphi \cos \beta$$

$$B = \cos \varphi \sin \beta \cos \gamma$$

$$C = \sin \beta \sin \gamma$$

$$D = \cos \varphi \cos \beta$$

$$E = \sin \varphi \sin \beta \cos \gamma$$

Частные случаи

$$\beta^\circ = 0, \cos \theta = \cos \delta (\sin \varphi \cos \gamma \cos w + \sin \varphi \sin w) - \sin \delta \cos \varphi \cos \gamma$$

$$\beta > 0, \cos \theta = \sin (\varphi - \beta) \sin \delta + \cos (\varphi - \beta) \cos \delta \cos w$$

$$k_n \text{ уд} (N_{\text{уд}}^{\text{взр}}) = 2369,7 N_{\text{уд}}^{-0,2163}$$

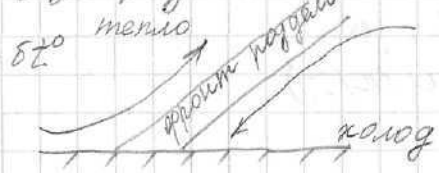
$$N_{\text{уд}} = KBT$$

$$k_n = \frac{\text{уд}}{KBT}$$

Теоретические основы ветроэнергетики.
Ветер - движение воздушных масс относительно земной пов-ти.

Причина: вращение земли, неоднородность, неравномерность земли, нагрев.

Следствие: неоднородность атм. давления P в разных точках земной пов-ти и по высоте из-за разной пл-ти воздуха $[\text{кг/м}^3]$ $\text{Чем } t^\circ \downarrow, \rho$



Направление от куда дует ветер.

$$\rho = \frac{p \text{ [мм рт.ст.]}}{760 \cdot R \text{ уд газовая конст сухого воздуха}} \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]$$

$$H(\text{м}) < 70 \div 100 \text{ м (200 м)}$$

Стандартная атмосфера.

$$\rho = 1,293 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; t^\circ = 0^\circ; p = 760 \text{ мм рт.ст.}$$

$$(\rho = 1,226 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3})$$

Сложности для приземного слоя

1. Необходимость учета естеств рельефа
2. Различных препятствий
3. Инерционных процессов.



Информационное обеспечение ветроэнергетических расчетов

Метеорология → Роскомгидромет → ГМП, ГМС, ГМ
До начала 80-90-х гг. XX века измерения
проводились 4 раза в сутки (срочные
наблюдения: 1, 4, 13, 19)
сейчас - 8 раз в сутки (0, 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24)
миним. объем наблюдений

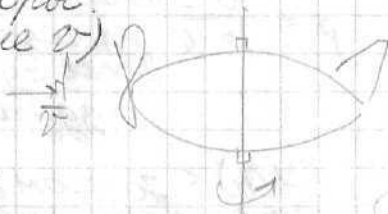
$$|V| = \left[\frac{M}{s} \right] \quad \vec{V} - \text{8 румбов}$$



Приборное обеспечение:
как правило во всем мире
измерения проводятся на
выс-те флюгера $H_f = 10 \text{ м}$ (12)

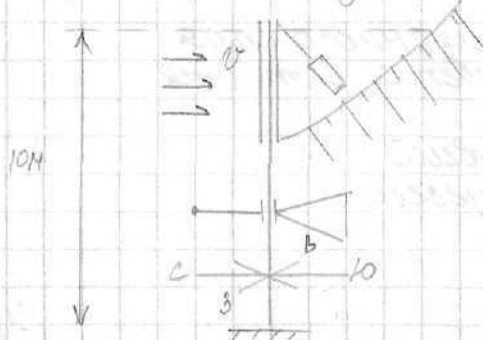
- анемометры
в зав-ти от ск-ти
ветра $|V| \rightarrow n(V) \rightarrow V(B) = V(n(V))$
 $CV \leq 5-7\%$

- более современные приборы
а) трубка Пито (большие V)
б) анемометр М-63М

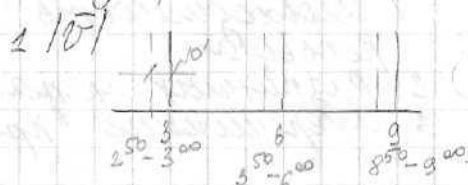


$\Delta t = 1 \text{ мин}$
 $\bar{V}$ средн. ск-ть за $\Delta t = 10 \text{ мин}$
 $V(t) \quad \Delta t = 3-5 \text{ с}$
 $V^{\max}(t)$
 $\vec{V}(t)$ (напр.)

