**Зміст**

Вступ

1. Обґрунтування доцільності будівництва ГЕС, що проектується. Склад і тип споруд гідровузла

2. Вибір основного і допоміжного обладнання будівлі гідроелектростанції

2.1 Вибір гідротурбінного обладнання

2.1.1 Схема напорів ГЕС. Вибір типу турбіни і кількості агрегатів ГЕС

2.1.2 Розрахунок основних параметрів гідротурбіни

2.1.3 Розрахунок робочої зони і визначення висотного положення турбіни

2.1.4 Вибір і розрахунок турбінної камери

2.1.5 Вибір відсмоктувальної труби

2.1.6 Підбір елементів системи автоматичного регулювання турбіни (САРТ)

2.2 Підбір гідрогенераторів

2.3 Підбір електричних пристроїв ГЕС – трансформаторів, ОРУ

2.4 Підбір механічного обладнання гідроелектростанції

2.4.1 Сміттєзатримуючі решітки

2.4.2 Затвори

2.4.3 Підйомно-транспортне обладнання

2.5 Підбір допоміжного устаткування ГЕС

3. Розрахунок і конструювання машинної будівлі ГЕС

3.1 Вибір типу і конструкції будівлі ГЕС

3.2 Компоновка агрегатного блоку будівлі ГЕС, обґрунтування його розмірів і конструкції

3.2.1 Нижня (підводно-агрегатна) частина будівлі ГЕС

3.2.2 Верхня будівля (надагрегатна частина) будівлі ГЕС

3.3 Розрахунок і конструювання водоприймача ГЕС

3.4 Водонапірні і водоскидні споруди гідровузла

3.5 Компоновка споруд гідровузла – генплан

3.6 Природозахисні заходи і вимоги експлуатації передбачені на ГЕС, що проектується

Література

**Вступ**

Електроенергетика є одною з базових галузей індустрії, які мають визначальну роль в розвитку народного господарства. З даний час електроенергетика займає приблизно 25% в загальних затратах всіх енергоресурсів, решта 75% витрачаються для отримання тепла, на транспорт і безпосередньо використовуються у вигляді хімічних компонентів різних виробничих процесів. Тенденція до все більшої електрифікації виробничих процесів визначає розвиток електроенергетики в загальному збільшенні енергоресурсів всіх видів.

Гідроенергетика являється ефективною підгалуззю електроенергетики. Низька вартість гідравлічної електроенергії і, відповідно, висока рентабельність гідроелектростанцій, довге використання їх роботи за рахунок річного стоку, малий знос споруд в процесі експлуатації, висока маневреність при зміні навантаження у користувачів характеризують ГЕС як ефективні джерела електроенергії.

Одночасно з енергетичними задачами при будівництві ГЕС в складі водогосподарського комплексу розв’язуються питання промислового і питного водопостачання, зрошення земель, водного транспорту, лісосплаву і рибного господарства. Водосховища ГЕС створюють необхідні умови для будівництва потужних енергетичних комплексів в складі АЕС, ТЕС, ГЕС, та ГАЕС, а також умови для боротьби з паводками.

У відповідності з завданням на курсовий проект розробляємо проект машинної будівлі ГЕС комплексного гідровузла.

**1.** **Обґрунтування доцільності будівництва ГЕС, що проектується. Склад і тип споруд гідровузла**

Гідровузол Насахвані ГЕС-ІІ, запроектований на р. Ріоні, має комплексне призначення – енергетичне (ведучий компонент комплексу), для цілей судноплавства, пропуску паводка і водопостачання. Робота ГЕС передбачається в одному енергетичному комплексі з тепловими електростанціями, які працюють в даному районі.

У відповідності з розробленою схемою використання р.Ріоні визначено будівництво руслової ГЕС потужністю 90МВт з відмітками рівнів у верхньому б’єфі ∇НПР=232,0 м і ∇РМО=229,0 м. Підпір створюється кам’яно-накидною греблею з ядром з суглинка, для пропуску паводка передбачений тунельний водоскид. Згідно СНиП ІІ-50–74 гідровузол з греблею з ґрунтових матеріалів на скельній основі висотою 35 м в залежності від наслідків аварії і висоти греблі відноситься до ІІ-го класу.

