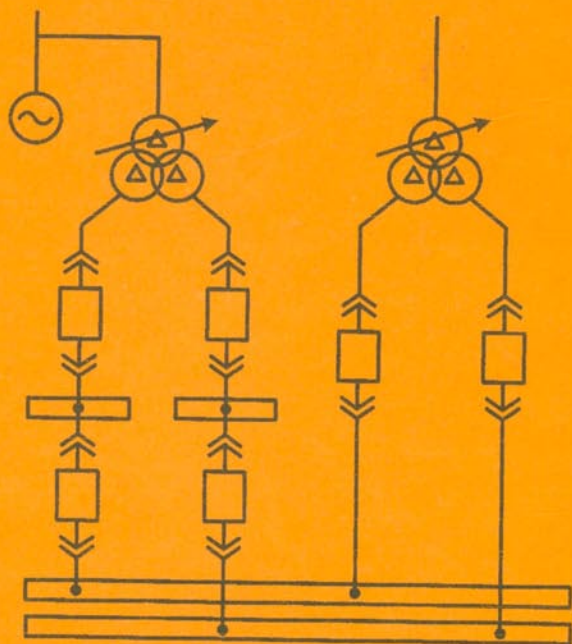


В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський

ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

В. М. Лагутін, В. В. Тегтя, С. Я. Вишневецький

ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

Затверджено Вченою радою Вінницького національного технічного університету як навчальний посібник для студентів спеціальності "Електричні станції". Протокол № 7 від 27 грудня 2007р.

Вінниця ВНТУ 2009

Рецензенти:

М. С. Сегеда, доктор технічних наук, професор

Б. С. Рогальський, доктор технічних наук, професор

О. Я. Попов, кандидат технічних наук, доцент

Рекомендовано до видання Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України

Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я.

Л 49 Власні потреби електричних станцій. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 102 с.

В посібнику розглядаються системи власних потреб різних типів електростанцій, їх механізми, самозапуск електродвигунів, вибір трансформаторів, установок постійного струму та схем власних потреб електроустановок. Посібник призначений для студентів спеціальності «Електричні станції».

УДК 621.311 (075)

ЗМІСТ

	Вступ	4
1	Система власних потреб електростанцій	5
2	Механізми власних потреб, їх характеристики і привод	11
3	Самозапуск електродвигунів власних потреб	22
4	Вибір потужності трансформаторів власних потреб	34
5	Власні потреби ТЕС	40
5.1	Власні потреби КЕС і блочних ТЕЦ	40
5.2	ВП ТЕЦ з поперечними зв'язками	46
6	Власні потреби АЕС	48
6.1	Групи споживачів ВП	48
6.2	Головні циркуляційні насоси і газодувки	49
6.3	Мережі та джерела живлення ВП	50
6.4	Приклад побудови схем ВП АЕС з реакторами різних типів.....	56
7	Власні потреби ГЕС	62
8	Установки постійного струму з акумуляторними батареями.....	72
	Список літератури	81
	Додаток А. Технічні дані трансформаторів ВП ЕС.....	82
	Додаток Б. Технічні дані електродвигунів власних потреб.....	84
	Додаток В. Агрегат випрямний ВАЗП-380/260-40/80.....	98
	Додаток Г. Словник найбільше використовуваних термінів.....	101

ВСТУП

Допоміжне обладнання, яке необхідно для економічної та надійної роботи електричної станції (*power plant*), а також відповідна система керування (*control system*) складають систему власних потреб (ВП) (*system of own needs*) станції.

Установки ВП є важливим елементом електричних станцій. Пошкодження в системі власних потреб призводять до порушення роботи станцій та до аварійного стану енергосистеми (*power supply system*). Процес виробництва електроенергії на станціях повністю механізований. Склад електроприймачів (*electric consumer*) ВП, потужність (*capacity*) та енергія, яку вони споживають, залежать від типу електростанції, виду палива (*fuel*) та потужності агрегатів.

Більшість робочих машин приводиться в дію електродвигунами (*electric motors*) трифазного змінного струму (*variable current*). Лише для привода деяких відповідальних робочих машин невеликої потужності використовують електродвигуни постійного струму (*direct current*), а для привода живильних насосів котлів великої потужності, а також дутьових вентиляторів використовують парові турбіни.

Електроприймачі ВП за їх впливом на технологічний процес електроустановки умовно поділяють на відповідальні та невідповідальні. До відповідальних відносять електроприймачі, вихід з ладу яких може призвести до порушення нормального технологічного режиму роботи або до аварії на електростанції. До невідповідальних відносять електроприймачі, вихід з ладу яких не впливає безпосередньо на технологічний режим електроустановки.

Нормальна робота електростанції та безпека її обслуговування можливі тільки за умови надійної роботи системи ВП.

Вибір схеми ВП електроустановок здійснюють з врахуванням складу та характеристик електроприймачів, потужності приводних механізмів, вимог до надійності електропостачання окремих груп споживачів.

Електропостачання систем власних потреб електричних станцій забезпечується оптимально, якщо воно здійснюється від енергосистеми та генераторів (*generator*) станції, а надійність – при використанні сучасних швидкодіючих захистів, автоматичного регулювання збудження (*excitation automatic control*) генераторів, асинхронних електродвигунів з короткозамкненим ротором, раціональної побудови схем електропостачання власних потреб, використанні самозапуску електродвигунів. Для особливо відповідальних споживачів передбачають незалежні джерела енергії (дизель-генератори та акумуляторні батареї).

Такий підхід дозволяє створити систему електропостачання власних потреб електричних станцій, яка відповідає сучасним вимогам.

1 СИСТЕМА ВЛАСНИХ ПОТРЕБ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

Систему власних потреб (ВП) станції складає допоміжне обладнання, необхідне для економічної і надійної роботи електростанції: робочі машини з приводними електродвигунами (паровими турбінами), споживачі електроенергії всіх видів, електричні мережі, розподільні пристрої (РП) (*switchgear*), понижувальні трансформатори, незалежні джерела електроенергії, а також відповідна система управління.

Потужність і енергія, що споживається системою ВП, залежать від типу електростанції, виду палива, типу і потужності турбін, типу ядерного палива і інших умов. В таблиці 1.1 наведені узагальнювальні дані за максимальними навантаженнями системи ВП вітчизняних електростанцій різних типів.

Таблиця 1.1 – Максимальне навантаження і витрати електроенергії споживачів власних потреб електроустановок

Тип електроустановки	$\frac{P_{ВП, max}}{P_{вст}} \cdot 100, \%$	$\frac{W_{ВП}}{W_{вир}} \cdot 100, \%$	Коефіцієнт попиту (K_n)
ТЕЦ:			
пиловугільна	8-14	8-10	0,8
газотурбінна	5-7	4-6	0,8
КЕС:			
пиловугільна	6-8	5-7	0,85-0,9
газотурбінна	3-5	3-4	0,85-0,9
АЕС:			
з газовим теплоносієм	5-14	3-12	0,8
з водним теплоносієм	5-8	4-6	0,8
ГЕС:			
малої і середньої потужності (до 200 МВт)	3-2	2-1,5	0,6
великої потужності (понад 200 МВт)	1-0,5	0,5-0,2	0,7
Підстанція:			
районна	50-200 кВТ	—	—
вузлова	200-500 кВТ	—	—

Примітки:

1. $P_{вп, max}$ - максимальне навантаження ВП;
2. $P_{вст}$ - встановлена потужність електростанції;
3. $W_{ВП}$ - витрати електроенергії на ВП;
4. $W_{вир}$ - виробіток електроенергії електростанцій.

5. При змінному графіку навантаження ЕС споживання потужності на її ВП можна приблизно визначити за виразом:

$$P_{ВП} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_l}{P_{вст}} \right) \cdot P_{ВП, max}.$$

Надійність є основною вимогою, яку повинна задовольняти система ВП, особливо атомних і теплових електростанцій. Згідно з ПУЕ споживачі системи ВП віднесені до 1-ї категорії і їх електроспоживання повинно бути забезпечено від двох незалежних джерел живлення. Перерва живлення допускається лише на час дії пристроїв автоматичного введення резерву (АВР). Особливо виділяється група електроприймачів, перерва живлення яких пов'язана з небезпекою для життя персоналу або з пошкодженням силового обладнання. Для електропостачання цієї групи особливо відповідальних споживачів потрібно не менше трьох незалежних джерел живлення – робочого і двох резервних.

Система ВП повинна бути також економічною. Це означає, що потрібна надійність повинна забезпечуватись при мінімально можливих капіталовкладеннях і витраті електроенергії. Витрата електроенергії в системі ВП входить до складу основних техніко-економічних показників електростанції.

В наш час загальновизнано, що електропостачання системи ВП електростанцій різних типів може бути забезпечене найбільш просто, економічно і надійно від генераторів станції і енергосистеми. Надійність електропостачання забезпечується при виконанні таких умов [1]:

1) при застосуванні швидкодіючого релейного захисту, який дозволяє зменшити небезпеку зниження напруги в системі ВП при короткому замиканні (КЗ) (*short circuit*) в зовнішній мережі і викликаного цим гальмування електродвигунів, таким чином, зменшення продуктивності робочих машин;

2) при автоматичному регулюванні збудження генераторів, що забезпечує швидке відновлення нормальної напруги генераторів після вимкнення КЗ;

3) при використанні приводу робочих машин асинхронних електродвигунів з короткозамкненими роторами, які легко розвертаються після короткочасного зниження частоти обертання;

4) при раціональній побудові схеми електропостачання системи ВП, в основу яких покладено секціонування з приєднанням групи електроприймачів, які відносяться до кожного агрегату (блока, котла), до окремої секції РП з окремим робочим трансформатором. Завдяки цьому КЗ в мережі ВП викликають пониження напруги тільки у відповідній групі електроприймачів.

Для особливо відповідальних споживачів ВП передбачають незалежні джерела енергії обмеженої потужності, що забезпечують живлення цієї групи електроприймачів при повному зникненні напруги на станції. Такими незалежними джерелами енергії можуть бути [1]:

а) автономні агрегати з автоматичним пуском, які складаються з первинного двигуна у вигляді дизеля або газової турбіни і синхронного генератора;

б) допоміжні генератори, що встановлені на валі головних агрегатів;

в) акумуляторні батареї (*storage battery*) зі статичними перетворювачами.

Автономні агрегати потребують для пуску і набору навантаження декілька хвилин. Тому вони отримали застосування на ТЕС і АЕС для приймачів енергії, що допускають таку перерву в подачі енергії.

Для допоміжного генератора первинним двигуном є турбіна. При порушенні роботи головного агрегату резервне живлення системи ВП може бути забезпечене від допоміжного генератора під час вибігу головного агрегату. Допоміжні генератори помітно ускладнюють конструкцію головного агрегату і збільшують ширину машинного залу, тому в наш час їх застосовують тільки на деяких АЕС для електроспоживання двигунів головних циркуляційних насосів (ГЦН) у режимі аварійного розхолодження реактора.

Акумуляторні батареї застосовують на всіх електростанціях. Для заряджання батареї передбачають статичний (тіристорний) перетворювач, приєднаний до мережі 380 В змінного струму. В нормальному режимі приймальники енергії постійного струму живляться від мережі змінного струму через перетворювач, що також підзаряджає батарею. При зникненні напруги в мережі змінного струму приймальники постійного струму забезпечуються енергією від акумуляторної батареї без перерви живлення, навіть короткочасно.

Для електроспоживання електродвигунів (ЕД) робочих машин електростанції, а також інших приймальників енергії передбачають низку понижувальних трансформаторів, приєднаних до генераторів і головних РП станції. Оскільки потужність ЕД знаходиться в межах від декількох кіловат до декількох тисяч кіловат, доцільно мати розподільні мережі і відповідні РП двох ступенів напруги: 6 кВ для ЕД потужністю 200 кВт і вище та 380/220 В для ЕД меншої потужності і освітлення. На потужних ТЕС і АЕС можуть використовуватись напруги 10 кВ для ЕД потужністю 800 кВт і вище і 660 В для ЕД 630 кВт і нижче. Підвищення номінальних напруг знижує струми КЗ і покращує умови самозапуску ЕД.

Електроприймальні ВП за їх впливом на технологічний режим електроустановки умовно поділяють на відповідальні і невідповідальні. До відповідальних відносять електроприймачі, вихід з ладу яких може призвести до порушення нормального технологічного режиму роботи або

до аварії на електростанції чи підстанції. Такі електроприймачі (ЕП) потребують особливо надійного живлення. До невідповідальних відносять ЕП, вихід з ладу яких не відбивається безпосередньо на технологічному режимі електроустановки.

При проектуванні схем електроспоживання ВП електростанцій дотримуються загальних принципів [3]:

1. Робоче живлення всіх видів ЕП ВП, включаючи і особливо відповідальні, здійснюють шляхом відбору потужності па генераторній напрузі головної електричної схеми за допомогою понижувальних трансформаторів (реакторів). Останні працюють окремо, чим досягається обмеження струмів КЗ в мережі ВП і зменшення впливу КЗ на мережі, під'єднані до інших секцій.

2. Для живлення ЕП ВП в більшості випадків використовують два рівня напруги: 6 кВ – для живлення потужних ЕД і 0,4 кВ – для живлення дрібних ЕД, електроосвітлювачів та іншого навантаження. При цьому використовується принцип послідовної двоступеневої трансформації. Лише для ВП малопотужних ГЕС і підстанцій виявляється можливим використовувати одну напругу.

3. Розподільні пристрої (РП) ВП виконують з однією секціонованою системою шин з одним вимикачем на приєднання, з використанням комірків КРПІ.

4. Резервне живлення відповідальних і невідповідальних ЕП ВП забезпечують також відбором потужності від головної електричної схеми при дотриманні умови, що місця приєднання кіл резервного живлення повинні бути незалежні від місць приєднання кіл робочого живлення. Для особливо відповідальних споживачів ВП передбачають додаткове незалежне джерело живлення.

В загальному випадку схему живлення ВП вибирають на підставі техніко-економічних варіантних розрахунків. При складанні схем можуть змінюватись: значення напруг U_1 і U_2 ; тип, число і потужність трансформаторів робочого живлення; число, потужність і місце приєднання трансформаторів резервного живлення. Від параметрів кіл живлення ВП і рівня напруги залежать значення розрахункового струму КЗ, а значить, типи і параметри електричних апаратів і провідників (кабельної мережі). Рівень напруги впливає, крім того, на типи і параметри ЕП.

Для електропостачання ВП вітчизняних теплових і атомних електростанцій застосовують, як правило, напругу 6 і 0,4 кВ. При розподілі ЕД між напругами 6 і 0,4 кВ враховують, що [4]:

а) двигуни потужністю менше 200 кВт на 6 кВ в 1,5÷2,3 раза дорожчі двигунів на 0,4 кВ (при інших однакових параметрах);

б) застосування ЕД потужністю більше 200 кВт на напругу 0,4 кВ вимагало б нерационально великих перерізів кабелю.

Перехід з напруги 6/0,4 кВ на 10/0,66 кВ дозволив би знизити струми КЗ і струми нормального режиму, а отже зменшити параметри електричних апаратів і перерізи кабелів і струмопроводів. В результаті РП і кабельна мережа стали б дешевшими. Однак через те, що вартість ЕД 10 кВ дещо вища вартості ЕД 6 кВ, а ККД – нижчий (при інших однакових параметрах), капітальні затрати і річні витрати на двигуни зростають. Для потужних ТЕС і АЕС з блоками 500 МВт і більше може виявитись економічнішим застосування напруг 10 і 0,66 кВ. Таким чином, після освоєння промисловістю всієї необхідної для ВП номенклатури ЕД 10 кВ, може здійснитись підвищення рівнів напруги з 6/0,4 на 10/0,66 кВ в системі ВП потужних ТЕС і АЕС.

При виконанні техніко-економічних варіантних розрахунків для кожного варіанта схеми обчислюють такі техніко-економічні показники [4]:

- капіталовкладення K , які складаються з суми вартостей порівняльних елементів ВП: електродвигунів, електроосвітлювачів, трансформаторів, розподільних пристроїв, кабельних мереж і резервних магістралей:

$$K = K_D + K_C + K_T + K_{RP} + K_{KB} + K_{P.M.}, \quad (1.1)$$

де K_D - вартість електродвигунів;
 K_C - вартість електроосвітлювачів;
 K_T - вартість трансформаторів;
 K_{RP} - вартість розподільних пристроїв;
 K_{KB} - вартість кабельних мереж;
 $K_{P.M.}$ - вартість резервних магістралей;

- річні втрати енергії, які складаються з суми втрат в електродвигунах, в трансформаторах і кабельних мережах:

$$\Delta W_{втр} = \Delta W_{втр,D} + \Delta W_{втр,T} + \Delta W_{втр,KB}, \quad (1.2)$$

де $\Delta W_{стож,д}$ - втрати в електродвигунах;
 $\Delta W_{стож,т}$ - втрати в трансформаторах;
 $\Delta W_{стож,кб}$ - втрати в кабельних мережах;

- середньорічне недопостачання електроенергії в енергосистему через відмови в електроустановці ВП:

$$\Delta W_z = \frac{T_{\text{вст}}}{8760} \cdot \sum \Delta P_z \cdot \omega_y \cdot T_y, \quad (1.3)$$

де $T_{\text{вст}}$ - кількість годин використання встановленої потужності;
 ΔP_z - аварійне зниження потужності генерування енергоблоків;
 ω_y і T_y - середні частота і тривалість аварій;
 - приведені витрати:

$$B = (p_n + a + b) \cdot K + \beta \cdot \Delta W_{\text{втр}} + y_{\text{о.с.}} \cdot \Delta W_z, \quad (1.4)$$

де $p_n = 0,12$ - нормативний коефіцієнт ефективності, 1/рік;
 a - норма амортизаційних відрахувань, 1/рік;
 b - норма відрахувань на обслуговування, 1/рік;
 β - питомі витрати на відновлення втрат, коп./кВт·год.;
 $y_{\text{о.с.}}$ - питомий системний збиток, коп./кВт·год.

На схему живлення ВП помітно впливають такі фактори:

- потужність, склад та відповідальність ЕП ВП, що в першу чергу визначається типом електростанції, що проектується;
- структура і рівні напруг головної електричної схеми;
- режим роботи основного обладнання (базовий, напівпіковий або піковий);
- параметри елементів системи ВП, що виготовляються заводами.

Контрольні питання

1. Що являє собою система власних потреб електричних станцій?
2. Як впливає на максимальне навантаження системи власних потреб вид палива, яке використовується на електростанціях?
3. Яким чином забезпечується надійність системи власних потреб електростанцій?
4. Надати характеристику незалежним джерелам енергії системи власних потреб.
5. Які показники обчислюють при виконанні техніко-економічних варіантних розрахунків системи електропостачання власних потреб?
6. Які фактори впливають на схему живлення власних потреб електричних станцій?

2 МЕХАНІЗМИ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ, ЇХ ХАРАКТЕРИСТИКИ І ПРИВОД

Процес виробництва електроенергії на електричних станціях повністю механізований. Економічна робота сучасних потужних котлоагрегатів і паротурбінних агрегатів ТЕС можлива тільки за участю багатьох допоміжних робочих машин (млинів, дробильних, кранів, транспортерів, насосів, вентиляторів тощо), необхідних для приготування і транспортування палива, подачі повітря в камери горіння і усунення з них продуктів згорання і попелу, подачі води в котли, підтримки вакууму в конденсаторах турбін, водопостачання станції, перекачки води для теплопостачання, вентиляції приміщень і багато іншого.

Ще більш відповідальні функції допоміжних робочих машин на АЕС, наприклад, головних циркуляційних насосів або газодувки, що забезпечують циркуляцію теплоносія через активну зону реактора, насосів технічного водопостачання, а також системи технологічного контролю реактора, його управління і захисту.

Виробничий процес на ГЕС значно простіший і тому кількість допоміжних робочих машин менша. Однак і тут необхідні насоси для технічного водопостачання, масляні насоси системи регулювання і змащування гідроагрегатів, компресори маслонапірних установок тощо.

Таким чином, головними елементами електроустановок ВП є машинні агрегати, що являють собою сукупність робочої машини або механізму ВП і приводу. В переважній більшості як привод вибирають електродвигуни трифазного змінного струму, які складають приблизно 90% всього навантаження ВП електростанцій. Агрегати ВП розташовані практично по всій території станції, в тому числі і в приміщеннях з несприятливим мікрокліматом: з високою температурою, великою вологістю або запиленістю, з впливом значних вібрацій. Крім того, можливі часті операції пуску і зупинки. В таких важких умовах електродвигуни повинні працювати надійно. Найповніше цим умовам відповідають *асинхронні двигуни* з короткозамкненим ротором. Їх конструкція відносно проста, тому вони надійні в роботі і нескладні в обслуговуванні. Пуск їх здійснюється шляхом подачі вимикачем повної напруги мережі. Сюди ще потрібно додати дешевизну і широкую номенклатуру параметрів і виконань, на які виготовляють асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором вітчизняні заводи.

Синхронні двигуни складніші за асинхронні, і в діапазоні малих і середніх потужностей (до 6-8 МВт) їх вартість помітно вища. Тому економічно доцільно їх застосовувати тільки для приводу потужних робочих машин. Синхронні двигуни використовують для приводу великих шарових млинів, що мають малу частоту обертання: потужні асинхронні двигуни з малою частотою обертання не виготовляють через

нераціональність їх конструкції, а установлення редуктора суттєво збільшує вартість агрегату і робить його менш надійним. В деяких випадках синхронні двигуни застосовують для приводу потужних насосів з великою кількістю годин їх використання (циркуляційні і мережеві насоси). Застосування синхронних двигунів підвищує коефіцієнт потужності електроустановки ВП, оскільки вони зазвичай працюють з перезбудженням. Крім того, вони менш чутливі до зниження напруги живлення, а швидке форсування збудження дозволяє забезпечити їх стійкість навіть при значних зниженнях напруги. Однак у випадку випадання синхронного двигуна з синхронізму необхідна його ресинхронізація.

Електродвигуни постійного струму дорогі, менш надійні і більш складні в експлуатації. Крім того, вони потребують джерело енергії постійного струму. Тому їх застосовують лише в особливих випадках для приводу робочих машин малої потужності:

а) для приводу живильників пилу, які потребують широкого і плавного регулювання продуктивності;

б) для приводу резервних двошвидкісних турбін, які повинні працювати навіть при повному зникненні напруги змінного струму на електростанції.

Для приводу живильних насосів котлів великої продуктивності, а також дутьових вентиляторів, що працюють при надлишковому тиску, використовують парові турбіни.