- флюгер Вильда (большинство исп-ют)

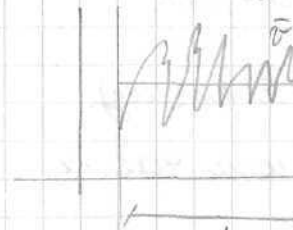


8 измерений



$$2. \quad V^{\max}(t)$$

$\Delta t = 10 \text{ мин}$ измер. макс. ск-ть



$$K_{\text{срыв}} = \frac{V^{\max}(t)}{V(t)} \quad \Delta t_1 = 2'$$

$$3. \quad \vec{V} \quad \Delta t = 10'$$

$$4. \quad t_0 \quad 50-5^2$$

р как можно ближе

ГМС 8 точек

$$\bar{V}_{\text{сут}} = \frac{1}{8} \sum_{i=1}^8 V_i$$

$$\bar{V}_{\text{мес}} = \frac{1}{n_{\text{мес}}} \sum_{j=1}^{n_{\text{мес}}} V_j^{\text{сут}}$$

$$\bar{V}_{\text{год}} = \frac{\sum_{m=1}^m \bar{V}}{m}$$

$T_{\text{набл}} \geq 10-12 \text{ лет}$ (Вольф)

Направления использования

1. Системные ВЭУ $N \geq 100-150$
2. Локальные ЭЭ $N < 100-150$
3. Автономный потребитель.

$$N_{\text{вэу}}(t) \approx 0$$

Интерполяция исходных данных
в заданную точку

Дано: $T, A_i(\varphi_i^0, \psi_i^0) \rightarrow \text{ГМС} \rightarrow \text{иск. данные по ВЭ}$
 $T, B(\varphi^0, \psi^0) \rightarrow \text{проект ВЭУ}$

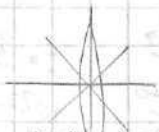
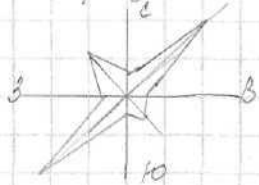
Задача пересчета иск. данных в т.В.

$L = 60-70$ км, хор экстр $\pm 0, \bar{v}_0$, облачность, Тсе

$L = \begin{cases} \approx 25-30 \text{ км равн} \\ \approx 10-15 \text{ предгорья} \end{cases} \rightarrow \text{кос, атм, обн,}$

Итоговые данные за годовой период.

$\vec{v} \rightarrow$ "роза ветров": о.е. (%) или часах.



Сильно влияет на расположение ВЭУ в составе ВЭ (ветропарки)

$T_{год} = 8760$

$10^1 - \frac{M}{C}$ шкала Бофорта 12 баллов

0-1-2 : $0 \leq v \leq 3,6$

иногда тихий, легкий
Осушим лицом, шерсть листьев

3-4 : $3,6 \leq v \leq 8,5$

слышен умеренный
колеблются тонкие ветки; поднимается пыль, летает бумага

5-6 : $8,5 \leq v \leq 14$

сильный сильный
судят провода, раскачиваются листья на деревьях

7-8-9 : $14 \leq v \leq 25$
крепкий очень сильный

10-11-12 : $v > 25$
сильный жестокий шторм

$v_p \leq 25 \frac{M}{C}$
(20)

вадает попу-то.

$v_{урав} \leq 60(65) \frac{M}{C}$
на прочность ВЭУ

Полученные данные срочных наблюдений проходят сред. статистич. обработку, в предположении, что мы имеем дело со случайными независимыми событиями.

Ряд д.б. фреатичным и стационарным.

выборка
о или ()
н-ры д.б. одинак.
с течением времени
не меняется

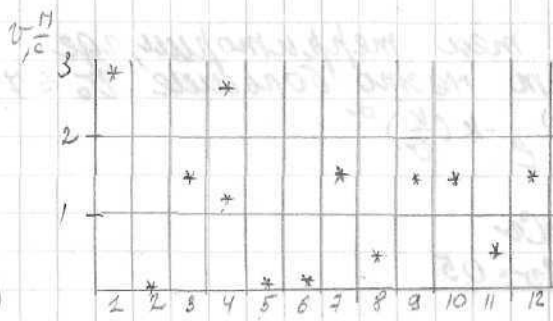
ГГО-Тавная
геофизическая
обсерватория

им. А.А. Воейкова
Фиксируются показания и в тот или иной расчетный диапазон

$18 \leq v \leq 24$	$0 \leq v \leq 10$
2	$10 \leq v \leq 18$
3	$18 \leq v \leq 24$
4	$24 \leq v \leq 30$
6	$v > 30$



такая графика не приемлема для энергии



влияния $t_{анал}(v)$ кроме либо в граф. виде, либо в анализ.