**2.** **Вибір основного і допоміжного обладнання будівлі гідроелектростанції**

**2.1 Вибір гідротурбінного обладнання**

**2.1.1 Схема напорів ГЕС. Вибір типу турбіни і кількості агрегатів ГЕС**

Статичні напори на ГЕС змінюються від максимального до мінімального:

,

.

Рівень води в нижньому б’єфі визначаємо по кривій зв’язку  при витратах. Втрати у водоводах в першому наближенні приймаємо рівними 0.

,

.

Розрахунковий напір складає:

.

∇НБmin

∇НБприQutc

∇НБmax

∇НПР

∇РМО

Hст.min

Hст.max

Рис.1. Схема напорів

Схема напорів приведена на рис. 1.

Такому діапазону зміні напорів задовольняє номенклатурна поворотно-лопатева турбіна ПЛ 30/587 з деяким збільшенням її міцності за рахунок використання міцніших с т а л е й, (о с к і л ь к и Hст.max=32 м>30 м).

2.1.2 Розрахунок основних параметрів гідротурбіни

По графіку областей застосування турбін по потужності турбіни:

Nt=Na/ηг= Nуст/Z⋅ηг=90/(3·0,97)=30,93МВт

і розрахунковому напору Нр= 26 м знаходиться діаметр робочого колеса D1=4,5 м та синхронне число обертів no= 150 об/хв. Висота відсмоктування на відмітці рівня моря при максимальному напорі складає hS= -6 м.

Отримані параметри турбіни уточнюємо розрахунком з використанням універсальної характеристики турбіни ПЛ 30/587.

Діаметр робочого колеса визначаємо по формулі:

.

Приймаємо стандартний номенклатурний діаметр робочого колеса D1=**4**м і складаємо його конструктивну схему (рис. 2.).

Частоту обертів робочого колеса визначаємо по формулі:



Приймаємо синхронне число обертів no=166,7 об/хв. Уточнюємо приведені розрахункові оберти:

.

Знаходимо розрахунковий ККД турбіни ηтр=ηмр+Δη та знаходимо номінальну потужність турбіни NTO:

,

Де *ηмр*=0,84 –ККД моделі турбіни в розрахунковій точці знімається в режимній точці.

Δη=ηто-ηмо – поправка на різницю діаметрів натурної турбіни та її моделі

ηто, ηмо – оптимальні значення ККД турбіни та моделі, ηмо=0,89 – знімається з універсальної характеристики, ηто-знаходимо по формулі:

.

Таким чином Δη=0,96–0,89=0,07, а ηтр=0,84+0,07=0,91.

.

По потужності NT.O. уточнюємо витрату турбіни QTP:



Загальна маса турбіни при Hmax=32 м по емпіричній залежності складає:



Приймаємо масу турбіни GT=250т. Масу робочого колеса знаходимо по формулі:



Приймаємо GPK=45т.

2.1.3 Розрахунок робочої зони і визначення висотного положення турбіни

Робоча зона турбіни на головній універсальній характеристиці визначається чотирикутником зі сторонами n′i=const при Нмін і Нмакс і вершинами Qi′ при вказаних напорах при умові забезпечення номінальної потужності турбіни Nто при ηтр.

При цьому зліва зона обмежується лінією зміни приведеної витрати при відповідній гарантованій потужності Nт.мін.гар= 0,6NTO по всьому діапазоні зміни напорів (від Нмакс до Нмін).

При Нмаx=32,0 м.

,

.

При Нмін=26,0 м.





По знайденим значенням наносимо зону роботи на універсальну характеристику (рис. 3.).

Зліва зона обмежується лінією, яка проходить через точки з витратами:

при Нмаx – ,

при Нміn – 

Висотне положення турбіни визначається допустимою висотою відсмоктування Hs:

Hs=10-kσΗ-∇T/900;

де k=1,05 – коефіцієнт запасу; σ – коефіцієнт кавітації, знаходиться по універсальній характеристиці; ∇T-абсолютна відмітка розташування турбіни над рівнем моря, приймаємо ∇T=∇НБмін.