Вибір типу ЕД пов'язаний також зі способом регулювання продуктивності робочих машин, яку можна регулювати трьома способами [1]:

1) зміною характеристики зовнішньої технологічної мережі, що досягається регулюванням дросельною засувкою в трубопроводі при незмінній частоті обертання агрегату (дросельне регулювання);

2) зміною характеристики робочої машини (насоса або вентилятора), що забезпечується за допомогою направляючого агрегату вентилятора або за допомогою повертання лопаток робочого колеса у насосів і вентиляторів осьового типу;

3) зміною частоти обертання робочої машини, що досягається регулюванням частоти обертання приводового двигуна або за допомогою муфт ковзання (гідромуфти, електромагнітні муфти), які розміщують між валом робочої машини і двигуном.

Частота обертання асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором, а також синхронних двигунів, як правило, не регулюється. Тому при використанні їх як приводу звертаються до двох перших способів регулювання продуктивності або до установлення муфт ковзання. У випадку, коли необхідно розширити діапазон регулювання продуктивності (наприклад, в тягодутьових машинах відцентрового типу), вибирають

двошвидкісні асинхронні двигуни. Перемикання обмоток статора двошвидкісного двигуна з різною кількістю пар полюсів дозволяє отримати дві ступені частоти обертання. Але такі двигуни потребують двох приєднань до розподільних пристроїв (РП) ВП, тобто двох кабелів і двох вимикачів на кожний ЕД.

Якщо агрегат має важкі умови пуску (кульові млини, машини підйомно-транспортних пристроїв), то для нього підбирають асинхронний двигун з подвійною кліткою на роторі, яка має покращену пускову характеристику.

Оскільки будь-який ЕД є частиною машинного агрегату, то його механічні показники повинні відповідати механічним показникам робочих машин. Ці показники визначаються їх механічними характеристиками, тобто залежностями обертального моменту ЕД і моменту опору робочої машини від частоти обертання. Розрізняють такі типи механічних характеристик ЕД [1, 5]:

1) *абсолютно жорстку* механічну характеристику, при якій частота обертання n ЕД не змінюється зі зміною моменту M_0 (пряма 1 на рисунку 2.1, а). Таку характеристику мають синхронні ЕД;

2) *жорстку* механічну характеристику (крива 2 на рисунку 2.1, а). В цьому випадку частота обертання n ЕД незначно зменшується зі збільшенням моменту M . Таку характеристику мають ЕД постійного струму паралельного збудження і асинхронні ЕД, якщо вони працюють з ковзанням, яке не перевищує критичне;

3) *м'яку* механічну характеристику, за якої частота обертання n значно зменшується зі збільшенням моменту M (крива 3 на рисунку 2.1, а). Таку характеристику мають ЕД постійного струму послідовного збудження, особливо в зоні малих моментів.

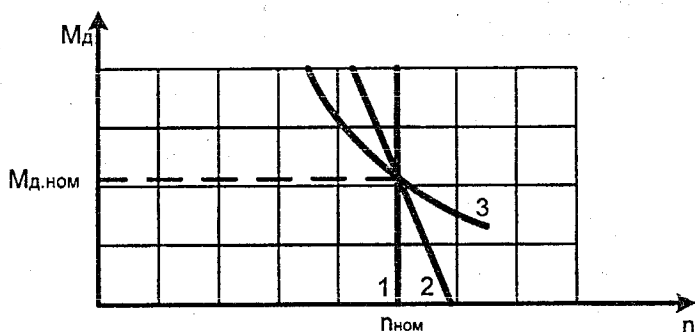
Механічні характеристики робочих машин зазвичай поділяють на чотири типи [1, 5]:

1) *незалежну від частоти обертання* механічну характеристику (пряма 1 на рисунку 2.1, б). Таку характеристику мають підйомні крани, лебідки, шнеки, вугледробильні машини, транспортери з постійною масою матеріалу, який передається, тощо;

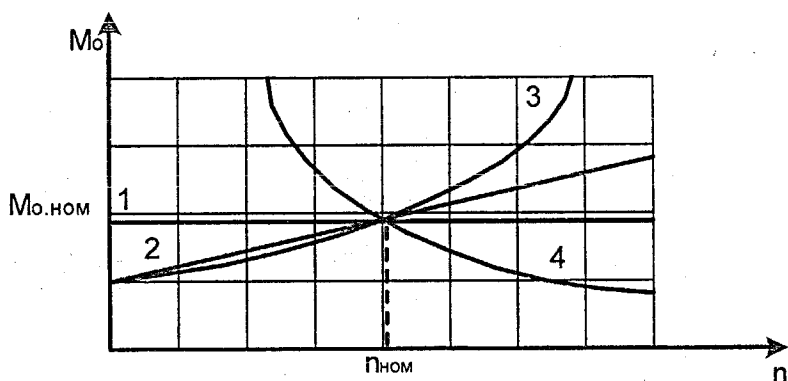
2) *лінійно зростаючу* механічну характеристику (крива 2 на рисунку 2.1, б). Таку характеристику має, наприклад, генератор постійного струму незалежного збудження, якщо опір навантаження залишається незмінним;

3) *нелінійно зростаючу* механічну характеристику, при якій момент опору M_0 пропорційний частоті обертання n в другому або вищому ступені (крива 3 на рисунку 2.1, б). Робочі машини, у яких M_0 пропорційний квадрату n , часто називають машинами з вентиляторним моментом. До таких машин відносяться вентилятори, лопатеві насоси при відсутності статичного напору;

4) *нелінійно спадаючу* механічну характеристику (крива 4 на рисунку 2.1, б). В цьому випадку опір M_o зворотно пропорційний частоті обертання n , а потужність, яку споживає машина, залишається постійною. Таку характеристику мають металообробні верстати, деякі робочі машини в металургійній промисловості тощо.



а)



б)

Рисунок 2.1 – Механічні характеристики машинних агрегатів:
а) електродвигунів; б) робочих машин

В загальному випадку механічна характеристика більшості робочих машин може бути подана формулою [2]:

$$M_o = M_{o0} + (M_{o,ном} - M_{o0}) \cdot \left(\frac{n}{n_c} \right)^\alpha, \quad (2.1)$$

де M_{o0} – початковий момент опору, тобто момент сили тертя в рухомих частинах (без врахування моменту тертя спокою);

$M_{o,ном}$ – момент опору при номінальній частоті обертання;

α – коефіцієнт, що характеризує зміну моменту опору зі зміною частоти обертання.

Для машин:

- з постійним моментом опору: $\alpha = 0$;
- з лінійно-зростаючою характеристикою: $\alpha = 1$;
- з вентиляторним моментом опору: $\alpha = 2$;
- з нелінійно-спадаючою характеристикою: $\alpha = -1$.

Найбільше розповсюдження отримали машини з вентиляторним моментом опору. Такі машини мають $M_{o0} = (0,1+0,2) \cdot M_{o,ном}$, тому в розрахунках часто приймають $M_{o0} = 0,15 \cdot M_{o,ном}$.

Конструктивне виконання двигуна вибирають залежно від місця його установлення. Вітчизняні заводи випускають ЕД чотирьох форм виконання (відкрита, захищена, закрита і вибухозахищена) і чотирьох видів системи охолодження (природна, примусова продувна, закрита обдувна і замкнена).

В сухих чистих приміщеннях застосовують ЕД відкритого виконання з природною (машини малої потужності) або примусово продувну системою охолодження. На ТЕС і АЕС застосовують, як правило, ЕД захищеного або закритого виконання. В приміщеннях, де температура може досягати $+35^\circ\text{C}$, а вологість 70% (характерно для турбінних цехів, водонасосних і хімводоочищення), встановлюють ЕД захищеного виконання (двигуни серій А, А2, ВДС, ДВДА, ВДД тощо). Активні частини таких машин знаходяться в чавунному корпусі.

Система охолодження залежить від потужності машини. ЕД малої потужності мають природне повітряне охолодження за рахунок розвиненої поверхні корпуса. Для ЕД середньої і великої потужності виконують примусову циркуляцію охолодженого повітря всередині активних частин статора і ротора. Система внутрішньої вентиляції може бути радіальною, аксіальною, тангенціальною або змішаною (для потужних двигунів).

В деяких приміщеннях станцій (наприклад, в котельних і в системі паливopодачі ТЕС) мають місце особливо важкі умови зовнішнього середовища – підвищена запиленість або вологість. В цих умовах застосовують ЕД закритого виконання, що обдуваються (серій АО, АО2, АЗ або ДАЗО тощо), або з замкнутою системою вентиляції (АТМ, АТД, А і ін.). Закриті ЕД мають герметичний корпус і вологозахисну ізоляцію обмоток.

Для вибухонебезпечних приміщень (мазутні насосні, пилотовиробники) вибирають закриті ЕД спеціального вибухозахищеного виконання.

Номінальна частота обертання робочої машини визначається технологічним режимом. Номінальну частоту обертання ЕД намагаються підібрати рівною частоті обертання механізму. Якщо це не вдається, то робочу машину і ЕД з'єднують через редуктор.

Номінальна потужність ЕД підбирається в загальному випадку за співвідношенням [3, 4]:

$$P_{Д.ном} \geq K_{зап} \cdot P_{розр}, \quad (2.2)$$

де $P_{розр}$ – розрахункове навантаження на валі робочої машини, кВт;

$K_{зап} = 1,15$ – коефіцієнт запасу.

Для насоса:

$$P_{розр} = \frac{9,8 \cdot \gamma \cdot Q(H + \Delta H)}{1000 \cdot \eta \cdot \eta_n}, \quad (2.3)$$

де γ – густина рідини, що перекачується, кг/см³;

Q – продуктивність, м³/с;

H – напір, що дорівнює сумі висот всмоктування і нагнітання, м;

ΔH – втрати напору в трубопроводах, м;

η – ККД насоса;

η_n – ККД передачі (редуктора).

Для вентилятора:

$$P_{розр} = \frac{Q \cdot H_n}{1000 \cdot \eta \cdot \eta_n}, \quad (2.4)$$

де H_n – напір повітря, Н/м².

Для компресора:

$$P_{розр} = \frac{Q}{\eta \cdot \eta_n} \cdot \frac{A_a + A_b}{2}, \quad (2.5)$$

де A_a і A_b – адіабатна та ізотермічна робота стискання (в кілоджоулях) одного кубічного метра атмосферного повітря до кінцевого надлишкового тиску стискання p :

$p \cdot 10^5, \text{Па}$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$A_a + A_b$	81,9	143,2	234,4	304,1	359,0	406,1	447,3	484,6	517,2	546,3

Для механізмів підйому (кранів):

$$P_{\text{розр}} = \frac{(G + G_0) \cdot v}{1000 \cdot \eta}, \quad (2.6)$$

де G – номінальна вага вантажу, який піднімають, Н;

G_0 – вага захвачувальних прилаштувань, Н;

v – швидкість підйому, м/с;

η – ККД блоків.

Для механізмів горизонтального переміщення (возиків):

$$P_{\text{розр}} = \frac{(G + G_1) \cdot K \cdot (\mu \cdot r + f) \cdot v_1}{1000 \cdot \eta \cdot R}, \quad (2.7)$$

де G – номінальна вага вантажу, який пересувають, Н;

G_1 – власна вага механізму, який пересувають, Н;

$K = 1,05 \div 1,1$ – коефіцієнт, що враховує тертя реборд колеса об рейки;

μ – коефіцієнт тертя ковзання (0,07÷0,01 – для підшипників ковзання; 0,005÷0,02 – для шарикових або роликових підшипників; 0,01÷0,02 – для підшипників з пластмас; 0,15÷0,2 – для бандажів (по рейках);

r – радіус шийки вала колеса, см;

f – коефіцієнт тертя качання (0,1 – для необроблених і 0,05 – для оброблених коліс);

v_1 – швидкість пересування, м/с;

R – радіус колеса, см.

Пуск агрегату вважається успішним, якщо агрегат розвернувся з нерухомого стану до номінальної частоти обертання і при цьому температура обмоток двигуна не перевищила допустимого значення. Асинхронні двигуни (АД) з короткозамкненим ротором повинні допускати два пуски підряд з холодного стану і один пуск з гарячого стану.

Для успішного розгортання агрегату необхідно, щоб обертальний момент двигуна M_d перевищував момент опору M_o робочої машини на всьому діапазоні зміни частоти обертання від 0 до $n_{\text{ном}}$. Для АД умова розгортання записується в загальному випадку таким чином [2]:

$$M_d(n) \cdot \left(\frac{U_{д.л}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 > M_o(n), \quad (2.8)$$

де $M_d(n)$ – моментальна характеристика двигуна при номінальній напрузі

$U_{ном.}$;

$U_{д.т}$ – напруга на виводах двигуна під час пуску;

$M_o(n)$ – характеристика моменту опору робочої машини.

Для більшості ЕД системи ВП можна прийняти, що напруга живлення в процесі пуску залишається незмінною. Лише для самих потужних двигунів ($P_{д.ном} \geq 2000$ кВт) потрібно враховувати зниження напруги на секції РПВП під час їх пуску. В цьому випадку перевірку за умови (2.8) потрібно виконувати після вибору трансформаторів (реакторів) ВП, параметри яких впливають на рівень напруги на шинах РП в процесі пуску. Якщо умова (2.8) не дотримується, то потрібно вибрати АД з покращеною пусковою характеристикою – з подвійною “Білячою кліткою” на роторі або з глибоким пазом.

Перевірку на нагрів ЕД при пуску здійснюють зіставленням часу пуску t_n , обчисленого за допомогою рівняння руху двигуна, з допустимим часом пуску $t_{н.доп.}$ [2]:

$$t_n \leq t_{н.доп.} \quad (2.9)$$

Рівняння руху ЕД має вигляд:

$$M_{над} = M_d - M_o = T_J \frac{dn}{dt}, \quad (2.10)$$

де $M_{над}$ – надлишковий момент;

T_J – механічна постійна агрегату.

Розрахунковий час пуску:

$$t_n = T_J \int_0^{n_{ном}} \frac{dn}{M_{* над}}, \quad (2.11)$$

де

$$T_J = \frac{GD^2 \cdot n_c}{375 \cdot M_{ном}} = \frac{GD^2 \cdot n_c \cdot n_{ном}}{356 \cdot P_{ном} \cdot 10^4}, \quad (2.12)$$

де GD^2 – маховий момент ЕД, Н·м², який дають заводи-виробники;

G – сила, Н;

D – діаметр, м;

n_c і $n_{ном}$ – синхронна і номінальна частоти обертання, об/хв.;

$M_{ном}$ – номінальний момент, Н·м;

$P_{ном}$ – номінальна потужність, кВт.

Вираз (2.11) лише в окремих випадках піддається аналітичному розв'язанню, тому зазвичай час пуску визначають графічним інтегруванням у вигляді:

$$t_n = T_J \sum_0^{n_{ном}} \frac{\Delta n_*}{M_{*на\delta}}, \quad (2.13)$$

для чого графік надлишкового моменту розбивають на кінцеве число ділянок Δn і для кожної ділянки застосовують середнє за графіком значення $M_{на\delta}$ (рисунок 2.2).

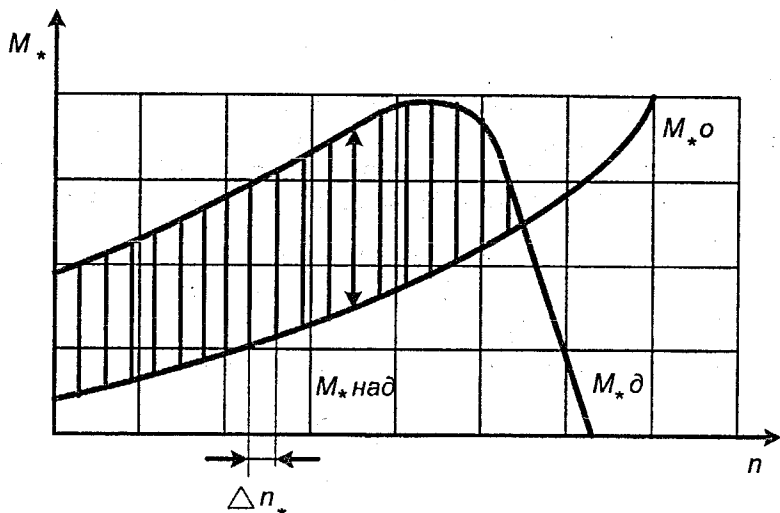


Рисунок 2.2 – Графічне визначення надлишкового моменту за кривими обертального моменту та моменту опору робочого механізму

Допустимий час пуску визначають в передбаченні, що до пуску ЕД працював з номінальним навантаженням, а тепловіддача під час пуску дуже мала:

$$t_{n,доп} = \frac{150 \cdot (\Theta_{доп} - \Theta_{ном})}{j_{ном}^2 (K_n^2 - 1)}, \quad (2.14)$$

де $\Theta_{доп}$ – допустиме перевищення температури обмотки статора над температурою навколишнього середовища, °С;

$\Theta_{ном}$ – допустиме перевищення температури обмотки статора над

температурою навантаженого середовища при номінальному навантаженні, °С;

$j_{ном}$ – номінальна густина струму (4-6 А/мм²) для двигунів масового виробництва;

K_n – кратність пускового струму.

Для відповідальних двигунів, самозапуск або повторний пуск яких повинні бути забезпечені відразу ж після зупинення, тобто в гарячому стані, перевищення температури може бути взято таким, що дорівнює 135°С. В цьому випадку з рівняння (2.14) знаходимо [8]:

$$t_{n,доп}^{гар} = \frac{150 \cdot 135}{5^2 (K_n^2 - 1)} = \frac{810}{K_n^2 - 1}. \quad (2.15)$$

Для двигунів, пуск яких в гарячому стані за технологічним процесом не потрібний, час пуску може визначатися з умови допустимого нагріву двигуна при пуску з холодного стану. В цьому випадку перевищення температури може бути взято рівним 200°С, тоді допустимий час пуску [8]:

$$t_{n,доп}^{хол} = \frac{150 \cdot (\Theta_{доп} - \Theta_{ном})}{j_{ном}^2 \cdot K_n^2} = \frac{150 \cdot 200}{5^2 \cdot K_n^2} = \frac{1200}{K_n^2}. \quad (2.16)$$

Для побудови кривої обертового моменту АД можна скористатися формулою:

$$M_{*д} = \frac{2b_{max} \cdot \frac{U_*^2}{f_*^2}}{\frac{s \cdot f_*}{s_{кр}} + \frac{s_{кр}}{s \cdot f_*}}, \quad (2.17)$$

де $b_{max} = M_{max}/M_{ном}$;

U_*, f_* – напруга і частота, в.о.;

s – ковзання двигуна;

$s_{кр} = s_{ном} \cdot (b_{max} + \sqrt{b_{max}^2 - 1})$ – критичне ковзання двигуна, при якому момент обертання АД максимальний;

$s_{ном} = (n_c - n_{ном})/n_c$ – номінальне ковзання двигуна;

n_c і $n_{ном}$ – синхронна і номінальна швидкості обертання двигуна, об/хв.

Крім того, крива обертового моменту АД може бути побудована за відомими з каталогу точками моментальної характеристики двигуна:

- 1) $M_{пуск}$ при $s = 1$;
- 2) M_{max} при $s = s_{кр}$;

3) $M_{\text{синхр}}$ при $s = 0$.

Для більшої визначеності характеристики бажано знати проміжну точку в області $s_i = 0,4 - 0,6$. Наближено можна вважати, що $M_{*d}(s_i) = (1 \div 1,1) \cdot M_{\text{пуск}}$; причому більше значення потрібно брати для ЕД серій АТД і ДАЗО, які мають $s_{\text{кр}} \leq 0,05$.

Момент опору механізму у відносних одиницях може бути отриманий із співвідношення (2.1):

$$M_{*o} = M_{*0} + (1 - M_{*0}) \cdot n^{\alpha} = M_{*0} + (1 - M_{*0}) \cdot (1 - s)^{\alpha}, \quad (2.18)$$

$$\text{де } M_{*o} = \frac{M_o}{M_{\text{ном}}}; \quad M_{*0} = \frac{M_0}{M_{\text{ном}}}; \quad n = \frac{n}{n_c};$$

s – ковзання.

Момент опору механізму при пуску ($n = 0$) для вентиляторів, димососів і відцентрових насосів $M_{*0} = 0,1 \div 0,2$; $M_{\text{ном}}$ – номінальний момент опору механізму при номінальній частоті обертання; для механізмів з $P \equiv n$ і $M_o = \text{const}$: $\alpha = 0$ (шарові млини, стрічкові транспортери, кранові механізми). Для відцентрових насосів і вентиляторів $\alpha = 2$. Для відцентрових насосів, які працюють з протитиском (живильний насос), $\alpha > 2$.

Таким чином, використовуючи (2.17) і (2.18), можна визначити величину надлишкового моменту $M_{*над}$, а потім за формулою (2.13) знайти питомий час пуску ЕД – t_n , замінивши Δn ковзанням Δs .

Контрольні питання

1. З яких механізмів складається система власних потреб електростанцій?
2. Надати характеристику електродвигунів, які використовують в системі власних потреб.
3. Як здійснюється вибір типу електродвигунів власних потреб?
4. Механічні характеристики робочих машин та електродвигунів власних потреб.
5. Як вибирають номінальну потужність електродвигунів власних потреб?
6. Як здійснюється перевірка електродвигунів власних потреб на нагрівання?

3 САМОЗАПУСК ЕЛЕКТРОДВИГУНІВ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ СТАНЦІЇ

Досвід експлуатації підтвердив, що для сучасних електростанцій (ЕС) найбільш економічним і надійним способом живлення ЕД ВП є система, при якій джерело ВП зв'язане з загальною мережею енергосистеми.

Надійність живлення ВП при такій схемі досягнута впровадженням на ЕС таких заходів [11]:

- застосуванням ЕД з короткозамкненим ротором з пуском при повній напрузі;
- встановленням швидкодіючих захистів на елементах головної схеми і приєднаннях ВП;
- автоматичного швидкодіючого регулювання збудження на турбогенераторах;
- оснащення пристроями АВР джерел живлення ВП;
- забезпечення самозапуску ЕД після перерв живлення ВП, обумовлених дією АВР, і при відновленні напруги після вимкнення КЗ.

Таким чином, самозапуск ЕД, тобто автоматичне відновлення їх нормальної роботи після ліквідації аварійних режимів в мережі, є одним з важливих процесів, що забезпечують безперебійну роботу ЕС.