Наиболее представимые формы $t(v)$
Г.А. Гриневич (ср. Азия, Казахстан)

$$t(v) = \frac{\Delta v}{v} \cdot 2 \cdot \left(\frac{v}{v_0}\right)^p e^{-\left(\frac{v}{v_0}\right)^n}$$

$$2p, n = const$$

$$v \approx v_0 \quad \left(v - \frac{\Delta v}{2}\right) \leq v \leq \left(v + \frac{\Delta v}{2}\right)$$

$$\Delta v \approx 1 \frac{m}{c}$$

М.В. Голодин (для тех территорий, где имеет место $v_0 \leq 7$)

$$t(v) = \frac{\Delta v}{v} \left(\frac{v}{v_0}\right)^{a-1} e^{-k\left(\frac{v}{v_0}\right)^a}$$

Гидрополия $C_s = 2C_v$

Метеорополия $C_s = C_v = 0,5$

Наиболее распростран. (для всех равнинных территорий России $4 \leq v_0 \leq 20$ м/с)

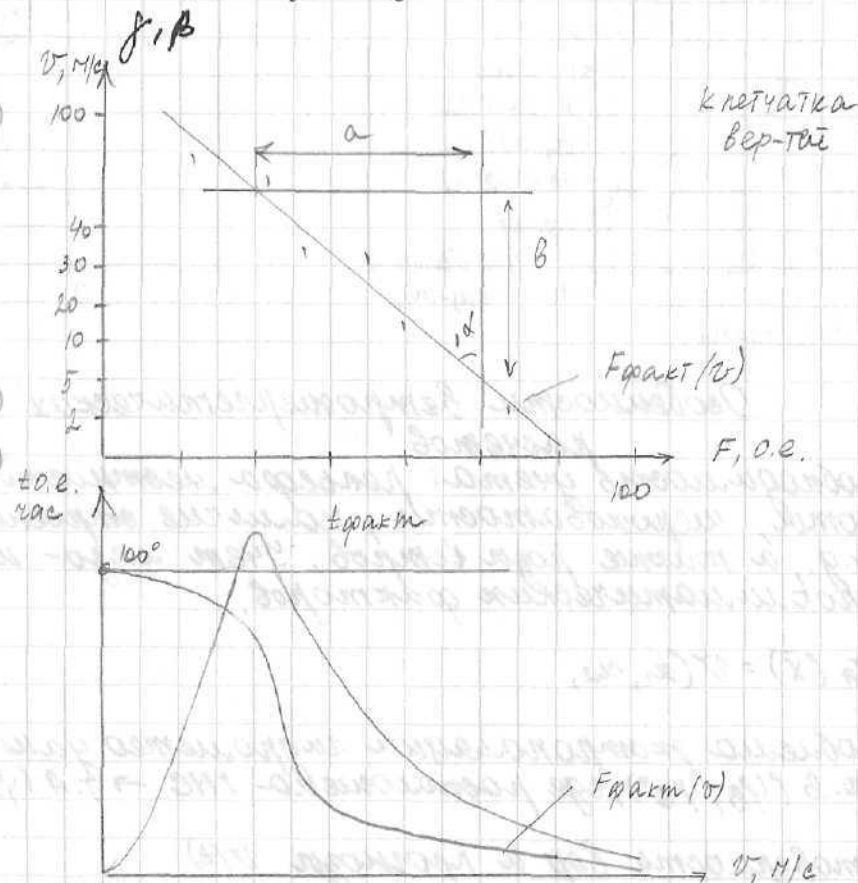
Вейбулл-Тудрич

$$t(v) = \Delta v \cdot \frac{1}{\beta} \left(\frac{v}{\beta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{v}{\beta}\right)^{\beta}}$$

Факто: $t_{факт i}(v_i)$ ГГО им Воейкова
 $\Delta v = 1$ м/с

Найти: $F(v)$ ф-ция распределения вероятностей.