Конструктивну відмітку осі турбіни знаходимо за формулою:

∇о.тк= ∇НБ+Нsк,

де Нsк - конструктивна висота відсмоктування, для ПЛ турбін Нsк=Нs. При змінних режимах роботи і коливаннях рівнів в нижньому б’єфі висотне положення турбіни повинно задовольняти умову: ∇о.тк=∇НБ+Нsк = мінімум.

Розрахунки зводимо в таблицю:

Табл. 2.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Н, м | ∇НБ, м | Координати режимних точок | | | σ | σH | КσН | Т  900 | НS | НSk | OТK |
| р.т. | м3/с | , об/хв |
| 32 | 200 | A | 1,234 | 117,9 | 0,45 | 14,4 | 15,84 | 0,22 | -6,06 | -6,06 | 193,94 |
| 26 | 200 | B | 1,685 | 130,8 | 0,7 | 18,2 | 20,0 | 0,22 | -10,22 | -10,22 | 189,78 |
| 23 | 206 | C | 1,685 | 139 | 0,7 | 16,1 | 17,7 | 0,229 | -7,93 | -7,93 | 198,7 |

Остаточно приймаємо ∇о.тк=189,7 м з невеликим пониженням в запас. Оскільки при прийняті витраті =1685 л/с зона роботи турбіни вийшла за границю універсальної характеристики то для компоновки споруди приймаємо ∇о.тк=195,7 м.

**2.1.4 Вибір і розрахунок турбінної камери**

Для турбіни ПЛ 30 вибираємо бетонну турбінну камеру з кутом охоплення ϕ0=2250.

Розміри турбінної камери визначаємо графоаналітичним методом. Переріз турбінної камери знаходимо гідравлічним розрахунком по закону сталості середньої кутової швидкості Vсп.=const 4,6 м/с. Тоді:

,

.

Прийнявши aвх=2bвх і підставивши це відношення у формулу



отримаємо квадратичне рівняння розв’язавши яке маємо: bвх=6,2 м, aвх=3,1 м. Проміжні значення a і b знімаємо з графіка (рис. 4.)

Ширина спіралі рівна Всп=10,8 м. Що визначило ширину блока Вбл=15 м. при конструктивних запасах 2,2 та 2,0 м.

**2.1.5 Вибір відсмоктувальної труби**

Приймаємо вигнуту відсмоктуючу трубу із стандартним коліном. Для турбіни ПЛ 30 з середньою швидкохідністю рекомендується відсмоктувальна труба типу 4А (рис. 5.

Основні розміри відсмоктувальної труби записуємо у таблицю:

Табл. 3.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| розміри відсмокт. труби | h | L | B5=B4 | L1 | D4 | h4 | h5 | h6 |  |  |  |
| при D1=1 м | 1,915 | 3,5 | 2,2 | 1,417 | 1,1 | 1,1 | 1,0 | 0,55 | 0,395  0,94 | 1,205  0,66 | 0,087  0,36 |
| при D1=4 м | 7,66 | 20 | 8,8 | 5,668 | 4,4 | 4,4 | 4 | 2,2 | 1,58  3,76 | 4,82  2,64 | 0,348  1,44 |

**2.1.6 Підбір елементів системи автоматичного регулювання турбіни (САРТ)**

Для регулювання потужності і підтримання синхронної частоти обертання агрегату передбачаємо САРТ з електрогідравлічним регулятором швидкості ЕГР з колонкою управління (КУ), маслонапірною установкою (МНУ) і сервомотором, розташованим на кришці турбіни. Регулювання агрегатів з ПЛ турбінами виконується відкриттям і закриттям направляючого апарату і поворотом лопаток.

Марку регулятора уточнюємо по діаметру головного золотника dз, який рівний діаметру маслопровода dтр і визначається з залежності:

,

де Vм=6 м/с – швидкість масла в трубопроводі; Qз=WСНА/Tsp – витрата масла через золотник; Tsp – розрахунковий час регулювання направляючого апарату;

,

де

с.

Отже:

.

WСНА – об’єм сервомоторів направляючого апарату, визначаємо по роботоздатності сервомоторів AСНА, тобто WСНА=АСНА/Рк; Pк=4⋅106Па – робочий тиск в котлі МНУ.