Найпоширенішими причинами, що викликають порушення в схемі ВП і потребують забезпечення самозапуску ЕД, є:

- від'єднання працюючого джерела живлення через його пошкодження або втрата ним живлення через пошкодження шин ГРП на ТЕЦ. В цьому випадку при вмиканні резервного джерела живлення під дією пристрою АВР самозапуск ЕД повинен забезпечити безперебійну роботу основних агрегатів ВП, які короткочасно залишились без живлення;
- відключення блока на ЕС при пошкодженні його елементів, з необхідністю його зупинення. В цьому випадку повинен бути забезпечений від резервного джерела живлення самозапуск тих ЕД, які дозволяють здійснити нормальне зупинення блока без пошкодження елементів його обладнання;
- помилкове або неконтрольоване вимкнення робочого джерела живлення ВП, коли після перемикання ЕД на резервне джерело живлення двигуни повинні швидко відновити свою нормальну роботу для збереження навантаження основних агрегатів;
- втрата збудження на генераторі, коли для збереження генератора в роботі ВП перемикаються на резервне джерело живлення, яке має нормальну напругу;

- КЗ в зовнішній мережі або на ВП, після вимкнення якого відновлюється напруга на шинах ВП, що живляться від робочого джерела живлення.

В усіх вказаних випадках двигуни ВП короткочасно втрачають живлення або має місце глибоке зниження напруги і двигуни гальмуються, а при відновленні напруги повинні самозапуститися, якщо створені для цього умови.

При цьому необхідно щоб в процесі перерви живлення двигунів механізмів ВП і наступному самозапуску котельні і турбінні агрегати зберігали свої параметри в межах допустимого. Якщо при самозапуску параметри агрегатів досягнуть величин уставок дії технологічних захистів, агрегати будуть ними вимкнені і, таким чином, основна задача самозапуску – відновлення нормальної роботи агрегатів і збереження навантаження – виконана не буде.

Самозапуск повинен бути забезпечений при короткочасних перервах живлення при дії АВР шин ВП або після глибокого зниження напруги, пов'язаного з вимкненням КЗ, коли ЕД ще не встигли значно загальмуватися.

Тривалість перерви живлення визначається часом спрацювання захисту t_z , вимкнення пошкодження $t_{\text{вимк.}}$ і вмикання резервного живлення $t_{\text{АВР}}$. Час перерви живлення складає [3, 4]:

- при КЗ на приєднаннях, що відходять від секції ВП:

$$t_{\text{пжс}} = t_z + t_{\text{вимк.}} \approx 0,22 + 0,3 \text{ с;}$$

- при КЗ в колі робочого живлення:

а) при дії основного захисту:

$$t_{\text{пжс}} = t_z + t_{\text{вимк.}} + t_{\text{АВР}} \approx 0,6 + 0,9 \text{ с;}$$

б) при дії резервного захисту:

$$t_{\text{пжс}} = 1,5 + 2,2 \text{ с;}$$

- при КЗ в РП вищої напруги станції і зниженні напруги на шинах ВП:

а) при дії основного захисту:

$$t_{\text{пжс}} = 0,1 + 0,3 \text{ с;}$$

б) при дії резервного захисту:

$$t_{\text{пжс}} = 1 \text{ с;}$$

- при КЗ в РП вищої напруги, коли захист вимикає і зупиняє блок, а його ВП перемикаються на резервний трансформатор:

$$t_{\text{пжс}} = 0,8 + 1,1 \text{ с;}$$

- при зупиненні блока від дії технологічних захистів, коли генератор вимикається від РП вищої напруги і від ВП:

$$t_{\text{пжс}} = 0,5 + 0,7 \text{ с;}$$

- якщо технологічні обмеження дозволяють блока працювати на холостому ходу, живлячи лише ВП:

$$t_{\text{пжс}} = 0,4 + 0,5 \text{ с;}$$

- у випадку помилкового вимкнення робочого живлення (персоналом або автоматично):

$$t_{\text{пжк}} = 0,4 \div 0,6 \text{ с.}$$

Особливістю самозапуску на електростанціях є те, що в ньому бере участь низка ЕД, тому такий самозапуск називається груповим. Він може бути успішним або неуспішним. Успішним самозапуск є таким, при якому відповідальні двигуни сягають нормальної частоти обертання за час, допустимий за технологічними обмеженнями і за нагрівом самих ЕД.

Успішний самозапуск ЕД ВП дозволяє утримати блок в роботі під навантаженням при КЗ в зовнішній мережі і в мережах ВП, а також при помилкових вимкненнях робочого живлення прискорити відновлення нормальної роботи при деяких відмовах технологічної частини і забезпечити безпечне для обладнання (штатне) зупинення енергоблока.

На ЕС шини секціонуються і на кожен секцію ВП основного живлення під'єднуються, як правило, ЕД котельного і турбінного агрегатів. В цей набір входять в певному співвідношенні механізми з вентиляторним моментом опору (димососи, вентилятори), з насосною характеристикою низького (циркуляційні, конденсатні, мережеві і ін. насоси) і високого (живильні насоси) тиску і механізми з постійним моментом (млини, дробильні).

При вимкненні робочого живлення секції напруга на ній зникає не відразу, а деякий час підтримується за рахунок накопиченої ЕД в нормальному режимі електромагнітної і кінетичної енергії.

Тривалість затухання результуючої напруги на шинах ВП при груповому вибігу визначається потужністю двигунів, їх електромеханічними постійними і навантаженням механізмів перед вимкненням і складає $1,0 \div 1,5$ с залежно від типу станції. Наявність на секції синхронного двигуна (наприклад, двигуна млина) збільшує тривалість затухання напруги до $2,8 \div 3,0$ с.

Оскільки при втраті живлення на секції під'єднані до неї статори ЕД залишаються пов'язаними між собою, вони будуть вести себе трохи інакше, ніж ЕД при індивідуальному від'єднанні їх від мережі.

Як показали випробування, при наявності на шинах затухаючої напруги між електрично пов'язаними ЕД виникають зрівноважні струми, направлені таким чином, щоб зменшення частоти обертання і затухання магнітних потоків в усіх ЕД було однаковим. ЕД механізмів з більшим запасом кінетичної енергії (вентилятори, димососи) працюють в режимі генераторів, з меншим запасом кінетичної енергії (насоси) – в режимі споживачів. Необхідно зауважити, що у двигунів вентиляторів і димососів, які є при груповому вибігу асинхронними двигунами, циркулюють струми, які перевищують їх номінальні величини.

Випробування, проведені на блочних ЕС, показали також, що при груповому вибігу ЕД протягом першої секунди після вимкнення живлення

шин ВП швидкість обертання механізмів з вентиляторним моментом складає 0,95, а з насосною характеристикою – 1,15 частоти обертання при індивідуальному вибігу цих агрегатів для відповідного періоду часу. Груповий вибіг двигунів триває до тих пір, доки залишкова напруга на шинах ВП не знизиться до $(0,25-0,20) \cdot U_{ном}$. Частота затухаючої напруги при груповому вибігу зменшується разом з гальмуванням ЕД приблизно за лінійним законом зі швидкістю близько $4 \div 7$ Гц/с.

В процесі затухання частоти напруги ЕД, що генерується, збільшується кут між спадаючою напругою на секції та напругою мережі. Протифаза напруг настає через $0,3 \div 0,4$ с після вимкнення мережі. При цьому різниця напруги мережі і ЕД може сягати величини $(1,6 \div 1,8) \cdot U_{ном}$. Потрібно зауважити, що при короткочасних перервах живлення, пов'язаних з дією АВР (тобто в межах $0,4 \div 0,5$ с), подача напруги здійснюється як раз в момент протифази.

Досвід експлуатації пристроїв АВР на шинах ВП станцій довів, що побоювання відносно можливості виходу з ладу ЕД від понадрозрахункових динамічних зусиль в обмотках при поданні напруги на секцію ВП від резервного джерела живлення в момент протифази необґрунтовані. В дійсності при вмиканні резервного живлення в момент протифази величина перехідного струму ЕД не перевищує пускових струмів, оскільки ці струми обмежуються сумарним реактивним опором джерела резервного живлення і двигунів, з одного боку, і величиною затухаючої напруги на секції, яка в момент протифази складає $(0,6 \div 0,65) \cdot U_{ном}$, з іншого.

Величина часу настання протифази має практичне значення тільки при вимкненні окремого ЕД з його наступним швидкодіючим АПВ від номінальної напруги мережі.

В цьому випадку в момент подання напруги пускові струми можуть зрости в $1,7 \div 1,8$ рази, що потягне за собою збільшення динамічних зусиль на обмотці ЕД значно вище розрахункових.

Тому в тих випадках, коли опір зовнішнього кола малий, при наявності АПВ на окремих двигунах здійснювати його потрібно через час $0,8 \div 1,0$ с, коли напруга, яку генерує ЕД, практично знижується не менше ніж до $0,3 \cdot U_{ном}$.

На підставі викладеного можна зробити такі висновки: [11]:

- після вимкнення живлення секції шин ВП при груповому вибігу АД залишкова напруга на секції сягне величини уставки пускового реле мінімальної напруги АВР, що дорівнює $0,25 \cdot U_{ном}$ через $1,0 \div 1,5$ с. Таким чином, при вимкненні живлення секції шин загальна перерва живлення, обумовлена часом дії захисту і АВР, збільшується на вказаний час;

- при здійсненні АПВ на окремих ЕД, ввімкнених на повну напругу мережі, воно повинно бути відстрочено від часу спадання остаточної напруги на двигуні після його відключення до величини $0,3 \cdot U_{ном}$.

При перерві живлення ЕД, викликаний КЗ на шинах ВП або поблизу шин, напруга на цих шинах знижується до нуля і вибіг ЕД буде відбуватися незалежно один від одного. При цьому до місця КЗ кожний ЕД посилає перехідну напругу, яка дорівнює приблизно своїй пусковій напрузі, що створює додатковий гальмівний момент на валі двигуна.

Час затухання струму КЗ двигунів складає близько 0,3 с, а додаткове гальмування за цей час порівняно з індивідуальним вибігом при тому ж завантаженні складає для насосних агрегатів 2-3%, а для вентиляторних 0,8÷1,4%.

Відновлення нормального режиму роботи ЕД механізмів ВП ЕС при груповому самозапуску відбувається каскадно. Двигуни механізмів з легкими умовами пуску при більш низькій початковій напрузі (наприклад, циркуляційні і конденсатні насоси) розгортаються першими; за рахунок зниження пускових струмів цих ЕД початкова напруга на шинах ВП підвищується, що забезпечує відновлення частоти обертання ЕД вентиляторів, димососів, живильних насосів.

Критерієм успішності самозапуску ЕД ВП електростанцій є максимально допустима тривалість відновлення напруги на шинах, яка не перевищує [4]:

- для ТЕС середнього тиску: 35 с;
- для ТЕС високого тиску з поперечними зв'язками: 25 с;
- для блочних ТЕС з агрегатами потужністю понад 150 МВт: 20 с;
- для АЕС з інерційними ГЦН: 10÷15 с;
- для АЕС з малоінерційними ГЦН: 1÷2 с.

Тривалість самозапуску визначається часом перерви живлення ($t_{пже}$), параметрами кола живлення ($x_{кже}$, $r_{кже}$) і характеристиками групи двигунів, що розвертаються.

Для забезпечення самозапуску ЕД необхідно правильно вибрати потужність двигунів відповідальних механізмів, які не вимикаються, виходячи з умови можливості їх самозапуску, тобто необхідно забезпечити при самозапуску таку відновлювальну напругу, щоб двигуни змогли розвернутися до нормальної швидкості при допустимому додатковому нагріванні їх обмоток. Самозапуск відповідальних механізмів забезпечується в основному двома заходами, а саме: первинним налагодженням максимального захисту як самих двигунів, так і всіх елементів мережі і вимкненням при необхідності захисту мінімальної напруги невідповідальних двигунів для полегшення самозапуску відповідальних двигунів. Перша ступінь цього захисту спрацьовує при $(0,65 \div 0,7) \cdot U_{ном}$ з витримкою 0,5 с. Друга ступінь спрацьовує при $0,5 \cdot U_{ном}$ через 9 с після першої і здійснює аварійне зупинення блока, оскільки

працювати з таким глибоким і тривалим зниженням напруги механізми ВП не можуть.

Якщо не вдасться забезпечити запуск ЕД всіх відповідальних механізмів, то частину їх доводиться вимикати і потім після закінчення самозапуску основних агрегатів вмикати ці двигуни всі відразу або по чергову за допомогою АПВ.

Основними розрахунковими умовами, за яких повинен бути забезпечений самозапуск двигунів, є [11]:

- сума номінальних струмів двигунів, що беруть участь в самозапуску, не повинна перевищувати півтораразовий номінальний струм пускорезервного трансформатора;

- тривалість перерви живлення секції шин, звідки живляться двигуни, яка визначається сумарною дією захисту, автоматики і комутаційної апаратури, повинна бути не більше 2,5 с;

- двигуни несуть навантаження близьке до номінального і нагріті до встановленої температури;

- зниження кутової швидкості механізмів визначається для індивідуального і для групового вибігів двигунів;

- граничний час самозапуску двигунів відповідальних механізмів ВП за умовою збереження технологічного процесу складає для теплових станцій високого тиску 20 с, електростанцій високого тиску з поперечними зв'язками в тепловій частині – 25 с, станцій середнього тиску – 35 с;

- потужність резервного трансформатора ВП блочних електростанцій повинна забезпечувати живлення робочої секції ВП одного блока і одночасно пуск або аварійне зупинення іншого блока;

- потужність резервного трансформатора ВП станції з поперечними зв'язками в тепловій частині повинна бути в 1,5 раза більша потужності найбільшого робочого трансформатора ВП або реактора, через який живиться секція.

Час перерви електропостачання в розрахунках вважають рівним [22]:

- а) 0,7 с – при вимкненні кола робочого живлення дією основного захисту;

- б) 1,5 с – при вимкненні кола робочого живлення дією резервного захисту;

- в) 2,0 с – при вимкненні робочого ТВП дією резервного захисту на стороні вищої напруги.

Синхронні двигуни при $t_{\text{пер}} > 0,5$ с переходять в асинхронний режим, після чого потрібна їх ресинхронізація, що забезпечується автоматичним форсуванням збудження. Розрахункова і експериментальна перевірки умов забезпечення режимів роботи самозапуску відбуваються за всіх можливих в експлуатації ситуаціях і перервах живлення схем ВП. Приблизно успішність самозапуску визначають за залишковою напругою на затискачах ЕД, що беруть участь в самозапуску [4]:

$$U_{*зал} = \frac{E_*}{1 + \frac{X_{*кж}}{X_{*д.екв}}} \quad (3.1)$$

де E_* – ЕРС джерела живлення;

$X_{*кж}$ – сумарний індуктивний опір кола живлення (відносно сумарної потужності двигунів);

$X_{*д.екв} = \frac{1}{I_{*пуск} \cdot K_f}$ – еквівалентний індуктивний опір групи двигунів,

що підлягають пуску;

$I_{*пуск}$ – середня кратність пускового струму групи ЕД, що розгортаються з нерухомого стану;

K_f – коефіцієнт, що враховує зниження пускового струму через те, що за час $t_{пж}$ двигуни не встигли повністю загальмуватися.

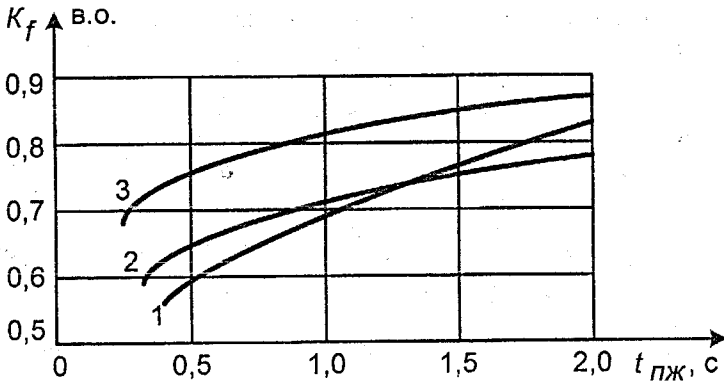


Рисунок 3.1 – Коефіцієнт зменшення струму навантаження при самозапущу відносно пускового струму загальмованих двигунів (1 – ТЕС; 2 – АЕС з РБМК-1000; 3 – АЕС з ВВЕР-1000)

Якщо $U_{*зал} > U_{*дон}$, то самозапуск відбувається успішно. При $U_{ном} = 6$ кВ мінімально допустима залишкова напруга на шинах ВП при самозапущу ЕД після перерв живлення тривалістю від 1 до 2,5 с береться рівною [11]:

- для електростанцій середнього тиску:

$$U_{*дон} = 0,55;$$

- для електростанцій високого тиску неблочного і блочного типів;

$$U_{*дон} = 0,6.$$

Якщо на електростанціях як привод живильних електронасосів встановлені АД типу АТД-4000 і АТД-5000, які мають початковий пусковий момент менший 80% номінального, граничне значення залишкової напруги, якщо час перерви живлення цих ЕД не більше 0,7 с, береться рівним:

$$U_{\text{дон}} = 0,65.$$

Для всіх двигунів 0,4 кВ:

$$U_{\text{дон}} = 0,55.$$

В розрахунках процесів пуску і самозапуску повинні застосовуватись характеристики моментів опору механізмів, визначені з дослідів пуску і зняті сучасними методами. Неврахування цієї обставини може призвести до великих помилок.

Самозапуск ЕД механізмів ВП від робочих і резервних джерел застосовується як на ТЕС, так і на АЕС. Пуск і самозапуск механізмів ВП аварійного розхолодження і локалізації аварій на АЕС здійснюється від аварійних джерел співрозмірної з двигунами потужності. Крім того, на АЕС використовується сумісний вибіг турбогенераторів з механізмами ВП (ГЦН) для зняття залишкового виділення тепла.

Під час успішного самозапуску напруга спочатку знижується до $(0,7 \div 0,6) \cdot U_{\text{ном}}$, а після запуску частини двигунів підвищується до $0,85 \cdot U_{\text{ном}}$ і залишається на цьому рівні, доки не запустяться найпотужніші механізми (наприклад, ГЦН на АЕС). Подача насосів при самозапуску знижується до 0,75-0,8 номінальної.

В головному циркуляційному контурі АЕС, в контурі живильної і охолоджувальної води турбонасосів, в системах безпеки застосовуються і синхронні і асинхронні двигуни. Були досліджені режими самозапуску з ресинхронізацією СД і режими прямого пуску з довільним поєднанням АД і СД. В ряді випадків ресинхронізація дуже навантажених двигунів може виявитися неуспішною через невідале кутове положення ротора в момент включення АГП або при зниженні напруги. В цьому випадку відбувається повторне гасіння поля, розвантаження механізму, якщо це можливо, і нова ресинхронізація з форсуванням збудження.

Вибіг СД спочатку супроводжується роботою їх в генераторному режимі на синхронне навантаження; після спрацювання АГП (відключення) вибіг триває в асинхронному режимі. При цьому успішність групового вибігу і швидкість затухання напруги в секціях ВП практично ті ж, що і при використанні самих АД.

Під час самозапуску СД сприятливо впливають на процес, оскільки мають кращі пускові характеристики порівняно з АД. Час розгону їх до

підсинхронної швидкості менший часу розгону АД. Включення АГП СД при досягненні підсинхронної швидкості піднімає напругу на секції і сприяє прискоренню самозапуску АД.

Кардинальним вирішенням проблеми самозапуску є застосування напруг 10 і 0,66 кВ разом з напругами 6 і 0,4 кВ. При значних розмірах шинопроводів (більше 300 м) краще перейти на паралельно ввімкненні кабельні лінії відповідного перерізу.

Розглянемо методику розрахунку самозапуску двигунів власних потреб електричних станцій відповідно до експлуатаційного циркуляру Э-6/73 [16].

Розрахунок залишкової напруги на шинах при самозапуску для випадку самозапуску від ненавантаженого резервного джерела живлення відбувається за формулою:

$$U_{*з\alpha\lambda} = \frac{U_{*c}}{1 + \frac{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma} \cdot K_i \cdot I_n}{U_{ном.Д}}}, \quad (3.2)$$

де $U_{*c} = 1,0 \div 1,1$ – відносна напруга джерела з урахуванням положення перемикача відгалужень;

X_{Σ} – сумарний опір кола живлення (системи, лінії, реактора або трансформатора з урахуванням положення РПН), Ом;

K_i – коефіцієнт, що враховує зменшення кратності пускового струму ЕД при самозапуску порівняно з його значенням для загальмованих двигунів (рисунок 3.2);

$I_n = \sum_{i=1}^n K_{mi} \cdot I_{ном.дв.i}$ – сумарний пусковий струм загальмованих ЕД, А;

K_{mi} – кратність пускового струму;

$U_{ном.Д}$ – номінальна напруга ЕД, В.

У випадку самозапуску ЕД від попередньо навантаженого резервного джерела живлення розрахунок відбувається при таких припущеннях:

- струм двигунів, що самозапускаються, береться чисто індуктивним;
- струм попереднього навантаження (I_{mn}) резервного джерела через зниження напруги на ньому при під'єднанні секції з двигунами, що загальмувалися, збільшується в середньому на 50-55%;

- середній коефіцієнт попереднього навантаження резервного джерела в процесі самозапуску двигунів залишається незмінним і дорівнює $\cos \varphi_{нав} = 0,7 \div 0,8$.

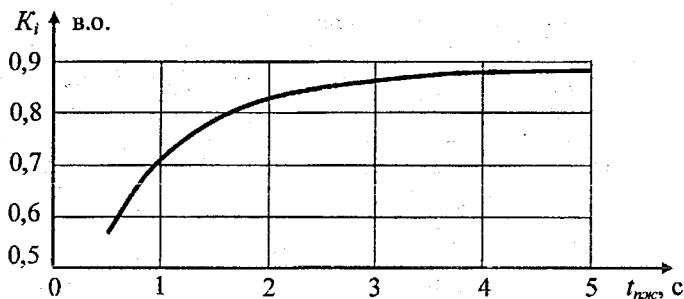


Рисунок 3.2 – Залежність коефіцієнта зменшення кратності пускового струму ЕД при самозапуску від часу перерви живлення

Залишкова напруга в цьому випадку визначається за формулою:

$$U_{*зал} = \frac{K \cdot I_{нав}}{\alpha \cdot K_i \cdot I_n}, \quad (3.3)$$

де $K = 1,5 \div 1,55$;

$\alpha = \frac{K \cdot I_{н2}}{I_{с2}}$ – відношення збільшеного струму попереднього навантаження до струму під'єднаної секції ВП.