$$F(v_i) = P(v > v_i)$$

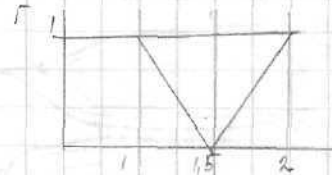


$$tg \alpha = \frac{\alpha}{\beta} \frac{(mm)}{(mm)} = \beta = 1,87$$

$$\beta = \frac{v_0}{\Gamma(1 + \frac{1}{\beta})}$$

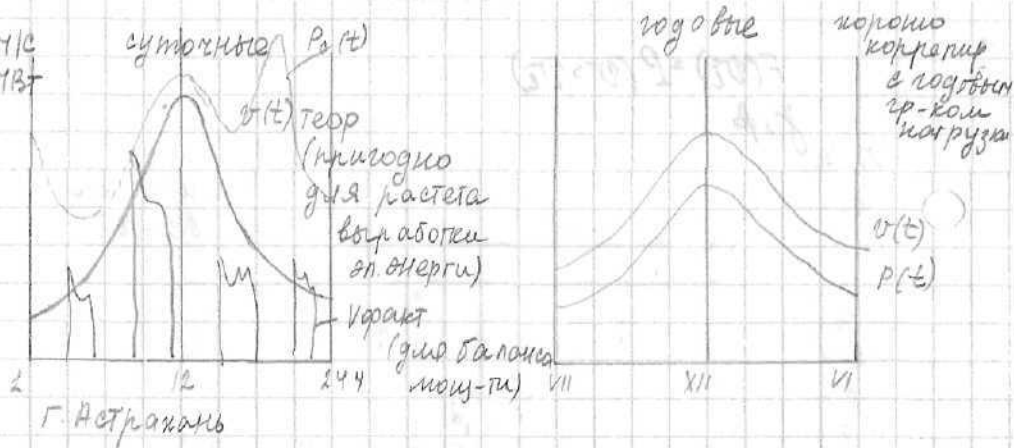
$$\Gamma(x+1) = x \Gamma(x)$$

$$\Gamma(1 + \frac{1}{\beta}) = \Gamma(2,76) = \Gamma(1 + 1,76) = 1,76 \Gamma(1,76)$$



Закономерные особенности
ветра
не мгновенные, а матожидание
ок-ти

$v, \text{ м/с}$
 $P_e, \text{ МВт}$



Особенности ветроэнергетических расчетов.

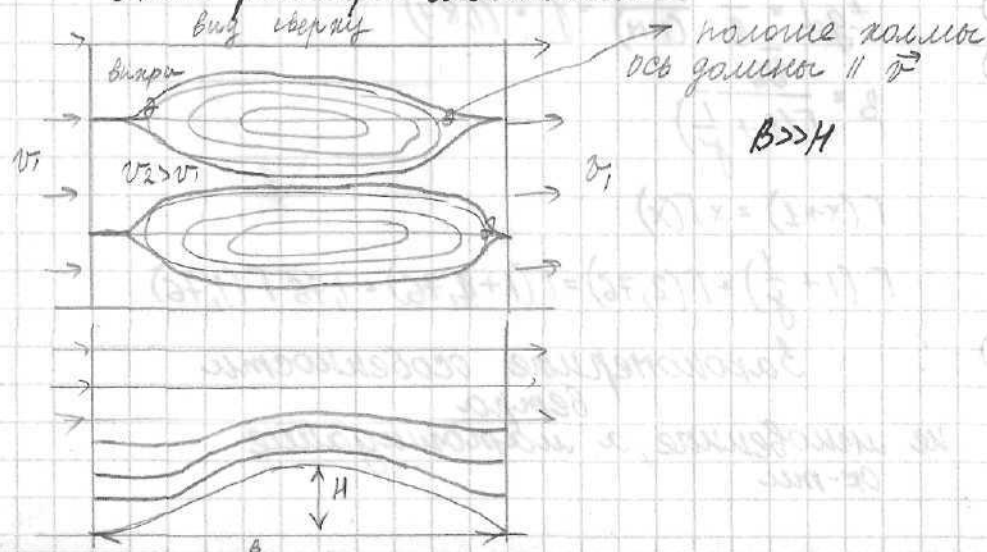
1. Необходимость учета: рельефа местности, высот, шероховатости, наличие строений и т.д., а также роза ветров. Учет мезо- и микроклиматических факторов.

$$v_A(\bar{x}) = v(\alpha_1, \alpha_2,$$

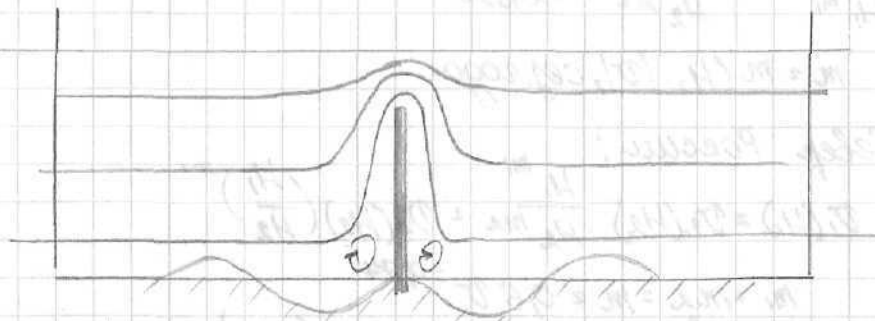
2. Проблема экстраполяции гидрометеорологических данных из т.В (φ_B, φ_B'), где расположена ГЭС $\rightarrow$ Г.А (φ_A, φ_A')