Роботоздатність сервомоторів в Дж визначаємо по формулі:

,

де КСНА=0,035 – дослідний коефіцієнт.

Таким чином

,

.

Приймаємо стандартні діаметри золотника і трубопроводу dз=dтр=60 мм і марку регулятора ЕГР-60.

Тип МНУ вибираємо по об’єму котла Wк:

,

де



Такому об’єму задовольняє однокотельна МНУ з об’ємом котла Wк=2,5м3 і робочим тиском 40 кг/см2. тобто **МНУ 2,5–1/40**. Діаметр котла 1,148 м висота на підлогою машзалу – 3,1 м. Решта розмірів приведені на рис. 6.

**2.2 Підбір гідрогенераторів**

Генератор підбирається по синхронному числу обертів n0=166,7 об/хв. та активній потужності Nг.потр.

Nг.потр.=Nто. ηг.=31,95. 0,98=31,31МВт.

де Nто – номінальна потужність турбіни, ηг – ККД генератора який приймаємо ηг=0,97.

По необхідним значенням Nг.потр і Sг по каталогу вибираємо генератор-аналог **СВ 650/150–36** з активною потужністю 36,0МВт, та довжиною активної сталі la = 150 см., діаметром активної сталі Da=650 см. та числом полюсів Р =36.

Потрібна довжина активної сталі дорівнює:

la.потр.=la.ан. Nг.потр./ Nг.ан=150⋅31,31/36=130,46 см.

Приймаємо стандартну довжину активної сталі lа=135 см.

Так як число обертів n0 ≤ 150 об/хв то приймаємо зонтичний тип генератора (рис. 7.).

Маса генератора складає Gг=410т, маса ротора Gр=210 т.

**2.3 Підбір електричних пристроїв ГЕС – трансформаторів, ОРУ**

Враховуючи незначну одиничну потужність агрегатів, приймаємо головну схему електричних з’єднань у вигляді 3Г-2Т-1В. Відповідно, потрібна потужність трансформатора при соsφ=0,85 складає:

Sтр=Sг=Nго/соsφ=31,95/0,85=37,47МВт

Напруга трансформатора на низькій стороні рівна генераторному, напруга на високій стороні Uвн знаходиться за напругою ЛЕП – Uлеп. В залежності від установленої потужності ГЕС (NУСТ=90МВт) та довжини ЛЕП 50–150 км приймаємо напругу Uлеп=110 кВт.

По каталогу трансформаторів за потужністю 37,47МВт та напрузі 110 кВ вибираємо трьохфазний трансформатор ТДГ 60000/110.

Встановлюється трансформатор на площадці між береговим укосом та машинним залом. Огляд та ремонт передбачені на монтажній площадці в трансформаторній ямі. Розміри показані на рис. 8.

Відкритий розподільчий пристрій (ВРП) розміщений на лівому березі поряд з будівлею ГЕС. Розміри ВРП орієнтовно визначаються по кількості комірок та потрібній площі однієї комірки Fк=480м2 при UЛЕП=110кВ. Таким чином, приймаючи кількість комірок рівним числу виводів високої напруги – 2, площа ВРП складає Fврп =480⋅1=480м2. Передбачаємо на правому березі площадку розмірами 16Ч60 м з автомобільним шляхом під’їзду.

**2.4 Підбір механічного обладнання гідроелектростанції**

**2.4.1 Сміттєзатримуючі решітки**

В береговому водоприймачі передбачено встановлення вертикальної стаціонарної стержневої решітки полігонального окреслення з відстанню між стержнями 10 см. Потрібна площа решітки знаходиться з умови допустимої швидкості на решітці. Враховуючи велике заглиблення порогу та обмежена умова її очищення приймаємо VДОП.РЕШ=1,0 м/с. Тоді:

ωРЕШ=QТР/VДОП.РЕШ=137,48/1=137,48 м2.

Конструктивно приймаємо 2 отвори шириною по 5,5 м та висотою 13 м, розділені бичками. Загальна площа решітки складає 143м2, по висоті решітки розділені на 4 секції по 3,25 м.