Коефіцієнт α визначається за рівнянням:

$$\alpha^2 - \frac{2 \cdot A}{C} \cdot (U_{*c} - A \cdot \sin \varphi_{нав}) \cdot \alpha - \frac{B}{C} = 0, \quad (3.4)$$

$$\text{де } A = \frac{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma} \cdot K \cdot I_{нав}}{U_{ном,Д}};$$

$$B = \left(\frac{K \cdot I_{нав}}{K_i \cdot I_n} \right)^2 - A^2;$$

$$C = U_{*c}^2 - 2A \cdot \sin \varphi_{нав} \cdot U_{*c} + A^2.$$

Приклад 3.1. Визначимо залишкову напругу при самозапуску ЕДВП 6 кВ після перерви живлення, яка дорівнює 2 с. В самозапуску беруть участь ЕД живильного насоса (ЖЕН), димососів (ДС), дутьового вентилятора (ДВ), резервного збудника (РЗ), вентилятора гарячого дуття (ВГД), конденсатного насоса (КН).

Дані ЕД наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Технічні характеристики ЕД

Параметр ЕД	Значення параметра ЕД з приводом					
	ЖЕН	ДС	ДВ	РЗ	ВГД	КП
$I_{ном.дв.}, A$	450	204	99	156	32	29,4
K_n	7,0	5,5	10,3	10,5	4,6	5,8

Параметри резервного трансформатора: $S_{ном.} = 15750$ кВ·А;
 $U_k = 10,3\%$; $I_{ном.тр} = 1445$ А; $U_{ном.тр} = 6300$ В.

Напруга трансформатора з урахуванням перемикача відгалужень при відсутності навантаження: $U_c = 6200$ В ($U_{*c} = 1,033$ при $U_{ном.д} = 6000$ В).

Опір шин: $X_{ш} = 0,04$ Ом.

Опір системи не враховується.

Розрахунок виконаємо для таких умов:

а) самозапуск відбувається від ненавантаженого трансформатора;

б) самозапуск відбувається врахуванням попереднього навантаження трансформатора, яке дорівнює $0,5 \cdot I_{ном.тр}$.

Індуктивний опір кола напруги:

$$X_{\Sigma} = X_{тр.} + X_{ш} = 0,26 + 0,04 = 0,3 \text{ Ом},$$

$$\text{де } X_{тр} = \frac{U_k \cdot U_{ном.тр}}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{ном.тр}} = \frac{10,3 \left(\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 1445} \right)}{100} = 0,26 \text{ Ом}.$$

Сумарний пусковий струм ЕД в загальмованому стані:

$$\Sigma I_n = \sum_{i=1}^n K_{ni} \cdot I_{ном.д.і},$$

$$\Sigma I_f = 450 \cdot 7 + 204 \cdot 5,5 + 99 \cdot 10,3 + 156 \cdot 10,5 + 32 \cdot 4,6 + 29,4 \cdot 5,8 = 7247 \text{ А}.$$

Залишкова напруга на шинах ВП при самозапуску від ненавантаженого трансформатора після двосекундної перерви живлення ($K_i = 0,81$):

$$U_{*зал} = \frac{1,033}{1 + \frac{\sqrt{3} \cdot 0,3 \cdot 0,81 \cdot 7247}{6000}} = 0,685 > U_{*доп} = 0,6,$$

тобто самозапуск ЕД забезпечується.

Залишкова напруга на шинах ВП при самозапуску від попередньо навантаженого резервного трансформатора ($I_{ни} = 720$ А; $K = 1,55$; $\cos \varphi_{нав} = 0,8$):

$$\cos \varphi_{нас} = 0,8):$$

$$A = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,3 \cdot 1,55 \cdot 720}{6000} = 0,967;$$

$$B = \left(\frac{1,55 \cdot 720}{0,81 \cdot 7247} \right)^2 - 0,967^2 = 0,0268;$$

$$C = 1,033^2 - 2 \cdot 0,967 \cdot 0,6 \cdot 1,033 + 0,967^2 = 0,9564;$$

$$\alpha^2 - \frac{2 \cdot 0,967}{0,9564} \cdot (1,033 - 0,967 \cdot 0,6) \cdot \alpha - \frac{0,0268}{0,9564} = 0; \alpha^2 - 0,197^2 - 0,028 = 0.$$

$$\text{Звідки } \alpha = 0,292;$$

$$U_{*зап} = \frac{1,55 \cdot 720}{0,292 \cdot 0,81 \cdot 7247} = 0,653 > U_{*дон} = 0,6,$$

тобто самозапуск також забезпечується.

Забезпечення самозапуску двигунів ВП є одним з найважливіших технічних засобів підвищення надійності роботи механізмів ВП і станції в цілому. Тому Нормами технологічного проектування (НТП) і ПТЕ передбачена вимога забезпечення самозапуску на електростанціях всіх типів.

Основні засоби забезпечення успішного самозапуску двигунів ВП зводяться до вибору достатньої потужності трансформаторів ВП, правильному вибору електро механічних характеристик двигунів електроприводу всіх механізмів, впровадженню швидкодіючих захистів і АВР, скорочення часу перерви живлення. На ТЕС з потужними блоками підвищення потужності трансформаторів ВП обмежується заданим комутаційними апаратами рівнем струмів КЗ. Це призводить до необхідності розщеплення обмоток 6 кВ трансформаторів ВП або до застосування більш глибокого секціонування шин ВП блоків, тобто до зменшення потужності двигунів, що приєднуються до секції. Останнє дозволяє при зниженій потужності трансформатора ВП забезпечити успішний самозапуск двигунів.

Контрольні питання

1. Що таке самозапуск електродвигунів власних потреб електростанції?
2. Основні причини, що викликають порушення в системі власних потреб і потребують забезпечення самозапуску електродвигунів.
3. Особливості самозапуску електродвигунів на електростанціях.
4. Що є критерієм успішності самозапуску електродвигунів?
5. Час перерви електропостачання в системі власних потреб станції.
6. Як розраховується самозапуск електродвигунів власних потреб на електростанціях?

4 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ

Номінальну потужність робочих трансформаторів власних потреб (ТВП) вибирають згідно з їх розрахунковим навантаженням. З урахуванням підвищених вимог, що висуваються до систем ВП електростанцій, перевантаження робочих ТВП не допускається. Розрахункова потужність ТВП визначається сумою потужностей всіх ЕП, які приєднані до даного трансформатора.

Розрахункова потужність трансформатора першого ступеню трансформації (Т1 на рисунку 4.1) дорівнює [4]:

$$S_{ТВП} = 0,9 \cdot (\sum P_{\text{д}} + \sum S_{T0,4}), \quad (4.1)$$

де 0,9 – розрахунковий перевідний коефіцієнт;

$\sum P_{\text{д}}$ – сума розрахункових потужностей на валі всіх встановлених механізмів з ЕД 6 кВ, включаючи резервні і нормально працюючі;

$\sum S_{T0,4}$ – сума всіх приєднань потужностей трансформаторів 6/0,4 кВ, включаючи резервні і нормально працюючі.

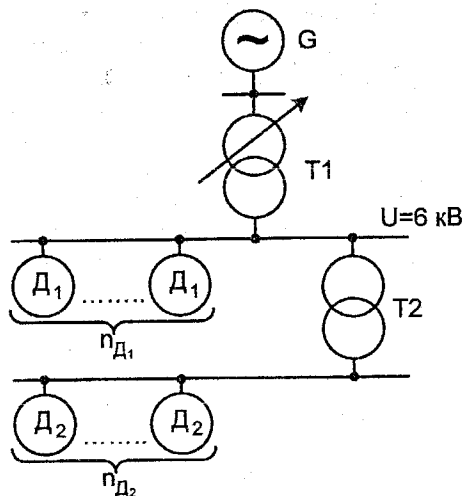


Рисунок 4.1 – До визначення розрахункової потужності ТВП

Розрахункове навантаження трансформаторів другого ступеню напруги (Т2) складатиметься з потужностей багаточисельних, але дрібних ЕП.

Розрахункову потужність цих трансформаторів обчислюють через розрахункові перевідні коефіцієнти. Оскільки склад ЕП як за параметрами, так і за режимом роботи досить неоднорідний, то їх розбивають на чотири групи, беручи для кожної своє значення узагальненого перевідного коефіцієнта [4]:

$$\sum S_{T0,4} = 0,7P_1 + 0,35P_2 + 0,15P_3 + 0,85P_4, \quad (4.2)$$

де P_1 – сумарна потужність постійно працюючих ВД Д2 з одиничною потужністю від 70 до 200 кВт;

P_2 – сумарна потужність періодично працюючих ЕД Д2 з одиничною потужністю не більше 100 кВт;

P_3 – сумарна потужність дрібних ЕД засувки, дистанційного керування тощо;

P_4 – сумарне навантаження освітлення і електрообігріву.

Якщо склад навантаження невідомий, то розрахункову потужність трансформаторів першого ступеню трансформації можна визначити за формулою [7]:

$$S_{ТВП} = \frac{P_{ВП, \max\%}}{100} \cdot K_n \cdot P_{г. ном}, \quad [\text{МВА}], \quad (4.3)$$

де $P_{ВП, \max\%}$ і K_n – максимальне навантаження ВП і коефіцієнт попиту, що визначаються за таблицею 1.1;

$P_{г. ном}$ – номінальна потужність генератора, МВт.

Одинична потужність ТВП на напругу 6(10)/0,4 кВ береться не більшою 1000 (1600) кВА при $U_k = 8\%$; при меншій потужності $U_k = (4,5+5,5)\%$, що визначається характеристиками комутаційної апаратури на напругу 0,4 кВ і термічною стійкістю кабельної мережі.

На кожний енергоблок встановлюється робочий ТВП. Потужність пускорезервного трансформатора, який повинен забезпечувати заміну робочого ТВП одного блока і одночасний пуск або аварійне зупинення другого блока, вибирається з співвідношення:

- для КЕС:

$$S_{ПРТВП} = 1,3 \cdot S_{ТВП}; \quad (4.4)$$

- для ТЕЦ:

$$S_{ПРТВП} = 1,5 \cdot S_{ТВП}. \quad (4.5)$$

При наявності генераторних вимикачів в блоці потужність пускорезервного трансформатора береться рівною потужності робочого

ТВП.

В таблиці 4.1 наведені потужності робочих і резервних трансформаторів ВП для блочних КЕС (за типовими проектами).

Для ГЕС, згідно з прийнятою структурою схем живлення ВП, використовується така термінологія трансформаторів ВП [13]:

- **головні трансформатори ВП (ГТВП)**, що живлять всі власні потреби при загальному їх живленні, і трансформатори, що живлять загальностанційні потреби при окремому живленні ВП;

- **блочні трансформатори ВП (БТВП)**, що живлять всі власні потреби, розташовані на території блока в силовій частині будівлі ГЕС, тобто агрегатні ВП і частину загальностанційних ВП;

- **агрегатні трансформатори ВП (АТВП)**, що живлять агрегатні ВП;

- **резервні агрегатні трансформатори ВП (РАТВП)**;

- **загальностанційні трансформатори ВП (ЗТВП)**.

Потужність ГТВП вибирається з урахуванням аварійного перевантаження:

$$S_{ГТВП} = K_{ав} \cdot S_{ГТВП, розр}, \quad (4.6)$$

де $K_{ав}$ — коефіцієнт аварійного перевантаження, який береться для масляних трансформаторів — 1,4 і для сухих трансформаторів — 1,3;

$S_{ГТВП, розр}$ — розрахункова потужність ВП.

Кількість ГТВП при живленні ВП від станції рекомендується НТП не більше двох, необхідність третього ГТВП потребує відповідного обґрунтування. У всіх випадках можливості живлення ВП від місцевої мережі, ним замінюється живлення від одного з ГТВП.

Блочні ВП живляться двома трансформаторами, один з яких під'єднаний до блока, а інший до РП 6-10 кВ загальностанційних ВП. Обидва трансформатори є робочими (неявний резерв) і потужність їх вибирається з урахуванням аварійного перевантаження. Можлива також схема, в якій робоче живлення блочних ВП здійснюється від блока, а від РП 6-10 кВ загальностанційних ВП живиться загальний (на всі або половину блочних ВП) резервний трансформатор РБТВП (явний резерв). Тоді при виборі потужності цих трансформаторів не враховується перевантаження. Потужність їх всіх вибирається однаковою.

Робоче живлення агрегатних ВП виконується від АТВП, а їх резервування здійснюється від загальних на декілька АТВП резервних трансформаторів (РАТВП), що живляться від загальностанційних ВП 6-10 кВ. Потужність робочого АТВП вибирається без перевантаження, потужність РАТВП - за режимом заміни одного АТВП і одночасного пуску агрегата, що відповідає приблизно $1,58 \cdot S_{розр. АТВП}$.

Таблиця 4.1 – Встановлена потужність трансформаторів ВП на КЕС блочного типу

Потужність енергоблока, МВт	Тип станції	Потужність робочого ТВП, МВА		Потужність резервного ТВП, МВА	Примітка
		Енергоблоки			
		перший, другий	наступні		
200	Пиловугільна	25	25	32	Живильний насос з електроприводом (ЖЕН)
300	Пиловугільна	32	25	32	Живильний насос з електроприводом (ЖЕН)
300	Пиловугільна	25	25	32	В нормальному режимі – живильний турбонасос, при пусках і зупинках ЖЕН
300	Газомазутна	25	25	32	В нормальному режимі – живильний турбонасос, при пусках і зупинках ЖЕН
500	Пиловугільна	40	40	63	В нормальному режимі – живильний турбонасос, при пусках і зупинках ЖЕН
500	Газомазутна	32	32	40	В нормальному режимі – живильний турбонасос, при пусках і зупинках ЖЕН
800	Газомазутна	32	32	63	Живильний насос і дутьовий вентилятор з турбоприводом
800	Газомазутна	40	40	63	Живильний насос з турбоприводом, дутьовий вентилятор з електроприводом

Розрахункова потужність ГТВП визначається за формулою [13]:

$$S_{ГТВП.розр} = 0,7 \cdot \sum S_{КТП.розр}, \quad (4.7)$$

де $S_{КТП.розр}$ - розрахункова потужність окремого КТП-0,4 кВ.

Комплектна трансформаторна підстанція (КТП) ВП складається з одного або двох трансформаторів з вторинною напругою 0,4 кВ і розподільного щита (РЩ) 0,4/0,23 кВ, який має шафи введів з автоматами "Електрон" і шафи ліній з автоматами АЗ700, шафи керування, шафи загальностанційних пристроїв.

Залежно від прийнятої структури живлення ВП, від розташування і потужності ЕП ВП планується кількість РЩ 0,4 кВ, виконаних у вигляді одностансформаторних або двостансформаторних КТП. При виборі кількості КТП враховується радіус обслуговування ЕП з метою забезпечення перерізів живильних кабелів за економічною щільністю струму, а не за допустимою втратою напруги.

Для визначення розрахункового навантаження ВП даного КТП ЕП розділяють на три групи, у відповідності з їх режимом роботи:

А - електроприймачі, що працюють постійно або тривало;

Б - електроприймачі, що працюють епізодично;

В - електроприймачі, що працюють періодично.

Для підрахунку навантаження складається таблиця з переліком ЕП, які живляться від КТП і в яку заносять такі дані:

- одинична потужність;

- встановлена кількість ЕП;

- кількість робочих ЕП; ККД (η), $\cos \varphi$ і $\operatorname{tg} \varphi$, коефіцієнт завантаження

K_z .

На підставі перерахованих даних підставляються і вводяться в таблицю робоча потужність $P_{роб.}$, активна і реактивна потужності, що споживаються (P' , Q'):

$$P_{роб} = P_{ЕП} \cdot n_{роб.ЕП}; \quad (4.8)$$

$$P' = P_{роб} \cdot \frac{K_z}{\eta}; \quad (4.9)$$

$$Q' = P' \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (4.10)$$

Коефіцієнт завантаження K_z для двигунів беруть зазвичай рівним 0,85; для двигунів підйомних механізмів – 0,8+0,85; для активного навантаження ККД коливається від 0,9 до 1,0. Коефіцієнт потужності ($\cos \varphi$) коливається від 0,7 до 1,0:

а) 0,7+0,8 - для підйомних механізмів;

б) 0,85 - для основного навантаження від двигунів.

Для визначення розрахункової потужності кожної групи ВП вводять розрахунковий коефіцієнт, що враховує режим їх роботи:

$$K_{розр,А} = K_{розр,Б} = 1; K_{розр,В} = 0,3.$$

При цьому в групі Б враховується тільки один найпотужніший ЕП. В групі В виділяються електроприймачі потужністю більше 75 кВт, їх потужність $P'_{В1}$ і $Q'_{В1}$ підраховується окремо, при $K_{розр,В1} = 1$.

Звідси розрахункова потужність окремих КТП визначається за виразом [13]:

$$S_{КТП,розр} = 1,05 \cdot \sqrt{\left(\frac{P'_A \cdot K_{розр,А} + P'_Б \cdot K_{розр,Б} + P'_В \cdot K_{розр,В} + P'_{В1} \cdot K_{розр,В1}}{P'_{В1} \cdot K_{розр,В1}} \right)^2 + \left(\frac{Q'_A \cdot K_{розр,А} + Q'_Б \cdot K_{розр,Б} + Q'_В \cdot K_{розр,В} + Q'_{В1} \cdot K_{розр,В1}}{Q'_{В1} \cdot K_{розр,В1}} \right)^2}. \quad (4.11)$$

Розрахункова потужність ГТВП визначається за формулою (4.7) шляхом підсумовування всього розрахункового навантаження КТП, що під'єднані до них.

Контрольні питання

1. Як визначається розрахункова потужність робочих трансформаторів власних потреб?
2. Як визначається розрахункова потужність і кількість пускорезервних трансформаторів власних потреб?
3. Особливості вибору трансформаторів власних потреб в мережі 0,4 (0,66) кВ.
4. Надати характеристику трансформаторам власних потреб ГЕС.
5. Як вибираються трансформатори власних потреб ГЕС?
6. Як визначається розрахункове навантаження власних потреб КТП ГЕС та ГАЕС?

5 ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ТЕС

5.1 Власні потреби КЕС і блочних ТЕЦ

Основне теплосилове обладнання ТЕС потребує великої кількості допоміжних робочих механізмів. Приблизно 2/3 усієї потужності ВП йде на його обслуговування і тільки 1/3 – на ВП загальностанційного призначення.

Найпотужнішими робочими механізмами ВП ТЕС є: живильні насоси (4-6% потужності блока), повітродувки котлів, що працюють під наддувом, циркуляційні насоси, тягодутьові механізми, мережеві насоси (на ТЕЦ). Для блоків 300 МВт і вище живильні насоси і повітродувки котлів під наддувом виконують з турбінними приводами, решта механізмів ВП - з електроприводами. Перелік відповідальних та невідповідальних споживачів ВП КЕС наведений в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Основні електроприймачі власних потреб КЕС

Відповідальні ЕП	Невідповідальні ЕП
Живильні, циркуляційні і конденсатні насоси	Млини в системах з проміжним бункером
Димососи і дутьові вентилятори	Млинові вентилятори в системах з проміжним бункером
Вентилятори первинного дуття	Механізми паливоподачі
Млини і млинові вентилятори в мережах без проміжного бункера	Механізми золовидалення
Живильники пилу і решітки топок	Механізми приготування живильної води
Живильники вугілля шахтних млинів	Механізми маслогосподарства електростанції
Маслонасоси турбін	Механізми вентиляції приміщень
Вентилятори охолодження генераторів	Механізми компресорних установок
Вентилятори охолодження трансформаторів	Механізми електролізних установок
Резервні збудники генераторів	Підйомні пристрої і інші допоміжні механізми
Аварійне електричне освітлення	
Валоповоротний пристрій	
Підзарядні агрегати акумуляторних батарей	
Апаратура КШ	

Основними ЕП системи ВП ТЕС є, таким чином, великі ЕД з

одиничною потужністю не менше 200 кВт. Вони потребують більше 90% всієї потужності ВП ТЕС. В таблиці 5.2 подано розподіл витрат електроенергії за окремими групами споживачів ВП.

Таблиця 5.2 – Розподіл витрат електроенергії за окремими групами споживачів ТЕС

Тип електро-станції	Витрати електроенергії, %							
	збережен-ня і пода-ча палива	паливо-приготу-вання	тяга і дуття	жив-лення котлі в	циркуля-ційні насоси	мере-жеві насоси	інші спожи-вачі	ра-зом
ТЕЦ:								
вугільна	1,5	2	31,5	13	16,5	26,5	9	100
пило-вугільна	1	28	21	9,5	20	8,5	12	100
КЕС:								
вугільна	1,5	3	20	8,5	45	-	22	100
торф'яна	3	1	42	17	23	-	14	100
пило-вугільна	1,5	30	19,5	14	22	-	13	100
газо-мазутна	0,5	-	17	38	41	-	3,5	100

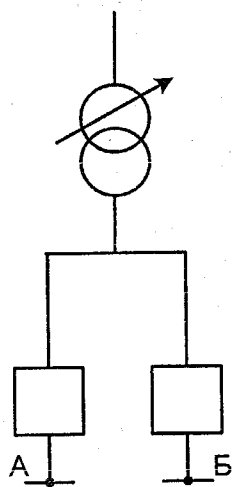
Блочне перевагання живиться від ТВП блоків, а загальностанційні можливості рівномірно розподіляються між блоками. Блочні ТВП під'єднуються між генератором і підвищувальним трансформатором. Кожний блок потужністю 160 МВт і вище повинен мати дві секції ВП 6 кВ, а блоки до 120 МВ – по одній секції (на котел).

ТВП повинні мати пристрої РПН і при потужності блоків більше 160 МВт мати розщеплену обмотку низької напруги. Резервування живлення секцій здійснюється від спарених резервних магістралей 6 кВ, зв'язаних з резервними трансформаторами ВП. Резервні магістралі секціонують вимикачами через два-три блоки і за допомогою вимикачів з'єднують з резервними трансформаторами. Можливі варіанти виконання кола робочого живлення показані на рисунку 5.1.