3. Достоверность вер и прогнозов $v(t)$

Учет рельефа местности

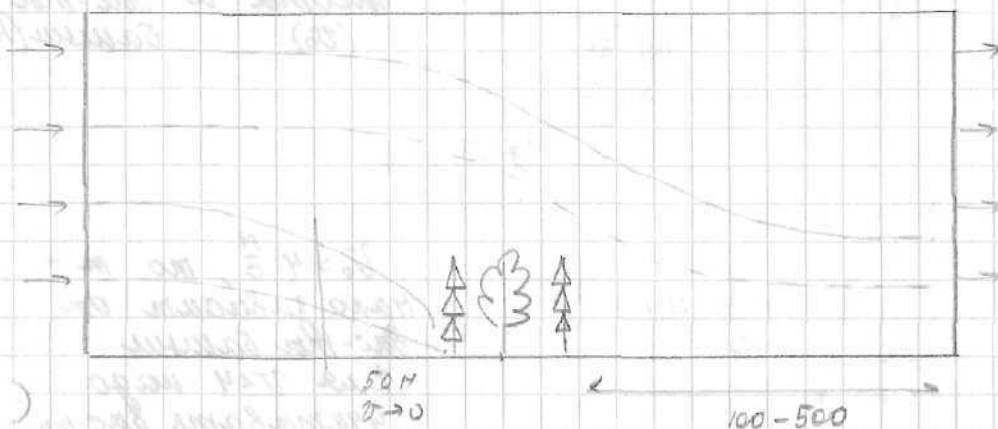


Вертикальные препятствия

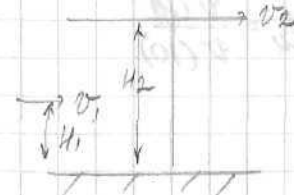
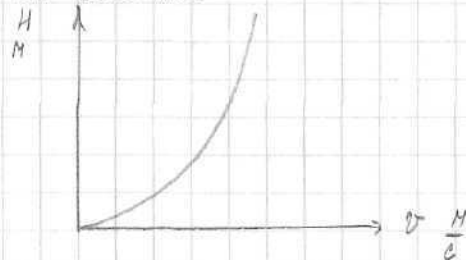


поставили сплошное препятствие

Лес и лесозащитные полосы



Высотный профиль ветра
Для приземного слоя воздуха с ростом ветра
меняется по степенной зак-ти, увеличиваясь
по выс-те



$$\frac{V_1(H_1)}{H_1^{m_1}} = \frac{V_2(H_2)}{H_2^{m_2}} = \text{const}$$

$$m = m(H, |V|, \text{сез. года})$$

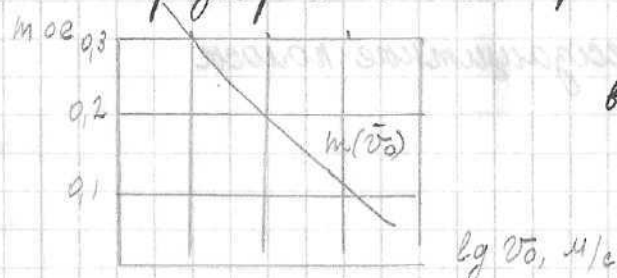
Север России:

$$V_1(H_1) = V_2(H_2) \frac{H_1^{m_1}}{H_2^{m_2}} = V_2(H_2) \left(\frac{H_1}{H_2}\right)^m$$

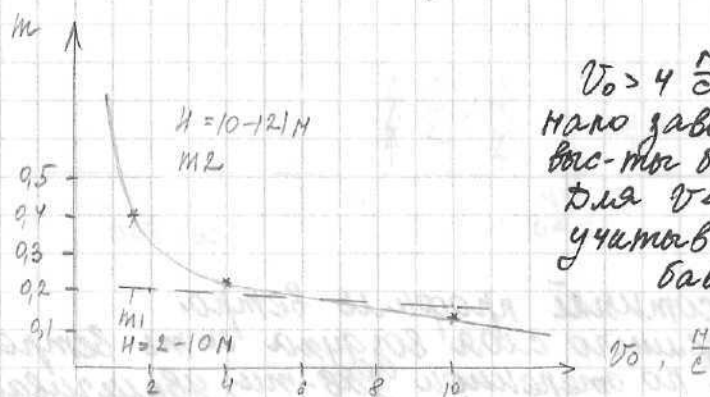
$$m_1 = m_2 = m = 0,6 V^{-0,77}$$

H_2 - высота флюгера (10 м)

Для предварительных вѣтр для РФ



m зависит от
высоты и выс-ты
(V_0) башни (H_0)



$V_0 > 4 \frac{м}{с}$, то m -
нако зависит от
выс-ты башни
для $V_0 < 4$ надо
учитывать высоту
башни

$$k_H = \frac{V(H)}{V(10)}$$

сезон	m	$H_0=10$	20	40	60	80	100
зима	0,17	1	1,12	1,26	1,35	1,43	1,5
весна	0,22	1	1,17	1,36	1,5	1,59	1,66
лето	0,24	1	1,18	1,40	1,55	1,67	1,76
осень	0,17	1	1,12	1,20	1,35	1,43	1,5
год	0,20	1	1,15	1,32	1,44	1,53	1,6

Изменение скорости ветра под
влиянием неоднородной подстилки
поверхности

мезоклим

узкие долины, перевалы, сетловины, котло
вины, впадины, склоны, плато, вершины, ост
рова, побережья, мысы, косы