Конструкція решітки та водоприймача приведена на креслені. Підйом решітки краном не передбачається. Періодичне очищення простору перед решіткою здійснюється грейдером, та обслуговується козловим краном щитового відділення водоприймача.

**2.4.2 Затвори**

В водоприймачі передбачаємо установку аварійно-ремонтного та ремонтного затворів. Швидкодіючий аварійний затвор не встановлюємо. Приймаємо стальні плоскі затвори зварної конструкції зі суцільними ригелями на ковзаючих опорах. Аварійно-ремонтний затвор розміром 11Ч13 м обслуговується козловим краном. Розміри затворів визначались прийнятою конструкцією водоприймача. Зі сторони нижнього б’єфу при виробництві ремонтних і профілактичних робіт проточної частини агрегату передбачено встановлення секційного плоского затвору з ковзаючими опорами.

Масу затворів в тонах обчислюємо по формулі:

,

де  – розрахункове навантаження на затвор з напорами знизу Hнз і зверху Hнз отвору, що перекривається; a, b – коефіцієнти, що приймаються в залежності від типу затвора; Lз – проліт отвору, що перекривається. Результати розрахунку зводимо в таблицю.

Табл. 4.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Затвор | Lз | Hз | Hнз | Hвз |  |  | - | p | p⋅Lз | a | b | pLз/a | Gз |
| Аварійно-ремонтний затвор у водоприймачі | 11,8 | 13 | 23,5 | 10,5 | 552,25 | 110,25 | 442 | 2607 | 30772 | 49 | 0,7 | 628 | 90 |
| Ремонтний у водоприймачі | 11,8 | 9,3 | 26,2 | 16,9 | 686,44 | 285,61 | 400,83 | 2364 | 27905 | 49 | 0,7 | 569 | 84 |
| Ремонтний затвор відсмоктувальної труби | 8,8 | 4 | 20,8 | 16,8 | 432,64 | 282,24 | 150,4 | 661 | 5823 | 49 | 0,7 | 118 | 28 |

**2.4.3 Підйомно-транспортне обладнання**

Для виконання монтажно-демонтажних робіт по основному гідроенергетичному обладнанні в машзалі передбачаємо основний кран. Приймаємо будівлю ГЕС з високим машинним залом, в який встановлюємо мостовий кран.

При числі агрегатів z<10 доцільно використовувати один кран з вантажопідйомністю, рівній найбільшій масі деталі, що монтується. В даному випадку потрібна вантажопідйомність крана визначилась масою ротора Т=210т. Приймаємо мостовий кран вантажопідйомністю 250/30т з прольотом 12,5 м.

Конструктивна схема і розміри основаного мостового крану наведена на рис. 9.

**2.5 Підбір допоміжного устаткування ГЕС**

Для осушення агрегата при виконанні ремонтних і профілактичних робіт по агрегату передбачена групова схема відкачки води (1 група з двох насосів на 2 агрегата). При цьому виконання загального колектора дозволяє проводити осушення любого агрегата любою групою насосів.

Відкачку проводимо скваженними насосами типу ЕЦВ. Двигуни насосів розмішені в приміщенні на відмітці 193,3. Розрахункова продуктивність насосів в л/с з врахуванням фільтрації через ущільнення ремонтних затворів рівна:

,

де Wос – об’єм води в проточному тракті агрегата при максимальному рівні нижнього б’єфу; tос – час відкачки, приймаємо tос=6 год; qф – фільтраційна витрата, приймаємо рівною 1 л/с на 1 погонний метр ущільнення; Lущ – довжина ущільнення по периметру в ремонтних затворах відсмоктувальної труби і водоприймача:

.

Об’єм води, яка залишається у відсмоктувальній трубі, турбінній камері і частині турбінного водоводу складає Wос=842м3. Отже:

.

Необхідна подача двох робочих насосів рівна:

,

подача одного насосу складає:

.

Необхідний напір насоса рівний:



Таким параметрам задовольняє насос марки ЕЦВ5–4–125.