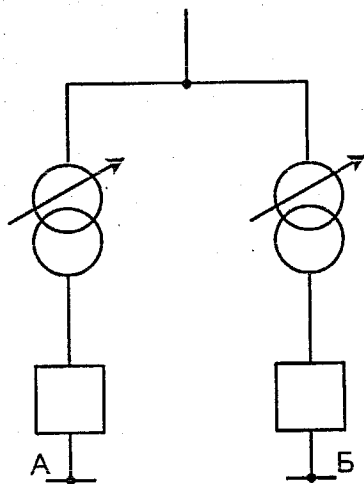
Кількість і потужність резервних трансформаторів ВП залежать від розташування вимикачів в блоці.

Кількість РТВП при відсутності генераторних вимикачів береться рівною [1-7]:

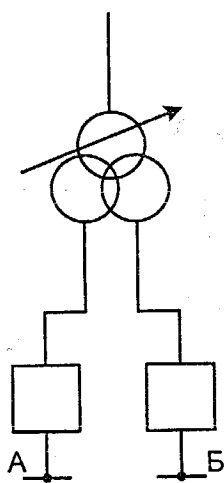
- при кількості блоків до двох: 1;
- при кількості блоків від трьох до шести: 2;
- при кількості блоків сім і більше: 3 (причому один – генераторної напруги – як складський резерв).



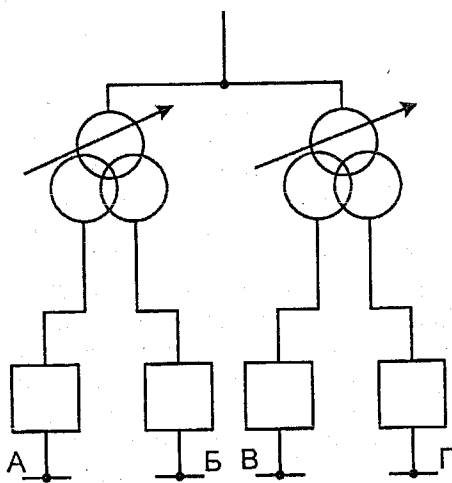
а)



б)



в)



г)

Рисунок 5.1 – Варіанти виконання кола робочого живлення ВП:

а – один двообмотковий трансформатор; б – два двообмоткових трансформатори половинної потужності; в – один трансформатор з розщепленням обмотки НН на дві частини; г – два трансформатори з розщепленням обмоток НН на дві частини

Кількість РТВП при наявності генераторних вимикачів:

- при кількості блоків до двох: 1;

- при кількості блоків три і більше: 2 (один – генераторної напруги – як складський резерв).

На кожний блок передбачається дві секції ВП 0,4 кВ. Кожна секція має робоче і резервне (з АВР) живлення. Робоче живлення здійснюється від секцій 6 кВ свого блока, резервне – від секцій 6 кВ інших блоків. Наприклад, на один енергоблок 300 МВт припадає більше 600 ЕД 0,4 кВ.

Якщо загальностанційне навантаження виявляється під'єднаним, в основному, до секцій ВП перших двох блоків, то їхні робочі ТВП беруться відповідно більшої потужності, ніж трансформатори інших блоків. В цьому випадку робочі ТВП не можуть забезпечити живлення ВП при пуску і зупинці. Ці функції передаються на пускорезервні трансформатори власних потреб (ПРТВП), кожний з яких повинен забезпечити заміну робочого ТВП одного блока і одночасно пуск або аварійне зупинення другого блока.

На КЕС з пускорезервними живильними електронасосами потужність резервного ТВП вибирають за однією з умов:

а) резервний трансформатор повинен забезпечити заміну робочого ТВП блока, працюючого зі 100%-вим навантаженням (на турбоживильному насосі), з одночасним пуском другого блока;

б) резервний трансформатор повинен забезпечити заміну робочого ТВП блока (при роботі на живильному електронасосі) з одночасним пуском другого блока або одного котла при дубль-блоці.

Резервні трансформатори під'єднують до РП середньої напруги КЕС, до обмоток нижчої напруги автотрансформаторів зв'язку, а також на відгалуження до блока, який має генераторний вимикач.

На рисунку 5.2 показані схеми ВП блочних ТЕС.

До секцій 6(10) кВ під'єднують великі двигуни потужністю 200 МВт і більше при використанні напруг 6 і 0,4 кВ і 400-600 кВт і вище – при напругах 10 і 0,66 кВ. Сюди ж під'єднують і трансформатори другого ступеня трансформації: 6/0,4 або 10/0,66 кВ.

Резервні трансформатори під'єднують до двох різних точок головної електричної схеми станції з таким розрахунком, щоб під час ремонту або відмови будь-якого елемента головної схеми резервне живлення через один трансформатор зберігалось.

На рисунку 5.3 показана характерна схема живлення ВП на напрузі 0,4(0,66) кВ.

Трансформатори другого ступеня встановлюють поблизу майданчика розташування ВП даної групи. Резервний трансформатор під'єднують до секцій 6(10) кВ іншого блока (в даному випадку блока 2). Для особливо відповідальних ЕП передбачені окремі секції - 1НА2 і 1НБ2.

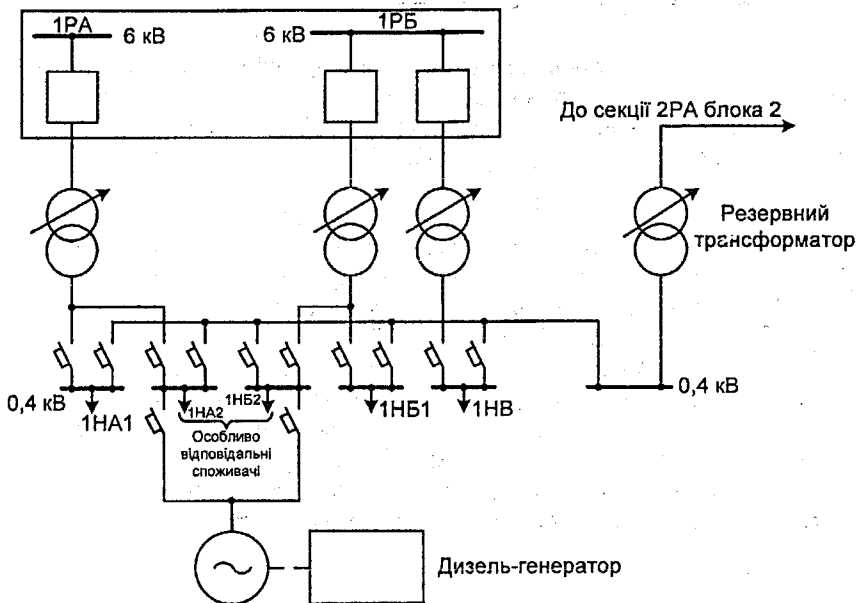


Рисунок 5.3 – Схема електропостачання ВП на напругу 0,4 (0,66) кВ

Ці секції отримують резервне живлення і від резервних трансформаторів, і від дизель-генераторів. Кількість робочих трансформаторів для живлення групи ЕП вибирають таким чином, щоб номінальна потужність одиниці не перевищувала граничного значення за умови обмеження струмів КЗ на стороні 0,4(0,66) кВ:

- для 0,4 кВ - 1000 кВА при $U_k = 8\%$;
- для 0,66 кВ - 1600 кВА при $U_k = 8\%$.

Для забезпечення живлення особливо відповідальних ЕП 0,4 кВ при повній і тривалій (більше 30 хв.) втраті напруги змінного струму на потужних ТЕС з блоками 300 МВт і більше передбачають дизель-генератори (зазвичай 500 кВт; 0,4 кВ) [4]:

- один на блок при його потужності 500 МВт і більше;
- один на два блока при їх потужності по 300 МВт кожний.

Від цих резервних джерел живляться двигуни валовоповоротних пристроїв турбін, підзарядний пристрій акумуляторних батарей, робочі маслонасоси системи керування і змащування турбін, робочі насоси ущільнень вала генератора і т.п.

Витрати на ВП 0,4 кВ приблизно складають 10% загальних витрат.

5.2 ВП ТЕЦ з поперечними зв'язками

Для ТЕЦ, що мають поперечні зв'язки в технологічний і електричний частинах, блочний принцип побудови схеми ВП не може бути застосований. Трансформатори (реактори) ВП під'єднують до різних секцій РП генераторної напруги 6-10 кВ (ГРП). Для живлення ЕП ВП ТЕЦ вибирають, як правило, напругу 6 і 0,4 кВ.

Оскільки на шинах ГРП, від яких живиться місцеве навантаження, підтримується стабільний рівень напруги, то на трансформаторах ВП пристрої РПН можна не передбачати. Секціонування збірних шин 6 кВ ВП виконують за кількістю котлів (на рисунку 5.4 показані чотири секції для чотирьох котлів), так що ЕД механізмів ВП котла живляться всі від однієї секції або – для крупних котлів продуктивністю 420 т/а і більше – від двох півсекцій. Для ЕД механізмів турбіни застосовують принцип перехресного живлення від двох різних секцій. ЕП ВП загальностанційного призначення можуть живитися разом з агрегатами, як це передбачає рисунок 5.4, і окремо. В останньому випадку для живлення загальностанційних ВП виділяють дві окремі секції (це рішення потребує додаткового об'єднання).

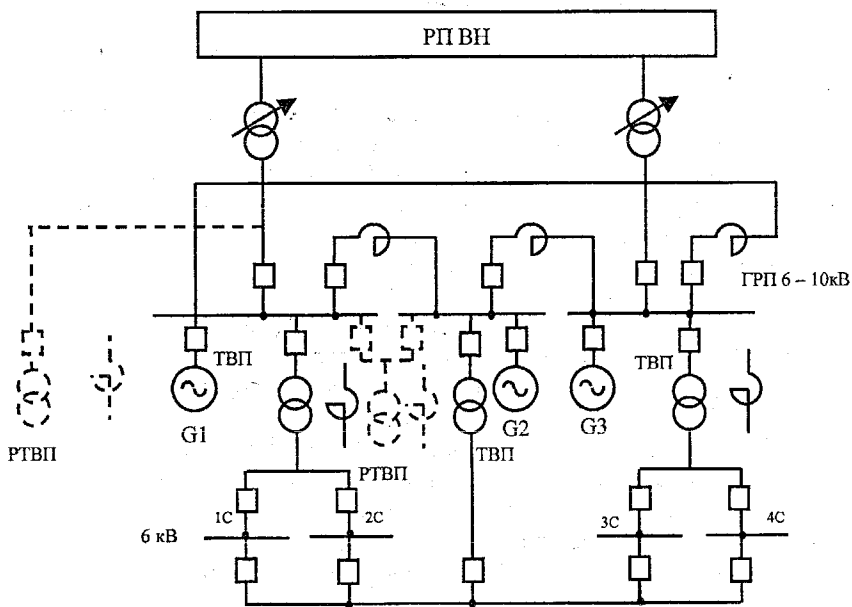


Рисунок 5.4 – Схема електропостачання ВП ТЕЦ з поперечними зв'язками

Робочі ТВП забезпечують живлення ВП в усіх експлуатаційних режимах ТЕЦ. Резервне живлення потрібно лише у випадку планового ремонту і пошкодження одного з робочих ТВП. Тому у більшості випадків достатньо передбачити один резервний трансформатор тієї ж потужності, що і робочий ТВП. І тільки при кількості робочих ТВП більше шести НТП рекомендують встановлення двох резервних трансформаторів. Місце приєднання резервного трансформатора повинно бути незалежним від місць приєднання робочих ТВП. Якщо до всіх секцій ГРП вже приєднані робочі ТВП, то резервний трансформатор можна вмикати на розгалуження від трансформатора зв'язку з системою або через відгалуження вимикачів до двох секцій ГРП (див. пунктирне зображення на рисунку 5.4) спеціальне блокування виключає можливість одночасного вмикання обох вимикачів відгалуження, що призвело б до шунтування секційного реактора. Якщо ГРП виконано з двома системами збірних шин, то резервний трансформатор (реактор) може бути приєднаний до резервної системи збірних шин, куди в такому випадку під'єднують один з трансформаторів зв'язку.

Контрольні питання

1. Надати характеристику найпотужнішим робочим механізмам власних потреб КЕС та блочних ТЕЦ.
2. Вимоги до робочих трансформаторів власних потреб блочних ТЕС.
3. Потужність та кількість резервних (пускорезервних) трансформаторів власних потреб блочних ТЕС.
4. Варіанти виконання кола робочого живлення власних потреб блочних ТЕС.
5. Схема живлення власних потреб на напрузі 6 кВ блочних ТЕС.
6. Схема живлення власних потреб на напрузі 0,4 кВ блочних ТЕС.
7. Схема живлення власних потреб ТЕЦ з поперечними зв'язками в технологічній частині.
8. Вибір трансформаторів (реакторів) власних потреб ТЕЦ з поперечними зв'язками.
9. Вибір реакторів власних потреб ТЕЦ.

6.1 Групи споживачів ВП

Власні потреби – важливий елемент АЕС. Пошкодження в системі ВП можуть призвести до порушення роботи ЕС в цілому та розвитку аварій в енергосистемах.

Склад електроспоживачів ВП, їх потужність залежать від типу реактора, який застосовується на АЕС, та параметрів основного обладнання.

Всі споживачі в системі ВП АЕС за ступенем надійності та допустимим часом перерви живлення в режимі зникнення напруги в системі ВП можуть бути поділені на 3 групи [1, 3, 4, 16]:

I група – споживачі, які допускають за умови безпеки перерву живлення тільки на долі секунди в усіх режимах роботи, включаючи режими повного зникнення змінної напруги від робочих та резервних трансформаторів ВП, та які вимагають обов'язкової наявності надійного живлення після спрацювання аварійного захисту реактора (АЗР). До них відносяться:

- системи контрольно-вимірювальних приладів та пристроїв автоматики реактора;
- частина споживачів системи управління і захисту реактора (СУЗ);
- постійно діюча частина аварійного освітлення;
- електроприводи швидкодіючих клапанів, які забезпечують вступ в дію систем розхолодження;
- прилади технологічного контролю реактора та його систем;
- деякі системи дозиметрії;
- споживачі постійного струму 220 В, які не допускають перерви живлення;
- аварійні маслонасоси турбоагрегату та інші.

Мережа живлення таких навантажень має назву мережі живлення I категорії надійності.

Аварійними джерелами живлення таких мереж є акумуляторні батареї (АБ) та агрегати безперебійного живлення (АБЖ).

II група – споживачі, які допускають перерву живлення залежно від типу реактора та технологічної схеми на час від десятків секунд до десятків хвилин. Ці споживачі також вимагають обов'язкової наявності надійного живлення після спрацювання АЗР. До них відносяться:

- механізми, які забезпечують розхолодження реактора та локалізацію аварії у різних аварійних режимах;
- насоси вентиляційних систем охолодження приміщень першого контуру, спринклерні насоси, маслонасоси турбогенераторів, валоповоротні пристрої, перевантажувальна машина, системи біологічної

та технологічної дозиметрії та інші.

Мережа живлення таких навантажень має назву мережі живлення II категорії надійності. Аварійними джерелами живлення таких мереж є дизель-генераторні установки (ДГУ) з швидкодіючим автоматичним запуском.

III група – споживачі, які не висувають до надійності вищих вимог, ніж до живлення відповідальних споживачів на теплових ЕС. До них відносяться:

- ГЦН з великими маховими масами;
- газодувки (на АЕС з газовим теплоносієм);
- конденсатні, циркуляційні, живильні насоси та інші.

Ці споживачі не вимагають обов'язкового вмикання при від'єднанні системи живлення ВП та не беруть участі в процесі аварійного розхолодження. Їх нормальне живлення здійснюється від робочих ТВП, а резервне – від резервних трансформаторів ВП.

6.2 Головні циркуляційні насоси і газодувки

Потужними робочими машинами на АЕС є головні циркуляційні насоси для реакторів з водяним і рідкометалевим теплоносіями і газодувки для реакторів з газовим заповнювачем.

Кількість ГЦН залежить від типу реакторів: для реакторів типу ВВЕР кількість ГЦН відповідає кількості петель (4 петлі у ВВЕР-1000), для реакторів типу РБМК-1000 передбачено по 4 ГЦН на кожную половину, тобто всього 8, причому всі ГЦН кожної половини працюють з загальним всмоктувальним і напірними колекторами. Відповідальність цих машин досить велика: вони повинні забезпечити безперервну циркуляцію теплоносія через активну зону реактора не тільки в нормальному режимі, а й в режимі аварійного розхолодження.

Головні циркуляційні насоси працюють за допомогою обертання асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором типу ВДА, ВАЗ (реактори типу ВВЕР і РБМК) або з фазним ротором типу ВАКЗ (реактор типу БН-600). Для живлення цих електродвигунів потрібна напруга змінного струму 6 або 10 кВ.

На початку розвитку атомної енергетики потужності ядерних блоків були невеликі і основна вимога, яка висувалась до ГЦН, полягала у виключенні протікань. В цих умовах застосовувались ГЦН, в яких насос, підшипники і електродвигун знаходились в загальному герметичному корпусі. Конструкція виявилася дорогою, складною, з низьким ККД (50-65%) і малою інерційністю. Останнє призводило до того, що на циркуляцію теплоносія дуже впливали порушення нормального електроживлення приводних двигунів. Тому висувалась вимога, щоб живлення не переривалось на час, більший 1 с. Зі зростанням потужностей

ядерних блоків змінювалось і конструктивне рішення ГЦН. В наш час застосовують ГЦН з виносним електродвигуном звичайного виконання, з механічним ущільнювачем вала, з контрольованим стіканням. Агрегати виявляються приблизно вдвоє дешевше герметичних, а їх ККД на 12-15% більше; значно зростає інерційність, яку додатково збільшують за допомогою маховика, встановленого на валі агрегату. Момент інерції агрегату в 3-4 рази більший, ніж агрегату загальнопромислового призначення на ті ж параметри. Все це дозволяє виконати вимогу НТП, згідно з якою власний вибіг агрегату повинен бути достатнім для збереження номінальної потужності агрегату протягом 2-3 с при перехідних режимах на станції і в енергосистемі. У випадку повного зникнення напруги на АЕС інерційність агрегату ГЦН забезпечить перехід на природну циркуляцію теплоносія. Це можливо при невеликих навантаженнях ВП і вимкненні його від мережі.

Сучасні конструкції ГЦН забезпечують на вибігу протягом 30 с необхідну примусову циркуляцію носія. Якщо протягом цього часу електроживлення приводу буде відновлено, енергоблок буде збережений в роботі. В іншому випадку підключається система аварійного охолодження активної зони реактора. Тривалість роботи ГЦН до повної його зупинки складає біля 130 с. Більша інерційність ГЦН з виносними електродвигунами дозволяє здійснити електропостачання останніх при напрузі 6-10 кВ разом з електродвигунами групи III.

6.3 Мережі та джерела живлення ВП

Для електропостачання споживачів ВП сучасних АЕС використовують дві напруги: 6 та 0,4 кВ. Напруга 6 кВ використовується для живлення електродвигунів потужністю ≥ 200 кВт, а також трансформаторів 6/0,4 та 6/0,23 кВ.

На АЕС для живлення механізмів ВП передбачають такі основні мережі:

- а) мережа 6 кВ змінного струму для живлення електродвигунів потужністю ≥ 200 кВт, а також трансформаторів 6/0,4 та 6/0,23 кВ;
- б) мережа 380/220 В змінного струму для живлення ЕД потужністю до 200 кВт, освітлення та інших навантажень;
- в) мережі 380/220 В і 55 В змінного струму з ізольованою нейтраллю для живлення електрообігрівання обладнання та трубопроводів I та II контурів;
- г) мережа надійного живлення 380-220 В змінного та постійного струму 220 В для живлення споживачів I категорії надійності;
- д) мережа надійного живлення 6 кВ та 380/220 В змінного струму для живлення споживачів II категорії надійності.

В системі ВП на всіх напругах використовують одиничну

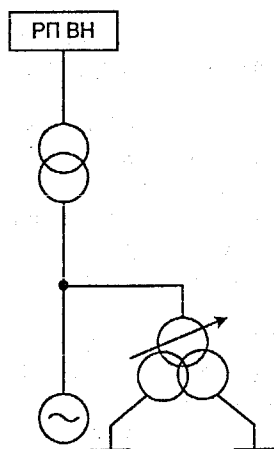
секціоновану систему збірних шин. Робоче живлення електроприймачів одного елемента здійснюється за блоковим принципом на напрузі 6 та 0,4 кВ від одного первинного джерела, а резервне – від іншого.

Максимальна потужність трансформаторів ВП 6/0,4 кВ - 1000 кВА при напрузі КЗ - 8%. При меншій потужності трансформаторів: $U_k = (4,5 + 5,5)\%$. В колах двигунів та живильних ліній збірок 0,4 кВ встановлюються автоматичні вимикачі. Установлення запобіжників дозволяється тільки в колах освітлення, зварювання та невідповідальних двигунів, які не пов'язані з основним технологічним процесом (майстерні, лабораторії та інші).

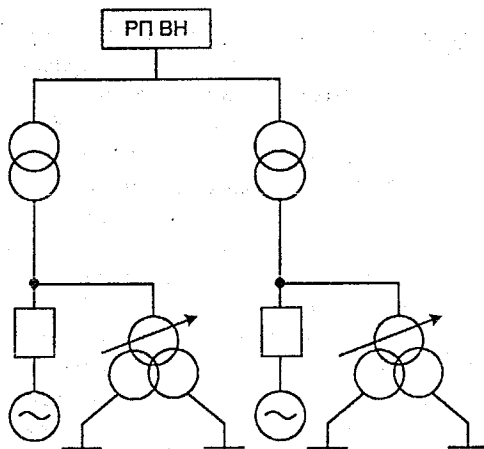
Збірні шини 6 кВ розподіляються на секції, кількість яких залежить від кількості ГЦН на енергетичний реактор, допустимої кількості ГЦН, які одночасно від'єднуються без спрацювання АЗР, а також від кількості та потужності робочих ТВП. До кожної секції 6 кВ, як правило, не повинно підключатись більше двох ГЦН при 8 ГЦН на блок (реактор РБМК-1000) та не більше 1 ГЦН при загальній кількості ГЦН на блок не більше 4 (реактор ВВЕР-1000). На енергетичний реактор повинно бути не менше двох секцій 6 кВ, кожна з яких під'єднується до робочого джерела через свій вимикач. Робочі трансформатори приєднують до відгалуження від генератора (рисунок 6.1). Згідно з НТП АЕС застосування варіанта *а* під'єднання ТВП до струмопроводу генератора без генераторних вимикачів повинно бути економічно обгрунтовано. Цей варіант можна застосувати, якщо не потрібно використовувати енергію вибігу для аварійного розхолодження. Інший варіант *б* характерний для АЕС з дубль-блоками в неенергетичній частині (два ТГ на один реактор) та об'єднаними блоками в електричній частині. При цьому встановлення генераторних вимикачів обов'язкове.