орт (Муст, Э)

Постановка задачи

Дано: гидрометеоданные в т. В (ψ_B, ψ_B) (ГМС)
крѣе явл-ая аналогом местностей
в т. А (ψ_A, ψ_A) (ВЭУ)

- морфометрические данные местности
- обобщенные данные (табл.) в виде коэф-тов
пересчета с гидрометрических данных в
другие

$$k_{пер} = \frac{V_{фр}}{V_{фр}(H=10)_{равни}}$$

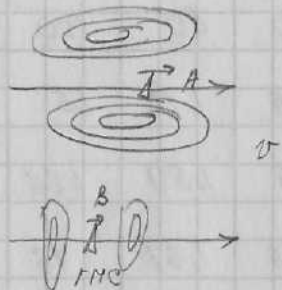
$k_{ф1}$ - мезоклим. факторы

$k_{ф2}$ - микроклим. ф

Найти: $V_{факт}(t)$ в т. А ($t(V_{фр})$)

1. т. В явл-ая полным аналогом т. А по
всем показателям
2. нет полного аналога т. А вблизи нас
($r=50-70$ км)

расчет производится по табл. данным K_0



$$K_{\text{н}}^{\text{А}} = 1,5 - 1,8$$

$$K_{\text{н}}^{\text{Б}} = 0,6 - 0,8$$

$$K_{\text{пер}} (Т. Б \rightarrow Т. А) = \frac{K_{\text{н}}^{\text{А}}}{K_{\text{н}}^{\text{Б}}} = \frac{1,5 - 1,8}{0,6 - 0,8} = 2,5 - 2,25$$

$$\bar{K}_{\text{н}} = 2,375$$

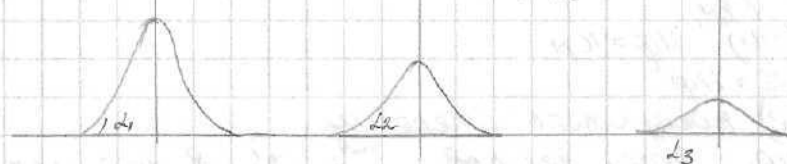
$$V_{\text{А}}^{\text{расч}} = V_{\text{Б}} \cdot K_{\text{пер}} = 2,375$$

Влияние мезо и микроклиматических факторов

диаметры котловин, впадины 0,4-0,9 (мкс)
равнины 1.
плато, вершины 2,0-4,0 (мкс)

K_0^2 уточняет значение K_0^1 с учетом конкретных особенностей местности.

1, 2, 3



Разное расположение к ветру: наветренное

Установку можно ставить внизу, посередине, сверху
Высота холма
Скорость ветра на равнине

Вершины (холмы)

Корект $V_{\text{равн}} / K_0^{1/2}$

описание	$V_0 = 3-5 \text{ м/с}$	$V_0 = 6-20 \text{ м/с}$
150	1,6-1,7	1,3-1,4
Вершины 50-100	1,7-1,8	1,4-1,5
400-500	2,7-2,6	2,1-2,3
Склоны холмов		
наветренный верх	1,6-1,7 / 1,4-1,6	1,5-1,6 / 1,3-1,5
2 = 10-20		
середина	1,4-1,6 / 1-1,1	1,3-1,4 / 1,1-1,2
14-101		
низ	0,8-0,9 / 0,8-0,9	0,7-0,8 / 1

Вывод: 1) С увеличением ск-ти ветра $\rightarrow$ у.
 K_0^2 на 15-20%

- 2) крутизна склонов для $V = \text{const}$, несколько $\uparrow k_{\text{кр}}$, кроме нуля
3) наиболее эффективна верхняя часть

Учет розе ветров и шероховатости местности.

Дано: $T_A(\varphi_A, \varphi_A)$ расположенная в какой-то местности для кривой заданы коэф-ты степени открытости $k_{0j}, j=1, \dots, 8$ (о.е.)

Наиболее распространена шкала Милевского В.Ю.

$4 \leq k_0 \leq 12$

Радиус 5 км.

$\bar{V}_0$ (м/с) $H_{\text{кр}} = 10 \text{ м}$

ВЗУ: $H_0 \neq H_{\text{кр}}$

m (о.е.) показатель степени

Задаются роза ветров $\sum_{j=1}^8 \tau_j, j=1, \dots, 8$ (о.е. или часов $t(\tau_j)$ в расчетной точке $\rightarrow$ пересчитываем

ное для T_A

Найти: Условия шероховатости в расчетной точке и T_A розичные.

$t_{\text{факт}}(V)$ с учетом высоты башни.