**3.** **Розрахунок і конструювання машинної будівлі ГЕС**

**3.1 Вибір типу і конструкції будівлі ГЕС**

Згідно завдання проектуємо руслову водоскидну споруду ГЕС

**3.2 Компоновка агрегатного блоку будівлі ГЕС, обґрунтування його розмірів і конструкції**

**3.2.1 Нижня (підводно-агрегатна) частина будівлі ГЕС**

Враховуючи сейсмічну активність даного регіону приймаємо блочні розрізи будівлі ГЕС температурними швами. Ширина агрегатного блоку визначилась шириною спіралі турбінної камери. Ширина запасів дорівнює 2,2 і 2 м. Коліно приймаємо симетричним, при якому дифузор розташовується в блоці несиметрично. Враховуючи що ширина спіралі і ширина відсмоктувальної труби менше 12 м проміжні бички не ставимо. Через малу кількість агрегатів приймаємо ширину монтажної площадки 1,5Bбл. Таким чином, будівля ГЕС в плані має розміри Lгес=z⋅Bбл+Bмп=3⋅15+22,5=67,5 м, Bгес=5,5 м. Висота агрегатної частини від нижньої площини коліна до підлоги машинного залу 15,9 м і визначилась розмірами обладнання і конструктивними міркуваннями.

**3.2.2 Верхня будівля (надагрегатна частина) будівлі ГЕС**

Висота і ширина машинного залу визначилася умовами проносу ротора підвісного генератора з валом з сторони нижнього б’єфу. Необхідний підкрановий габарит рівний ПГ=∇КК-∇МШ=hв.об.+Св+lвн+hр+hм=9,5 м. Відмітка крюка крану ∇КК=214,2 м.

Ширина машинного залу визначилась умовами транспортування деталей і необхідними проходами обладнанням і будівельними конструкціями. Ширина машинного залу між стінами складає 12,5 м.

Монтажну площадку розміщуємо на відмітці підлоги машинного залу. Виїзд на монтажну площадку фронтальний. Її розміри визначили з умови розкладки обладнання одного агрегату. Довжина монтажної площадки складає 22,5 м. Під монтажною площадкою розташований один поверх допоміжного обладнання для складів, майстерень тощо.

**3.3 Розрахунок і конструювання водоприймача ГЕС**

Запроектований напірний водоприймач зі стаціонарною решіткою плоского обрису. Висота вхідного перерізу водоприймача визначилась висотою решітки (13 м). Відмітка порогу 208,5 м. Водоприймач обладнаний аварійно-ремонтним і ремонтним затворами. Для установки ремонтних затворів, а також для очищення решітки і ремонту основного затвору передбачений козловий кран.

**3.4 Водонапірні і водоскидні споруди гідровузла**

В якості підпірної споруди приймаємо кам’яно-насипну греблю з ядром із суглинка. Відмітка гребеня греблі ∇ГГ=235,0 м. Коефіцієнти верхового і низового укосів відповідно 1,6 і 1,4. Оскільки водозлив на ГЕС не може пропустити всю паводкову витрату (3600м3/с) то в греблі влаштовуємо додатковий напірний водоскид.

**3.5 Компоновка споруд гідровузла – генплан**

Компоновка споруд гідровузла представлена на кресленні. Склад основних споруд визначився функціональним призначенням гідровузла і типом вибраних споруд: будівля ГЕС суміщена з водоскидом, кам’яно-накидна гребля, експлуатаційні водоскиди, відкритий розподільчий пристрій, під’їзді шляхи.

**3.6 Природозахисні заходи і вимоги експлуатації передбачені на ГЕС, що проектується**

З метою зменшення шкоди природі при будівництві і експлуатації ГЕС передбачено:

– рекультивація кар’єрів і організація в них штучних басейнів;

– обвалування мілководних ділянок;

– санітарне очищення водосховища, спеціальний режим роботи ГЕС, які виключають великі коливання води в нижньому б’єфі в період нереста;

– влаштування очисних споруд для стічних вод.

**Література**

1. Гидроэнергетические установки/ Под. ред. Д.С. Щавелева – Л.: Энергия, 1972, 392 с.
2. Методические указания 042–11 – Ровно, 1983, 96 с.
3. Методические указания 042–7 – Ровно, 1982, 82 с.