Для аварійного розхолодження можна використовувати енергію вибігу ТГ, при цьому робочий ТВП приєднують між генератором та вимикачем (рисунок 6.1, в). В цьому варіанті пуск та зупинення блока здійснюється за допомогою пускорезервного ТВП, що призводить до збільшення його потужності та значно збільшує кількість операцій вимикачами, але при зникненні напруги в РП ВП, пошкодженні блокових вимикачів з боку ВП або блокового трансформатора генератор відключається генераторним вимикачем та його енергія вибігу використовується через ТВП для аварійного розхолодження реактора.

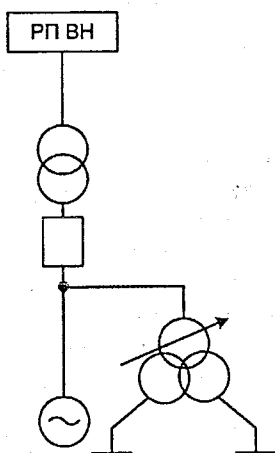
Схема з двома послідовно ввімкненими генераторними вимикачами та приєднанням робочого ТВП між ними (рисунок 6.1, г) дозволяє здійснити пуск та зупинення блока робочим ТВП, використовуючи енергію ТГ для аварійного розхолодження та зберегти реактор в енергетичному режимі з живленням ВП від своїх блокових ТВП при від'єднанні блока від енергосистеми через аварії в електричних колах ВН.



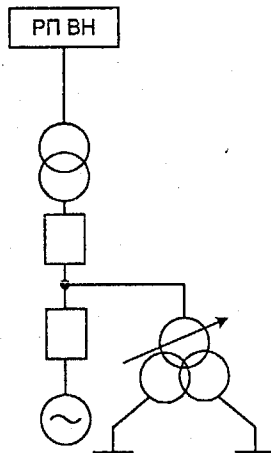
а)



б)



в)



г)

Рисунок 6.1 – Варіанти приєднання робочих ТВП на АЕС

Робочі ТВП повинні покривати навантаження своїх секцій, включаючи загальностанційне навантаження без перевантаження окремих обмоток. Резервні трансформатори мережі ВП 6 кВ під'єднуються до РП середньої напруги АЕС або до РП близьких ЕС та підстанцій. Вони можуть також під'єднуватись на відгалуження до блоків, які мають генераторні вимикачі. Мережа 0,4 кВ будується також за блочним принципом.

Для живлення споживачів машинної зали та деаераторної етажерки передбачаються 4 блочні секції 0,4 кВ. Резервне живлення планується від окремого трансформатора потужністю 1000 кВА, який одержує живлення від КРП-6 кВ сусіднього блока.

Джерело резервного живлення секцій 0,4 кВ повинно забезпечити одночасний запуск відповідальних ЕД 0,4 кВ, від яких залежить збереження обладнання в роботоздатному стані, а також засобів пожежогашіння в разі втрат ВП 6 кВ на блоці.

Для цього дві секції 0,4 кВ блока секціонуються автоматами на дві півсекції, до однієї з котрих приєднуються вказані вище відповідальні споживачі. При довготривалій втраті напруги на цих секціях секційні автомати від'єднуються захистом мінімальної напруги і півсекції з відповідальними споживачами автоматично під'єднуються до джерела резервного живлення.

На випадок повної втрати змінного струму ЕС надійне живлення відповідальних споживачів машинної зали та деаераторної здійснюється від окремого дизель-генератора, четвертого на блок.

Виключення складають три маслососи ущільнень вала генератора, які вимагають особливо надійного живлення і електродвигуни яких живляться від трьох систем надійного живлення.

Встановлення четвертого дизель-генератора дозволяє підвищити надійність блока за рахунок від'єднання несистемних споживачів з систем електропостачання надійного живлення, які служать для забезпечення ядерної та радіаційної безпеки.

Відповідно до вимог безпеки на АЕС передбачаються три автономні системи безпеки в технологічній частині та відповідно три автономних системи надійного живлення на напрузі 6 та 0,4 кВ змінного струму та 220 В постійного струму.

Для живлення споживачів 6 кВ II групи та трансформаторів 6/0,4 кВ II групи за кількістю систем безпеки передбачається на кожний блок три секції 6 кВ. В нормальному режимі експлуатації ці секції отримують живлення від секцій робочих ТВП через два послідовно приєднаних вимикача, які забезпечують надійне відокремлення секції навіть у разі відмови одного з вимикачів.

У разі зникнення напруги на секції 6 кВ надійного живлення II групи або при появі спеціального технологічного імпульсу напруга на секції надійного живлення II групи подається від автономно під'єднаних до них джерел електропостачання.

Автономними джерелами електричної енергії, які забезпечують роботоздатність відповідальних механізмів та інших споживачів АЕС в режимі повної втрати звичайних джерел живлення механізмів ВП, на сучасних АЕС є автоматизовані дизель-генератори. На кожний блок АЕС передбачається встановлення трьох, повністю незалежних один від одного,

дизель-генераторних агрегатів.

Агрегати розташовуються зазвичай в окремій будівлі дизель-генераторної станції, причому кожний агрегат розташовується в самостійній комірці, що ізолювана від сусідніх комірок пожежостійкими стінами. Кожна з комірок є повністю автономною за паливом, маслом, повітрям, електричними зв'язками, пожежогасінням тощо і не втрачає своєї роботоздатності при пошкодженнях в будь-якій з сусідніх комірок.

У разі зникнення напруги на шинах 6 кВ надійного живлення II групи на час, більший ніж час подачі напруги від резервного ТВП, відповідний дизель-генератор (Д-Г) автоматично запускається та під'єднується до шин, причому запуск кожного Д-Г не залежить від наявності або відсутності напруги на сусідніх секціях шин надійного живлення.

При аварії, яка пов'язана з втратою живлення усіх шин ВП або при спрацюванні АЗР, подається команда на запуск усіх Д-Г. Розгортання Д-Г з моменту подачі команди на запуск до моменту готовності для прийняття навантаження складає від 15 до 50 секунд.

Під'єднання найбільш відповідальних споживачів до Д-Г здійснюється автоматично поступево, тому що сумарна пускова потужність ЕД II групи значно перевищує потужність Д-Г. Склад двигунів ступені вибирають таким чином, щоб пускові активна і реактивна потужності ступенів не перевищували потужність Д-Г. Інтервали часу між запусками ступенів відповідали часу завершення перехідних процесів у двигунах та Д-Г. У зв'язку з тим, що при поступеному пуску спостерігаються значні коливання напруги, струменів та частоти в системі надійного живлення, запропоновано змінити поступеневий пуск частотним. При цьому напруга Д-Г регулюється автоматично пропорційно середній частоті обертання групи електродвигунів.

В період нормальної експлуатації при необхідності виведення в ремонт одного з дизелів решта дизелів повинна бути запущена та під'єднана до шин надійного живлення II групи на навантаження систем забезпечення безпеки реактора. У випадку виходу з ладу двох дизелів одного з блоків останній зупиняється.

Між трьома секціями 6 кВ надійного живлення II групи не передбачається взаємного резервування. Введення резервного живлення на секції 6 кВ надійного живлення також не передбачається.

Для дрібних двигунів та іншого електричного навантаження II групи передбачаються окремі секції 0,4 кВ, кількість яких відповідає кількості систем безпеки АЕС, тобто трьом. Кожна секція 0,4 кВ надійного живлення під'єднується до окремого трансформатора надійного живлення 6/0,4 кВ, який приєднаний до відповідної секції 6 кВ надійного живлення. Резервування цих секцій не передбачається. Склад механізмів та потужність кожного трансформатора розраховано на 100% навантаження

споживачів 0,4 кВ однієї системи безпеки.

Одинична потужність споживачів I групи невелика, тому для їх живлення передбачаються секції надійного живлення як трифазного змінного струму 0,4 кВ, так і постійного струму 220 В. Джерелом живлення споживачів I групи в аварійному режимі є АБЖ в комплекті з АБ (рисунок 6.2). При цьому в нормальному режимі живлення здійснюється через випрямляч АБЖ, який живиться від роздільного трансформатора 6/0,23 кВ, під'єднаного до відповідної секції 6 кВ надійного живлення II групи.

На блок встановлюється 5 комплектів АБЖ:

а) три – для систем безпеки: по одному на кожну систему;

б) по одному – для живлення загальноблочного навантаження та навантаження інформаційно-обчислювального комплексу (ІОК).

В аварійному режимі споживачі 0,4 кВ I групи надійності отримують живлення від АБ напругою 220 В. На блок передбачається 3 АБ для забезпечення живлення аварійного навантаження відповідних систем безпеки. Кожна з цих АБ розрахована на забезпечення 100% навантаження споживачів. Системи взаємного резервування не передбачається; крім того, на блок встановлюється одна АБ для живлення споживачів ІОК та одна загальноблочна АБ для живлення блочних споживачів, які не пов'язані з технологічними системами безпеки. АБ систем безпеки вибирається за рівнями напруги, загальноблочна АБ та АБ ІОК вибираються за розрядними ємностями та за рівнями напруги.

Системні АБЖ мають різні шини 380/220 В для навантаження двигунів та навантаження керування, тобто робота двигунів не впливає на роботу систем керування.

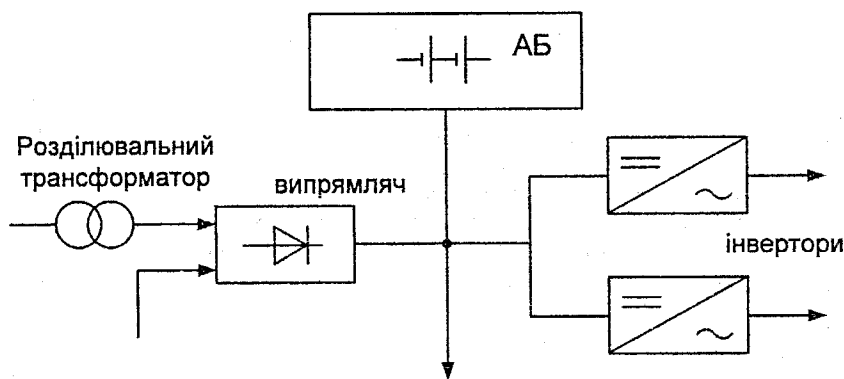


Рисунок 6.2 – Агрегат безперебійного живлення (АБЖ)

6.4 Приклад побудови схем ВП АЕС з реакторами різних типів

При розробці схем електропостачання ВП АЕС необхідно враховувати такі відмови систем та обладнання:

- одночасне від'єднання робочих та резервних джерел живлення ВП;
- пошкодження в електричних схемах, які призводять до короточасного зникнення напруги на секціях ВП до рівня нижче 80%;
- пошкодження в колі ТГ та ТВП, які призводять до від'єднання блока з повним скиданням навантаження;
- пошкодження на шинах середньої та високої напруг АЕС, які призводять до від'єднання всіх блоків, під'єднаних до цих шин;
- стійке пошкодження на одній з секцій РП ВП першого та другого ступенів напруги;
- пошкодження секції РП ВП першого ступеня напруги, яке збігається в часі з ремонтом одного з ГЦН, який під'єднаний до іншої секції;
- пожежа в одній з кабельних споруд.

Структура схеми електропостачання ВП залежить від кількості ТГ на блок, типу та кількості ГЦН, необхідності використання енергії вибігу ТГ, а також потужності, яка споживається навантаженнями I та II груп при аварійному від'єднанні.

Приклад 1. Вибрати схему електропостачання ВП блока АЕС з реактором ВВЕР-1000.

Відповідно до складу механізмів ВП блока здійснюємо підрахунок блокових та загальностанційних навантажень:

$$S_{ТВПбл} = 0,9 \cdot (\Sigma P_{Д} + \Sigma S_{Т0,4}) = 0,9 \cdot (52090 + 14780) = 60183 \text{ кВА};$$

$$S_{ТВПзаг} = 0,9 \cdot (\Sigma P_{Д} + \Sigma S_{Т0,4}) = 0,9 \cdot (11430 + 9880) = 19179 \text{ кВА}.$$

Для блочних споживачів беремо трансформатор типу ТРДНС-63000/35, а для живлення загальностанційних споживачів – трансформатор ТРДНС-25000/35.

Кількість секцій ВП 6 кВ при нормальній експлуатації беремо рівною кількості ГЦН, тобто чотирьом. Оскільки блок має генераторний вимикач, то потужність резервного ТВП береться рівною потужності блокового. Резервування живлення загальностанційних ВП здійснюється від резервного ТВП.

Кожна з секцій РП-0,4 кВ споживачів III групи повинна мати два джерела живлення - робочий та резервний. Як робоче джерело використовуємо окремий трансформатор 6/0,4 кВ. Перемикання живлення з робочого на резервне джерело для секцій, які не допускають довготривалої перерви живлення, здійснюється за допомогою пристрою

АВР.

Силове навантаження СУЗ реакторів типу ВВЕР-1000 отримує живлення від двох окремих трансформаторів 6/0,4 кВ з взаєморезервуванням. Крім того, живлення приводів СУЗ резервується від спеціальної АБ.

Наявність на блоці ВВЕР-1000 споживачів I та II групи приводить до створення спеціальних мереж та джерел надійного живлення.

В нормальному режимі споживачі I та II груп одержують живлення від робочих та резервних ТВП, які зв'язані з енергосистемою. При аварійному від'єднанні в мережу надійного живлення II групи вмикаються спеціальні аварійні механізми.

Оскільки незалежність аварійного розхолодження повинна дотримуватися в технологічній, електричній частинах та колах управління кількості секцій РП ВП 6 кВ для споживачів II групи повинна відповідати кількості систем, взятих в технологічній частині. Ці секції приєднують до секцій РП ВП 6 кВ нормальної експлуатації через два послідовно ввімкнених вимикача, які забезпечують відділення секцій надійного живлення від джерел робочого та резервного електропостачання при збігові відмов секційного вимикача з режимом розхолодження.

До секцій 6 кВ надійного живлення II групи під'єднуються ЕД потужністю понад 200 кВт, які потребують надійного електропостачання, трансформатори надійного живлення та дизель-генератори. Набирання навантаження Д-Г здійснюється ступенями через 10-15 с з моменту подання команди на їх запуск. Резервування між Д-Г та між шинами резервного живлення і Д-Г не передбачається, тому що кожна з секцій надійного живлення здатна забезпечити аварійне розхолодження реактора при будь-якому виді аварії.

Кількість секцій 0,4 кВ надійного живлення II групи відповідає кількості систем безпеки на реактор. Кожна з цих секцій приєднується до своєї секції 6 кВ надійного живлення 6/0,4 кВ. Резервування цих секцій також не передбачається.

Кількість секцій надійного живлення 0,4/0,22 кВ I групи також береться рівним кількості систем безпеки. Живлення споживачів I групи в нормальному режимі здійснюється від шин 6 кВ надійного живлення II групи через АБЖ. При аварійному від'єднанні ці секції одержують живлення від АБ через автономний інвертор.

Для забезпечення стійкого живлення споживачів I групи змінним струмом через інвертори при КЗ в лініях постійного струму, що відходять від щита, збірні шини постійного струму секціонуються діодом і інвертори одержують живлення від окремого випрямляча.

Для живлення споживачів I групи систем аварійного розхолодження та загальноблокових використовуються окремі АБ.

Приклад 6.2. Вибрати схему електропостачання ВП 6 кВ блока АЕС з реактором БН-600.

Відповідно до складу механізмів ВП блока здійснюємо підрахунок навантажень на трансформатори ВП:

$$S_{ВП6} = 0,9 \cdot (35010 + 27530) = 56286 \text{ кВА.}$$

В зв'язку з тим, що в блоці з реактором БН-600 працюють три турбогенератори по 200 МВт, доцільно встановити три трансформатори ВП (за кількістю генераторів) типу ТРДНС-25000/35. Живлення споживачів ВП 6 та 0,4 кВ III категорії не відрізняється від розглянутих раніше.

Мережа надійного живлення має деякі особливості, які пов'язані з використанням ГЦН першого та другого контурів на зниженій частоті обертання при аварійному розхолодженні, а також через відведення залишкових тепловиділень в триконтурній схемі з прямоточними парогенераторами. Тому крім трьох секцій надійного живлення ВП 6 кВ, які призначені для під'єднання ГЦН першого та другого контурів, з'являються дві додаткові секції надійного живлення ВП 6 кВ, які призначені для під'єднання решти споживачів II групи. Кожна з п'яти секцій надійного живлення має в аварійному режимі живлення від свого Д-Г. Для забезпечення більшої надійності процесу аварійного розхолодження встановлюють один резервний та один ремонтний Д-Г, які можуть бути під'єднані до будь-якої з п'яти секцій ВП 6 кВ надійного живлення. В нормальному режимі ці секції мають живлення від робочих ТВП паралельно з основними шістьма секціями через окремі вимикачі.

Оскільки при знеструмленні живильних насосів виникає швидке просушування прямоточних парогенераторів, то передбачається також встановлення трьох окремих секцій 6 кВ для живлення АПЕН парогенераторів; нормальне живлення цих секцій – через перемичку з двома послідовними вимикачами, аварійне – від швидкодіючих Д-Г.

Схеми живлення ВП блоків з реакторами ВВЕР-1000, ВВЕР-440 та БН-600 наведені на рисунках 6.3 – 6.5.

Контрольні питання

1. Групи споживачів власних потреб АЕС.
2. Головні циркуляційні насоси АЕС.
3. Основні мережі для живлення механізмів власних потреб АЕС.
4. Варіанти приєднання робочих трансформаторів власних потреб на АЕС.
5. Використання на АЕС дизель-генераторів.
6. Агрегати безперебійного живлення (АБЖ) АЕС.