1) $t(V) \rightarrow \bar{V}_0$ (если его нет)

$t(V) \rightarrow \bar{V}_0$ (м/с) $\bar{V}_0 = \sum t(V) V$

2) рассчитывается приведенную годовую ск-ть в точке А

$\bar{V}_0 \text{ прив} = \bar{V}_0 \frac{k_0}{k_{\text{кр}}} \left(\frac{H_0}{H_{\text{кр}}} \right)^m$

k_0 , о.е. $\rightarrow$ Милевский (где расположена)

$k_{\text{кр}}$ — коэф-т шероховатости

$\sum k_{0j} \tau_j$

3) β, γ соотв. распределению вебулла-Гуд для нового значения $\bar{V}_0$. По найденным значениям определяется $t_{\text{ф}}$

Удельные энергетические показатели ветра.

Дано: поперечное сечение



$$N_{\text{уд}}^{\text{пот}} (\text{кВт}) = \frac{\rho V^3}{2} = 0,5 \rho V^3 (\text{Вт})$$

$$m \left(\frac{\text{кг}}{\text{с}} \right) = \rho W = \rho (V \cdot F)$$

$$F = 1 \text{ м}^2$$

$$N_{\text{уд}}^{\text{пот}} = 0,5 \rho V^3$$

$V, \frac{\text{м}}{\text{с}}$	2	4	8	12	6	16	20	25
$N_{\text{уд}}^{\text{пот}}, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$	49	392	3136	1059	1324	2520	4904	9578

$$\rho = 1,226 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \quad t = 15^\circ \text{C}, \quad p = 760 \text{ мм. рт.ст.}$$

Методы расчета ресурсов ветра

1. Валовые (Потенциальные) ресурсы ветра.

$T_A(\varphi_A, \varphi_A)$

$$N_{\text{вал}}^{\text{пот}} \left(\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2} \right) \quad I_{\text{вал}} \left(\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^2 \cdot \text{год}} \right)$$

1, $V(t)$ $H_{\text{кр}} = 10 \text{ м}$ $T \geq 10-12 \text{ лет}$ (представительн.)

2. Срочные наблюдения $V(t)$ $i = 0,3, 6, \dots, 21, 24$ (редукция, стационарность)

ρ р/сутки

$$N_{\text{вал}}^{\text{пот}} = 0,5 \rho V^3$$

$$N(t) \quad V(t)$$

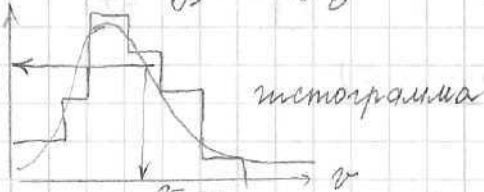
t_i t_i
мгновенные скорости ветра.

2 вар-уд $\left(\frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{м}^2\cdot\text{год}}\right) = \int_0^{T_{\text{год}}} N_{\text{уд}}(v(t)) dt = \sum_{i=1}^n N_{\text{уд}i}(v_i) \Delta t_i$ (34000)

3. Задача дисп. повторяемость ск-тей ветра $v(t)$ де., час.

Вайбулл-Гудрич, координ

$$\sum_{t=1}^n N_{\text{уд}}(v) = T_{\text{год}} \int_0^{v_{\text{max}}} N_{\text{уд}}(v) f(v) dv =$$

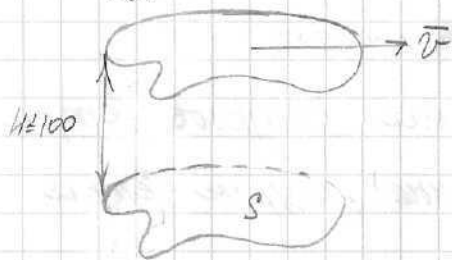


гистограмма

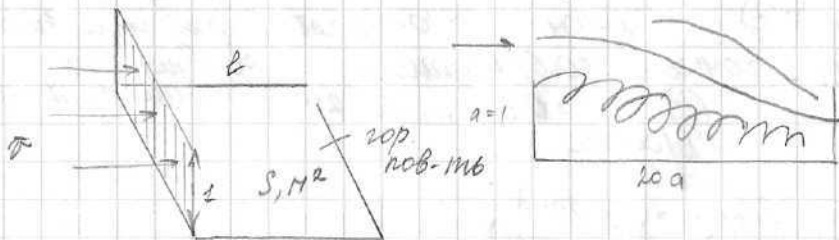
$$= 0,5 T_{\text{год}} \int_0^{v_{\text{max}}} v^{-3} f(v) dv = 0,5 T_{\text{год}} \sum_{i=1}^n v_i^{-3} \Delta t_i$$

t - часок $\rightarrow T_{\text{год}}$

Валовые ресурсы для $S(\text{км}^2)$ для приземного слоя воздуха



Итерационная методика расчета

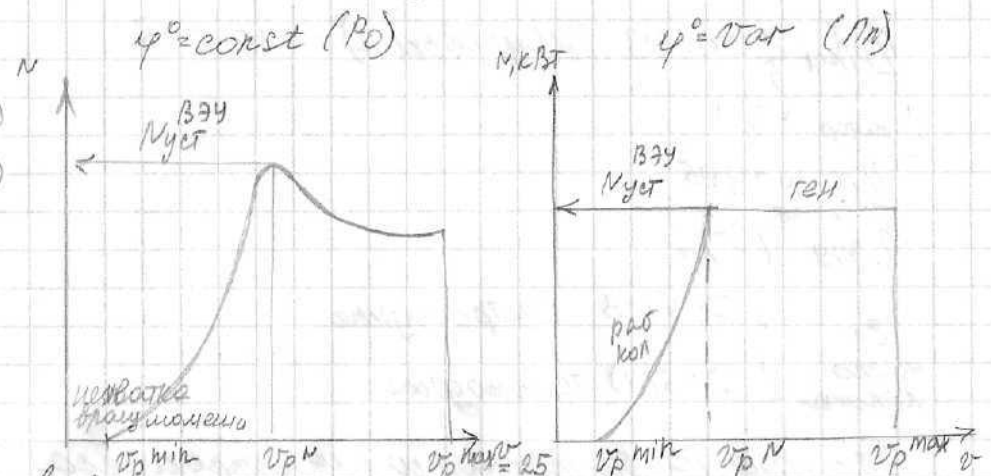


$$\sum_S \text{вар} \left(\frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{год}} \right) = \frac{1}{20} \sum_{\text{уд}} \left(\frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{м}^2\cdot\text{год}} \right) S(\text{м}^2)$$

II Технический потенциал ВЭ.
Зако: ТА (ψ_A, ψ_B) и $K_{\text{ож}}, j=1..8$ (Милевский)
ВЭУ; $N(v)$, $K_B(\text{м})$, $D_1(\text{м})$, κ (1/мм)

тип ВЭУ
 $\psi = \text{var}/\text{const}$
Найти: техн $\left(\frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{м}^2\cdot\text{год}}\right) \rightarrow \left(\frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{год}}\right)$ где заданной ВЭУ.
Сколько кВт·ч можно получить.

Особенности задачи



Заводы задают κ -ку в сред. виде

Системные ВЭУ ($\geq 150 \text{ кВт}$)

$\bar{v}_0 \left(\frac{\text{м}}{\text{с}} \right)$

$v_p^N \approx (1,6-1,7) \bar{v}_0$

$v_p^{\text{min}} \approx (0,3-0,4) v_p^N$

$v_{\text{буравая}} \approx 65 \frac{\text{м}}{\text{с}}$

$v > 25$ установка во флюгер? торможение

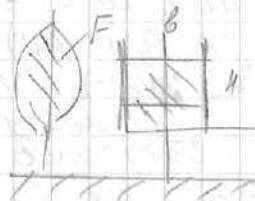
$$N_{\text{ВЭУ}}(v) (\text{кВт}) = N_{\text{уд}} \left(\frac{\text{кВт}}{\text{м}^2} \right) \cdot F(\text{м}^2) \cdot \eta_{\text{ВЭУ}}(0,0)$$

Ометаемая пов-ть.

$F(N^2)$ 

$$F = \frac{\pi D^2}{4} = \pi R^2$$

$$r = \frac{D}{2}$$



$$\eta_{вэу} = \eta_{\text{полезн}} \cdot \eta_{\text{р-р}} \cdot \eta_{\Gamma}$$

$$N = N - \Delta N_{\text{р-р}} - \Delta N_{\Gamma}$$

$$\eta_{\text{р-р}} = \sum = 0,593 \text{ (Мухомовский)} = 0,35 - 0,45$$

$$\eta_{\text{ротор}} = 0,9$$

$$\eta_{\text{генер}} = 0,95$$

$$\eta_{\text{факт}} \eta_{\text{вэу}} (v) !$$

z_1 — число показаний

$z_1 \leq 1-3$ — быстроходные

$z_1 > 3(4)$ — тихоходные

z_0 — коэффициент быстроходности ветроколеса

$$= \frac{v_{\text{обог}}}{v_0} \cdot \eta_{\text{р-р}} = \frac{R \cdot \omega}{v_0}$$

$z_0(z_1)$

дано: $D_1 = D_2$

$H_1 = H_2$

$z_{n1} \neq z_{n2}$

$N_1(v) \neq N_2(v)$

Для т.а можно рассчитать $N_{вэу}$

$$N_{вэу}(v) = 0,59 \frac{\pi D^2}{4} \eta_{вэу} \cdot v^3 \cdot 10^{-3} \text{ (кВт)} = 4,81 \cdot 10^{-4} D^2 v^3 \eta_{вэу}$$

$$\eta_{вэу} = 0,45 \cdot 0,9 \cdot 0,45 = 0,38475$$

$$N_{вэу} = 1,85 \cdot 10^{-4} v^3 D^2 \text{ (кВт)}$$