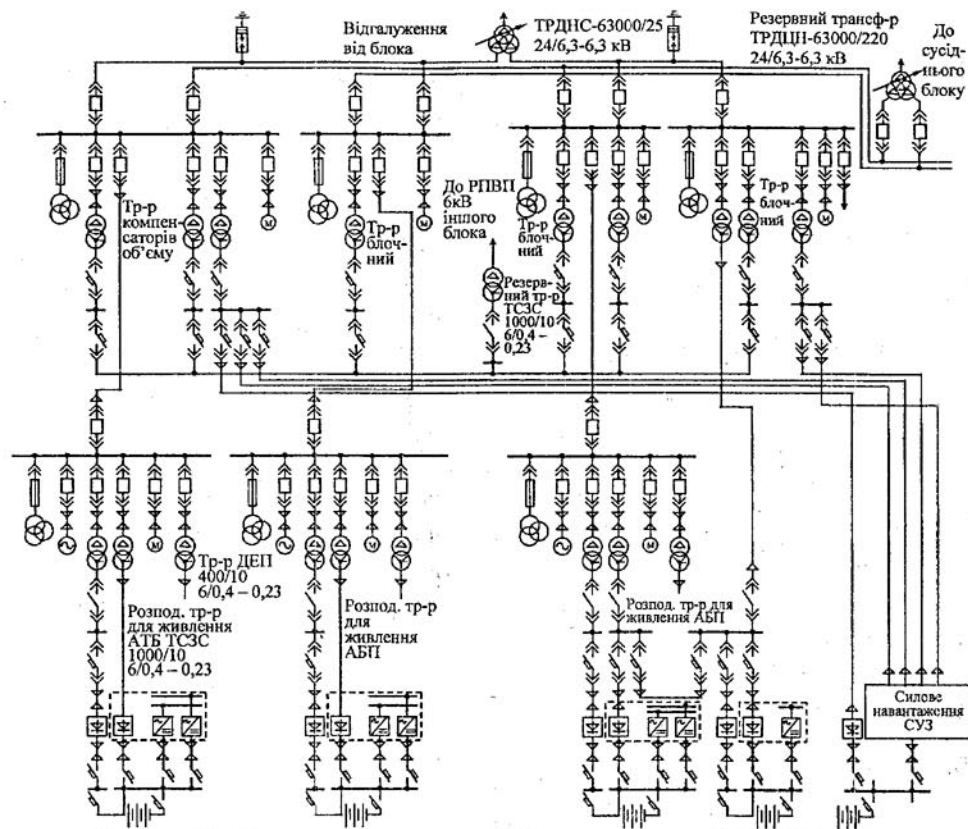


Рисунок 6.3 – Схема електропостачання ВП блока з реактором ВВЕР-1000

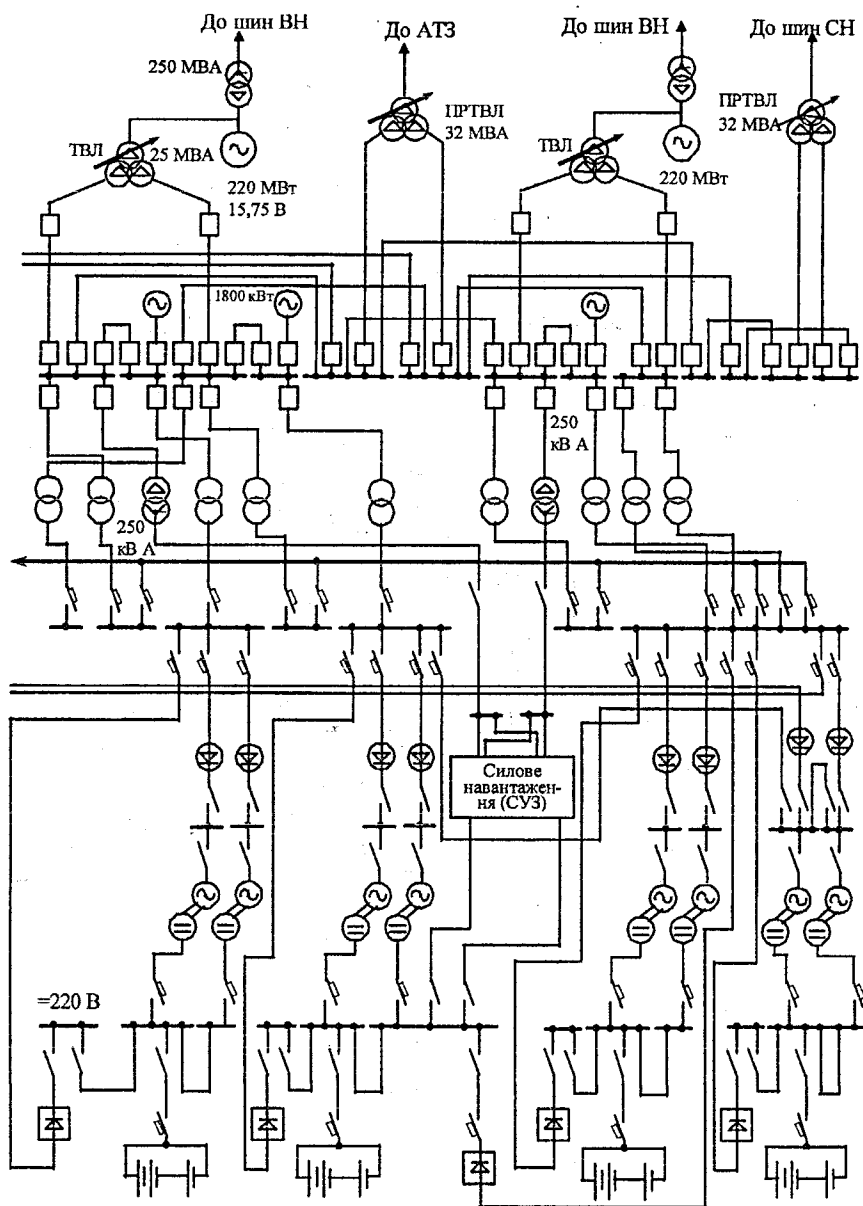


Рисунок 6.4 – Схема электропитания ВП блока с реактором ВВЕР-440

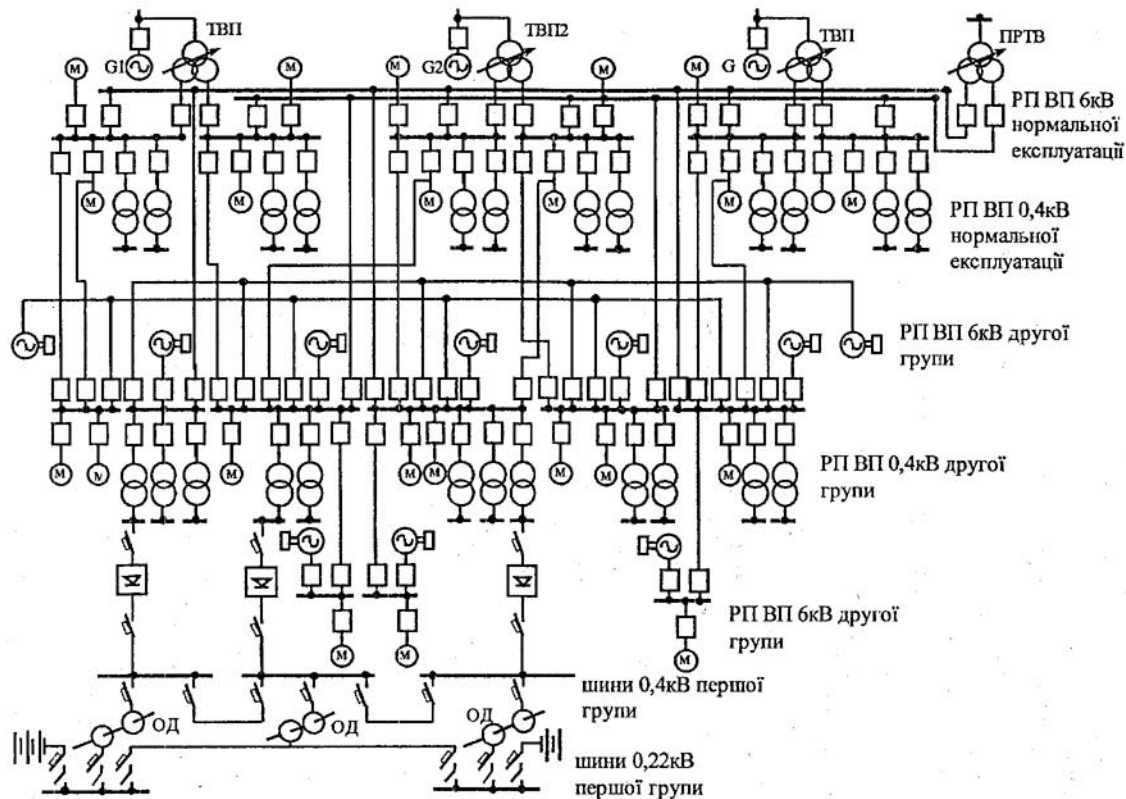


Рисунок 6.5 – Схема електропостачання ВП блока з реактором типу БН-600

7 ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ГЕС

Технологічний процес отримання електроенергії на ГЕС значно простіший, ніж на ТЕС і АЕС і тому потребує значно меншої кількості механізмів ВП.

Підрахунок навантажень ВП ГЕС ведеться конкретно для кожного проекту, тому що ці навантаження залежать не тільки від потужності встановлених агрегатів, але і від типу електростанції (пригребельна, дериваційна, водозливна тощо).

Електроприймачі ВП розділяються за такими ознаками [13]:

- за призначенням;
- за територіальним розташуванням;
- за напругою;
- за режимом роботи і участю в самозапуску;
- за відповідальністю.

За своїм *призначенням* ЕП ВП ділять на дві групи: агрегатні і загальностанційні (перелік ЕП наведений в таблиці 7.1). Агрегатні ВП вміщують в себе всі допоміжні механізми, що обслуговують агрегат, а в одиничному блоці ще й обслуговують підвищувальний блочний трансформатор. До агрегатних відносяться: маслонуаси МНУ (маслонапірної установки), лекажний насос, насос відкачування води з кришки турбіни, насоси технічного водопостачання, у генераторів з безпосереднім охолодженням — насоси циркуляції води, насоси або вентилятори охолодження трансформаторів і ін.

Загальностанційні ВП мають загальне призначення: підйомні механізми, вентиляція, опалення, насоси системи осушення проточної частини агрегату, дренажні насоси, компресорні, насоси пожежогасіння і ін.

Таблиця 7.1 – Перелік і характеристика споживачів ВП

Найменування приймачів	Участь в самозапуску	Група потрібної надійності
1	2	3
<i>Власні потреби агрегатів</i>		
1. Циркуляційні насоси охолодження обмоток генераторів і випрямлячів системи збудження	Так	I
2. Маслонуаси МНУ	Так	I
3. Компресори гальмування	Так	I
4. Насоси відкачування води з кришки турбіни	Так	II
5. Лекажний насос	Так	II

Продовження таблиці 7.1

1	2	3
6. Охолодження головних трансформаторів	Так	I
7. Приводи засувки технічного водопостачання	Ні	II
8. Насоси технічного водопостачання (в кожному блоці)	Так	I
9. Компресори відкачування води для режиму роботи генератора синхронним компенсатором	Так	I-II
10. Механізм для підйому швидкопадаючих щитів	Ні	I-II
11. Компресори зарядки МНУ	Ні	II
12. Маслонасоси системи змазки агрегатів	Так	I
13. Електронагрів кабельних ввідів підвищувальних трансформаторів	Так	II
14. Електродвигуни подачі повітря під робоче колесо турбіни	Ні	II
<i>Акумуляторна батарея</i>		
1. Зарядний пристрій	Ні	II
2. Підзарядний пристрій	Ні	II
3. Калорифер	Ні	II
4. Вентилятор	Так	II
<i>Відкритий РП</i>		
1. Компресори пневматичного господарства	Так	III
2. Обігрів баків вимикачів	Ні	II
3. Обігрів шаф приводів вимикачів	Ні	II
<i>Лабораторія</i>		
1. Досліджуваний стенд	Ні	III
<i>Насосні пристрої</i>		
1. Насоси відкачування води з відсмоктувальних труб	Ні	I-II
2. Дренажний насос	Так	I-II
3. Пожежні насоси	Так	I
4. Насоси господарського водопостачання	Ні	III
<i>Підйомні механізми</i>		
1. Крани машинного залу	Ні	II
2. Перевантажувальні крани	Ні	III

Продовження таблиці 7.1

1	2	3
3. Тельфер-шандор відсмоктувальних труб	Ні	II
4. Мостові крани щитових відділень	Ні	II
5. Механізми підйому швидкопадаючих щитів	Ні	I-II
6. Сміттеочищувальні машини ґрат	Ні	II
7. Механізми підйому щитів греблі	Ні	I-II
8. Механізми закриття дросельних затворів напірних трубопроводів	Так	I-II
<i>Масляне господарство</i>		
1. Двигуни сепараторів	Ні	III
2. Підігрівачі сепараторів	Ні	III
3. Фільтр-преси	Ні	III
4. Насоси масляні	Ні	III
5. Сушильні шафи	Ні	III
<i>Різні споживачі станційного вузла</i>		
1. Пересувні приймачі ремонтного призначення	Ні	III
2. Компресори технічних потреб	Ні	III
3. Вентилятори будівлі ГЕС	Так	II-III
4. Опалення приміщень будівлі ГЕС	Ні	III
5. Ліфти пасажирські	Ні	II
6. Ліфти вантажні	Ні	III
7. Електричне освітлення	-	I-II
8. Пристанційне містечко	-	II
<i>Греблі, головні споруди деривації</i>		
1. Механізми щитових затворів	Ні	I-II
2. Обігрів затворів	-	II-III
3. Кран	-	II-III
4. Механізми сміттевидалення	-	III
5. Пересувні ремонтні апарати	-	III
6. Електричне освітлення	-	III

Потрібно також відзначити, що від установки ВП, як правило, живлять споживачів, що входять до складу гідровузла (шлюз, міські і промислові водозабори, пристанційне містечко). Ці споживачі не мають відношення до ВП ГЕС.

Територіально ЕП розташовують: в будівлі ГЕС, на ВРП і на греблі. При цьому характерним є те, що склад ЕП всередині будівлі станції достатньо стабільний (відмінності визначаються системою охолодження

генераторів, трансформаторів, типом системи збудження генератора); ЕП за межами будівлі ГЕС залежно від типу станції можуть мати значні відмінності.

Живлення усіх ЕП здійснюється на змінному струмі (як електропривод механізмів ВП ГЕС використовуються АД з короткозамкненим ротором). В переважній більшості випадків для усіх ЕП використовують напругу 0,4/0,23 кВ. Однак на ГЕС середньої та великої потужності з'являється необхідність через територіальну розкиданість ЕП, крім напруги 0,4/0,23 кВ, використовувати напругу 6 або 10 кВ.

Для ЕП ВП розрізняють три характерних *режими*: тривалий, епізодичний і періодичний.

В тривалому режимі працюють: освітлення, вентиляція, опалення, насоси водяного охолодження генераторів, маслонасоси охолодження трансформаторів з примусовою циркуляцією; охолодження тиристорних перетворювачів системи збудження генератора, зарядно-підзарядні агрегати акумуляторних батарей тощо.

В епізодичному режимі працюють всі підйомні механізми, насоси системи осушення проточної частини агрегату, насосні станції пожежогасіння і ін.

В періодичному режимі працюють: маслонасоси МНУ, лекажний насос, компресори і ін.

За ступенем відповідальності ЕП ВП ГЕС розділяють на три групи.

До *I групи* належать ЕП, робота яких пов'язана з виробленням електроенергії ГЕС і її якістю або з можливістю пошкодження обладнання і гідротехнічних споруд. Самозапуск усіх відповідальних ЕД повинен забезпечуватись після вимкнення КЗ і дією АВР.

До *II групи* належать ЕП, безпосередньо не пов'язані з виробленням електроенергії. Перерва живлення допускається на час, необхідний для його відновлення черговим персоналом.

До *III групи* належать ЕП, перерва живлення яких допускається невизначеної тривалості.

Живлення ЕП I та II групи повинно здійснюватися від двох незалежних джерел. При цьому для ЕП I групи повинен бути передбачений автоматичне введення резервного живлення. Під час повної зупинки агрегатів ГЕС допускається живлення від одного джерела живлення, при цьому друге джерело живлення повинно бути в стані гарячого резерву. Якщо ним є один з агрегатів ГЕС, він повинен працювати на холостому ходу. Напруга на ЕП ГЕС повинна підтримуватися у встановлених межах. Допускається відхилення напруги:

- на ЕД в межах $\pm 5\%$ (в окремих випадках до $+10\%$);
- на лампах освітлення мінус $2,5\%$;
- на віддалених лампах аварійного і зовнішнього освітлення $\pm 5\%$.

Регулювання напруги в системі ВП здійснюється на основних

трансформаторах ВП, які повинні мати пристрій РПН.

При проектуванні схем електричних з'єднань ВП ГЕС, згідно з НТП ГЕС, необхідно враховувати:

- головну схему електричних з'єднань ГЕС (кількість і потужність агрегатів, структурна схема, кількість і значення підвищених напруг);
- режими роботи ГЕС в системі;
- вимоги до електропостачання ЕП ВП відповідних технологічних систем, напруги двигунів ВП, територіальне розташування ЕП ВП;
- наявність зовнішніх споживачів, живлення яких повинно здійснюватись від системи ВП ГЕС;
- наявність місцевої електричної мережі 6-20 кВ;
- компонувальні і конструктивні міркування.

Живлення ВП ГЕС може здійснюватись від спеціальних агрегатів, від системи з допомогою трансформаторів, під'єднаних до підвищеної напруги станції; від системи – через трансформаторну обмотку автотрансформатора зв'язку; від генераторів і місцевої мережі 6-20 кВ.

В наш час живлення від спеціальних агрегатів не застосовується внаслідок їх високої вартості і нездатності забезпечити самозапуск двигунів. Живлення від РП підвищеної напруги рекомендується, якщо напруга не перевищує 35 кВ. Живлення від більш високої напруги на ГЕС не застосовують через високу вартість трансформаторів і вимикачів.

Таким чином, на ГЕС застосовують живлення від системи через трансформаторну обмотку автотрансформаторів зв'язку і від генераторної напруги, а також від місцевої мережі.

Як вказувалось вище, для живлення ЕП ВП в більшості випадків потрібна напруга 0,4/0,23 кВ. Необхідність в вищій напрузі 6 або 10 кВ, крім 0,4/0,23 кВ, виникає на ГЕС з таких причин [13]:

- наявність потужних двигунів, що потребують більш високої напруги;
- наявність ЕП ВП, розташованих на більшій відстані від будівлі ГЕС;
- живлення зовнішніх споживачів;
- велика потужність, що споживається ВП ГЕС, яка потребує більшої кількості трансформаторів з вторинною напругою 0,4 кВ. Останнє визначається тим, що потужність цих трансформаторів обмежена значенням 1000 кВА за умовою допустимого рівня струмів КЗ в розподільній мережі 0,4 кВ, а також великої довжиною споруди.

Вибір напруги 6 або 10 кВ визначається такими міркуваннями:

- при наявності двигунів ВП, що потребують напруги більше 0,4 кВ, береться напруга 6 кВ;
- якщо напруга генераторів 6 кВ або 10 кВ, то береться напруга генератора;
- якщо напруга місцевої мережі 6 кВ або 10 кВ, то береться напруга

цієї мережі.

У решті випадків вибір напруги визначається радіусом обслуговування цієї мережі і економічними міркуваннями.

В практиці проектування ГЕС склались три структури живлення ВП [3, 13]:

1) об'єднане централізоване живлення агрегатних і загальностанційних ВП на одній напрузі, що застосовується на малопотужних малоагрегатних ГЕС (рисунок 7.1);

2) об'єднане централізоване живлення агрегатних і загальностанційних ВП на двох напругах, характерне для малоагрегатних ГЕС середньої потужності, що має віддалене місцеве навантаження (рисунок 7.2);

3) окреме живлення агрегатних і загальностанційних ВП, типове для малогабаритних ГЕС середньої і великої потужності (рисунок 7.3).

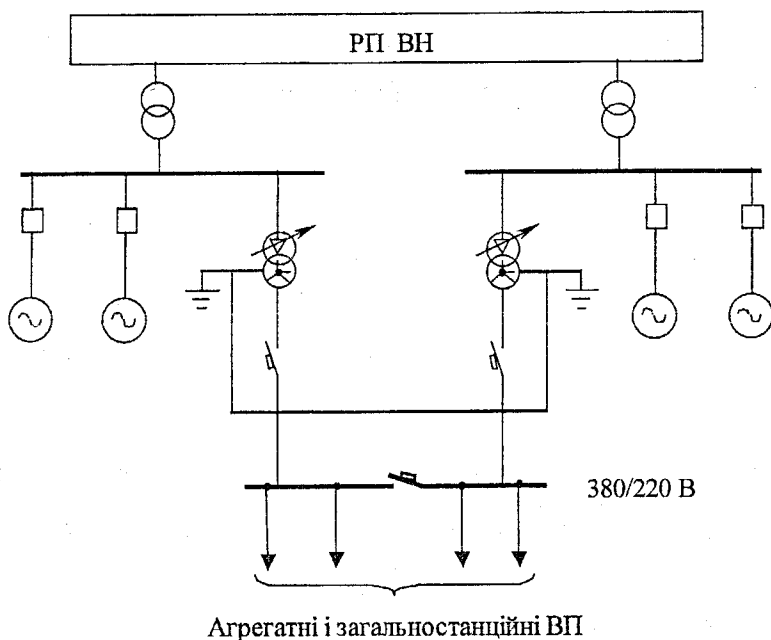


Рисунок 7.1 – Схема об'єднаного централізованого живлення агрегатних та загальностанційних ВП ГЕС на одній напрузі

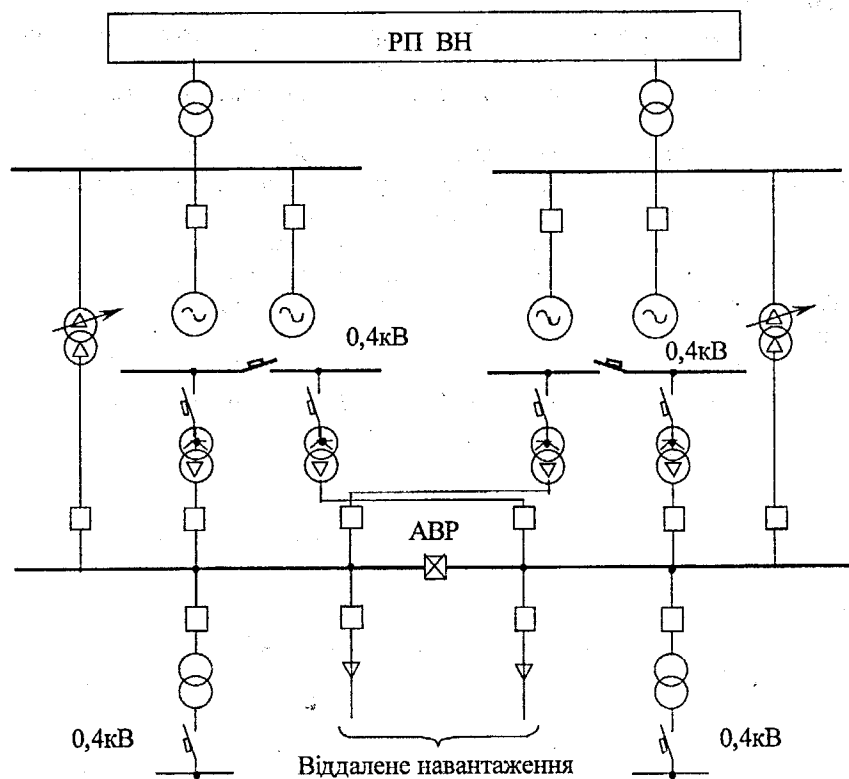


Рисунок 7.2 – Схема об'єднаного централізованого живлення агрегатних та загальностанційних ВП ГЕС на двох напругах

Головна схема електричних з'єднань ГЕС має блочну структуру побудови. Робочі ТВП приєднують:

- на відгалуження від генератора (трансформатори агрегатних ВП на рисунку 7.3);
- до трансформаторної обмотки автотрансформатора зв'язку (трансформатори загальностанційних ВН на рисунку 7.3).

Резервне живлення може бути виконане на прикладі неявного (рисунки 7.1, 7.2) або явного резервування (рисунок 7.3). В останньому випадку резервне живлення для секцій РП 6-10 кВ подається від місцевої мережі, що має зв'язок з енергосистемою.

РП 6-10 кВ (рисунки 7.2, 7.3) виконують за схемою з однією секціонованою системою збірних шин з одним вимикачем на приєднання.

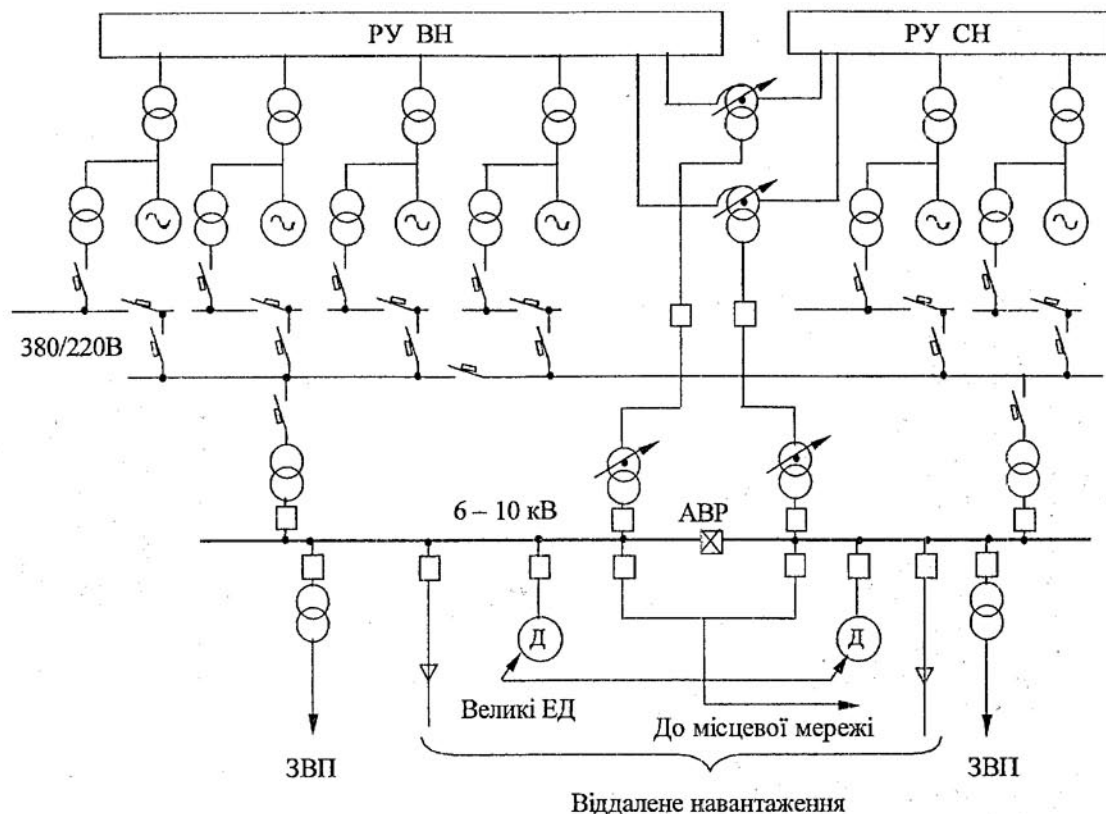


Рисунок 7.3 – Схема окремого живлення агрегатних та загальностанційних ВП ГЕС

Кожна секція отримус живлення по незалежному колу. Робочі ТВП повинні працювати окремо. Тому секційний вимикач нормально вимкнений і знаходиться під впливом АВР.

Шини 380/220 В ВП кожного гідроагрегата секціоновані на дві частини за допомогою автомата (рисунки 7.2 і 7.3). Секційний автомат нормально вимкнений, тобто обидві секції живляться від робочого ТВП. Останній може бути під'єднаний до центрального РП 6-10 кВ (рисунок 7.1) або приєднаний за блочним принципом на розгалуженні від генератора (рисунок 7.3). Резервне живлення в обох випадках передбачено від РП 6-10 кВ. Для живлення мереж 0,4 кВ застосовують, як правило, сухі трансформатори, що дає можливість встановити їх в безпосередній близькості від зборок 0,4 кВ.

На рисунку 7.4 показано приєднання головних ТВП до блоків і до трансформаторної обмотки автотрансформатора (АТС). ГТВП приєднують до блоків між генераторним вимикачем і підвищувальним трансформатором. Вторинна напруга ГТВП 6-10 кВ або 0,4 кВ.

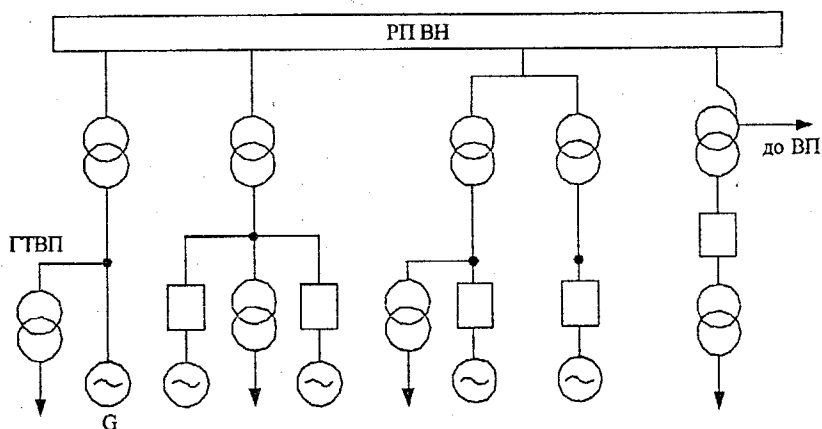


Рисунок 7.4 – Приєднання ГТВП в структурній схемі ГЕС

На рисунку 7.5 показано приєднання агрегатних ТВП. У більшості випадків кожний генератор має свій АТВП, якій під'єднується до виводів генератора (між генератором і генераторним вимикачем) в одиничному, укрупненому і об'єднаному блоках. В одиничному блоці генераторний вимикач може не встановлюватись. У тих випадках, коли під один вимикач приєднуються два і більше генераторів, для них передбачається один АТВП, вторинна напруга АТВП – 0,4 кВ.

На рисунку 7.6 показані блочні ТВП і їх приєднання. БТВП під'єднують між вимикачем генератора і трансформатором. На блок

встановлюють один БТВП. Вторинна напруга БТВП - 0,4 кВ. Оскільки потужність таких трансформаторів не повинна перевищувати 1000 кВА на укрупнених і об'єднаних блоках можуть бути встановлені БТВП на кожному генераторі (показано пунктиром).

Встановлення комутаційних апаратів на вищій напрузі ТВП небажане. При необхідності від'єднання цих трансформаторів використовують температурні компенсатори або передбачають шинні роз'єми.

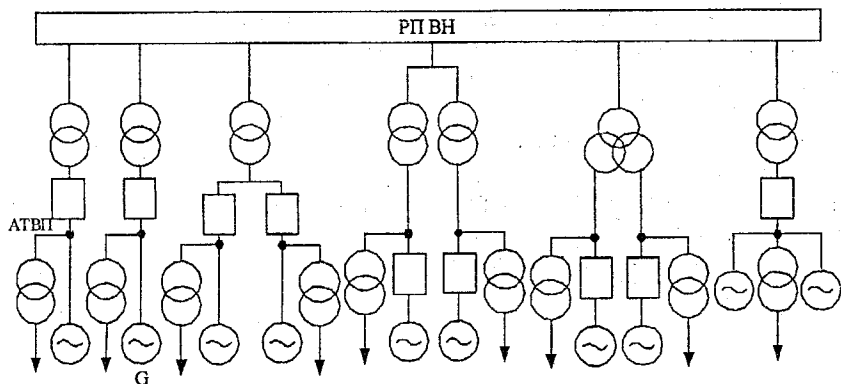


Рисунок 7.5 – Приєднання АТВП в структурній схемі ГЕС

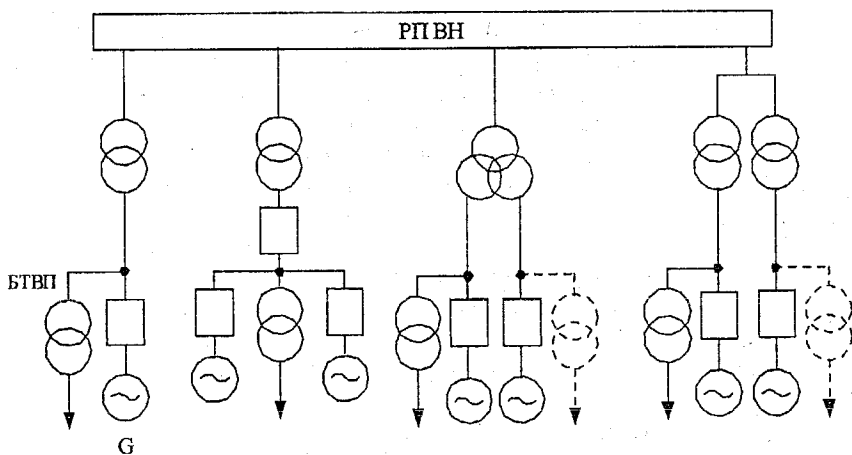


Рисунок 7.6 – Приєднання БТВП в структурній схемі ГЕС

1. Класифікація споживачів власних потреб ГЕС.
2. Які фактори враховують при проектуванні схеми електропостачання власних потреб ГЕС та ГАЕС?
3. Вибір напруги в системі власних потреб ГЕС.
4. Які структури живлення власних потреб використовують на ГЕС?
5. Схема об'єднаного централізованого живлення агрегатних та загальностанційних власних потреб ГЕС на одній напрузі.
6. Схема об'єднаного централізованого живлення агрегатних та загальностанційних власних потреб ГЕС на двох напругах.
7. Схема окремого живлення агрегатних та загальностанційних власних потреб ГЕС.
8. Варіанти приєднання головних трансформаторів власних потреб (ГТВП) в схемах ГЕС.
9. Варіанти приєднання агрегатних трансформаторів власних потреб (АТВІ) в схемах ГЕС.
10. Варіанти приєднання блочних трансформаторів власних потреб (БТВП) в схемах ГЕС.

8 УСТАНОВКИ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ З АКУМУЛЯТОРНИМИ БАТАРЕЯМИ

Акумуляторні батареї (АБ) є незалежними джерелами енергії в системах ВП станцій і підстанцій. Основне їх призначення полягає в живленні систем управління, автоматики, сигналізації зв'язку, а також електропостачання особливо відповідальних робочих машин і мережі освітлення при порушенні нормального функціонування установки протягом часу, необхідного для відновлення нормальної роботи.

Найбільше застосування на електростанціях і підстанціях отримали батареї зі свинцево-кислотних акумуляторів типу СК (стаціонарні для короткочасного розряду). Як електроліт для них застосовують зазвичай розчин сірчаної кислоти із густиною 1,2 при температурі 25°C. Акумулятори типу СК випускаються в 46 типових виконаннях від СК-1 до СК-148. Акумулятор СК-1 має такі характеристики [4, 7]:

Режим розряду, г.....	10	7,5	5	3	2	1
Розрядний струм, А.....	3,6	4,5	6	9	11	18,5
Номінальна ємність, А·г.....	36	33	30	27	22	18,5

Розрядні струми і ємності інших акумуляторів визначаються множенням відповідного значення для СК-1 на типовий номер. Напруга, що встановилася, повністю зарядженого акумулятора СК при

розімкненому колі дорівнює 2,05 В.

Використовуються такі акумулятори типу СН (з намазними пластинами), які випускаються чотирнадцятьма типорозмірів: 0,5; 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20. Акумулятор СН-1 має такі характеристики [4, 7]:

Режим розряду, г.....	10	3	1	0,5	0,25
Розрядний струм, А.....	4	10	20	30	40
Номінальна ємність, А·г.....	40	30	20	15	10

Як електроліт використовують розчин сірчаної кислоти з густиною 1,22 при температурі 25°C. Усталена напруга повністю зарядженого акумулятора при розімкненому колі повинна бути не нижче 2,06 В.

Акумулятори СН мають менші розміри, ніж СК; вони постачаються в зібраному вигляді, що полегшує їх встановлення; мають кращі розрядні характеристики і виділяють значно менше парів сірчаної кислоти в процесі роботи. Але ємність акумуляторів СН-20 при одногодинному розряді: $20 \cdot 20 = 400$ А·г. Така ємність не може забезпечити аварійне навантаження на електростанціях, тому акумулятори СН застосовуються на підстанціях.

Акумулятори можуть витримати короткочасний розряд дуже великим струмом, але при цьому напруга на їхніх затискачах різко зменшується. Акумулятори типу СН допускають розряд струмом 50N протягом 1 хв., а СК – струмом 46N протягом 5 с; при цьому напруга на акумуляторах знижується відповідно до 1,75 В і 1,65 В (тут N – номер типорозміру).

Для того щоб АБ завжди була готова повністю віддати запасену енергію, а також з метою спрощення її експлуатації і збільшення терміну служби для неї вибирають режим постійної підзарядки. З цією метою вибирають підзарядний пристрій випрямлення, який вмикають між шинами акумуляторної установки і шинами 0,4 кВ системи ВП. Таким чином, в нормальних умовах живлення ЕП оперативним струмом здійснюється від первинної мережі через пристрій випрямлення, а АБ сприймає лише поштовхове навантаження. При зникненні напруги постійного струму і від'єднанні підзарядного пристрою АБ бере на себе все навантаження. Для заряджання АБ встановлюють зазвичай один загальностанційний зарядний агрегат (асинхронний двигун – генератор постійного струму) або зарядний випрямний пристрій. Вибір кількості і місце розташування АБ відбувається відповідно до запропонованих навантажень ЕП постійного струму і їх розташування на майданчику електроустановки [3, 4, 7].

На теплових електростанціях з поперечними зв'язками в тепловій частині (ТЕЦ) потужністю до 200 МВт встановлюється одна АБ, а при потужності більше 200 МВт – дві АБ однакової ємності, які повинні забезпечити живлення маслоснабосів змащування турбін, водневого ущільнення всіх агрегатів ЕС, а також перетворювального агрегату зв'язку і аварійного освітлення. Розрахункова тривалість роботи:

- 30 хв. для ЕС, зв'язаних з енергосистемою;
- 1 година для ізолюваної ЕС.

На блочних ТЕС на кожному БЩУ, який обслуговує два агрегати, встановлюється одна батарея, для енергоблоків 300 МВт і вище – одна батарея на кожний енергоблок. Всі блочні АБ зв'язані мережею взаєморезервування. Ємність кожної розраховується на живлення електродвигунного навантаження, аварійного освітлення, перетворювального агрегату зв'язку при тривалості аварії 30 хв.

Ці АБ встановлюються в головному корпусі. Вони повинні мати елементний комутатор (ЕК), працювати в режимі постійної підзарядки з автоматичним регулюванням напруги на шинах і з автоматичною або напівавтоматичною підзарядкою "хвостових" (додаткових) елементів. Замість ЕК може застосовуватись спеціальний тиристорний пристрій. Кожна батарея має свій підзарядний пристрій (ПЗП), для заряду передбачається один загальностанційний агрегат (ЗА).

При значному віддаленні ВРП від головного корпусу допускається встановлення спеціальний АБ в зоні ВРП. Для ВРП 500 кВ і вище можуть бути встановлені дві АБ без елементного комутатора, працюючі в режимі постійної підзарядки.

На АЕС АБ є аварійними джерелами живлення систем безпеки, СУЗ, аварійного освітлення, а також джерелом оперативного струму для пристроїв управління, автоматики, сигналізації і релейного захисту. Кількість і типи батарей визначаються згідно з вимогами НТП АЕС [7]:

- для кожного реакторного блока встановлюються АБ за кількістю систем безпеки. Ємність кожної батареї розраховується на 100% навантаження споживачів даної системи. Ці батареї працюють в режимі "буфера": нормальне навантаження несе випрямний пристрій, при зникненні напруги все навантаження мережі надійного живлення І групи перекладається на АБ. Після запуску автономного джерела (дизель-генератор) навантаження знову отримує живлення через випрямний пристрій. АБ систем безпеки вибираються за умови допустимого рівня напруги на шинах постійного струму з урахуванням поштовху навантаження на початку аварії. Ці батареї працюють короткочасно (до моменту пуску дизель-генератора) і на них не впливають глибокі розряди, тому елементний комутатор для них не передбачається;

- для кожного енергоблока АЕС встановлюється одна загальноблочна АБ для живлення блочних споживачів (турбіни, генератор, інформаційно-обчислювальний комплекс, аварійне освітлення тощо) з елементним комутатором, розрахована на роботу в аварійному розряді протягом 30 хв. Між загальностанційними АБ передбачається попарне взаєморезервування;

- для кожного дизель-генератора встановлюється своя АБ, яка забезпечує його автоматичний запуск;

- для споживачів СУЗ передбачаються окремі АБ на різні номінальні напруги: 24, 48, 110, 220 В;

- для пристроїв управління, автоматики, релейного захисту підвищеної напруги поза головним корпусом встановлюється АБ в зоні ВРП: одна для ВРП 110, 220 кВ і дві для ВРП 330 кВ і вище.

Ці батареї без елементного комутатора. Всі АБ АЕС працюють в режимі постійної підзарядки.

На ГЕС потужністю до 1000 МВт встановлюється одна, а при потужності більше 1000 МВт – дві АБ в головному корпусі і при віддаленому розташуванні ВРП встановлюються батареї в зоні ВРП.

На підстанціях 110÷330 кВ з постійним оперативним струмом встановлюється одна АБ 220 В, на підстанціях 500÷750 кВ – дві батареї 220 В без елементного комутатора, працюючі в режимі постійної підзарядки. Для підзарядки і післяаварійної підзарядки передбачаються два випрямлювальні пристрої. Вибір кількості і номерів акумуляторів відбувається, виходячи з додаткових відхилень напруги на шини при поштовховому навантаженні.

АБ повинна забезпечити аварійне навантаження протягом розрахункового часу за умови, що в кінці цього періоду встановлене аварійне навантаження з поштовховим збігаються.

Вибір АБ ведуть в такому порядку [3]:

1. Визначають розрахункові навантаження на батарею. Аварійне тривале (встановлене) навантаження $I_{ав,тр}$ батареї головного корпусу станції складається з постійного навантаження ЕП системи управління, навантаження аварійного освітлення і навантаження від двигунів постійного струму аварійних механізмів ВП.

Аварійне короточасне (поштовхове) навантаження $I_{ав,кр}$ визначають складанням тривалого аварійного навантаження і струмів, що споживають приводи $I_{пр}$ вимикачів, які одночасно вмикаються і вимикаються.

2. Розраховують кількість елементів батареї:

- основних (приєднаних до шин установки в режимі постійної підзарядки):

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{пз}}, \quad (8.1)$$

де $U_{ш}$ – напруга на шини;

$U_{пз} = 2,15$ В – напруга на елементі в режимі підзарядки;

- загальних:

$$n = \frac{U_{ш}}{U_p}, \quad (8.2)$$

де $U_p = 1,75$ В – напруга на елементі в кінці аварійного розряду;

- додаткових:

$$n_{доd} = n - n_0. \quad (8.3)$$

3. Враховуючи тривале аварійне навантаження, визначають ємність батареї. Оскільки ємність (розрядний струм) акумулятора з типовим номером N (СК - N) дорівнює добутку ємності (розрядного струму) акумулятора першого номера (СК-1) на типовий номер, то розрахунок ємності полягає у визначенні типового номера:

$$N \geq 1,05 \cdot I_{ас.тр} / I_{р(N=1)}, \quad (8.4)$$

де 1,05 – коефіцієнт запасу;

$I_{р(N=1)}$ – струм розряду акумулятора першого номера (визначається залежно від температури електроліту V за рисунком 8.1).

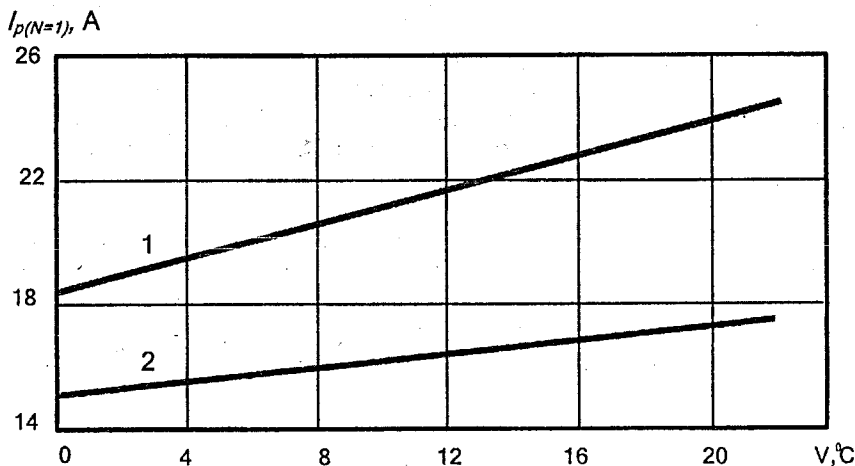


Рисунок 8.1 – Характеристика залежності струму розряду акумулятора першого номера від температури електроліта

4. Запланований акумулятор перевіряють за струмом короткочасного аварійного навантаження, який не повинен перевищувати максимально допустимий короткочасний (п'ятисекундний) розрядний струм. Останній в 2,5 раза більший за струм одночасного розряду, що для акумулятора типу СК складе: $2,5 \cdot 18,5 \cdot N = 46 N$.

Тоді умова перевірки за струмом короткочасного аварійного розряду запишиться таким чином:

$$I_{ас.кр.} \leq 46 \cdot N. \quad (8.5)$$

5. Виконують перевірку батареї за допустимою напругою ($U_{ш.доп.}$) в умовах аварійного короткочасного навантаження.

Значення відхилень напруги, що допускаються, наведені в таблиці 8.1, а криві залежності напруги на акумуляторі першого номера від значення короткочасного струму розряду – на рисунку 8.2.

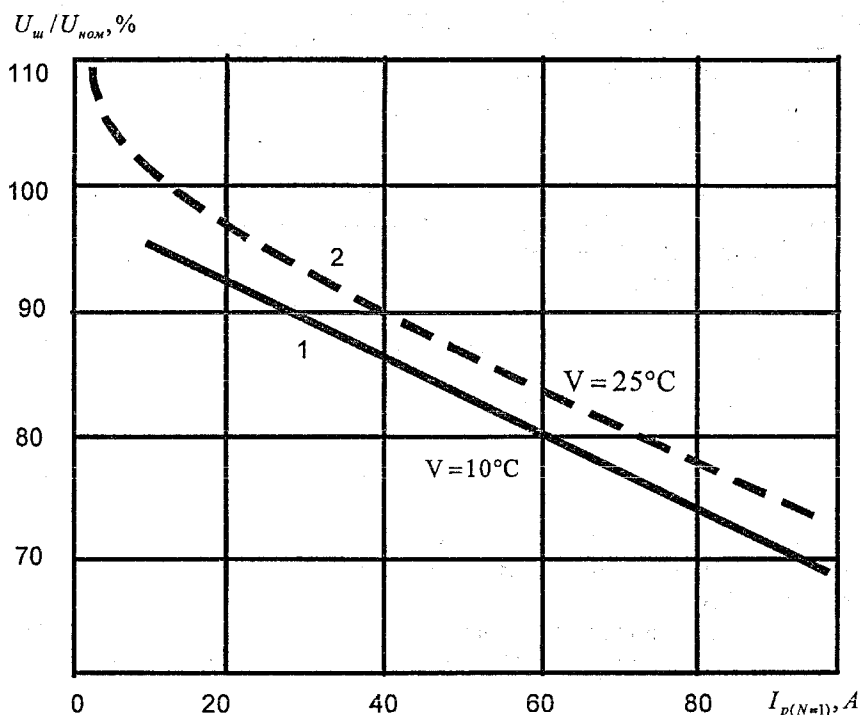


Рисунок 8.2 – Характеристика залежності напруги від струму розряду акумулятора першого номера

Оцінивши за таблицею 8.1 значення $U_{ш.доп.}$, визначають за рисунком 8.2 максимально допустиме (за напругою) короткочасне навантаження і порівнюють його з розрахунковим, приведеним до першого номера:

$$I_{p(N=1)} \geq \frac{I_{\text{св.кр}}}{N}. \quad (8.6)$$

Підзарядний пристрій (ПЗП) вибирають за розрахунковими значеннями струму і напруги в нормальному режимі.

Таблиця 8.1 – Допустимі відхилення напруги для ЕП постійного струму

Електроприймачі	Додаткові відхилення напруги, % $U_{\text{ном}}$	
	верхня межа	нижня межа
Прилади і апарати управління і захисту	65-70	110-120
Механізми вмикання приводів вимикачів	80-85	110
Лампи на щитах управління	75-80	105
Лампи аварійного освітлення	95	105
Електродвигуни	95	105

ПЗП основних елементів в нормальному режимі живить постійно ввімкнене навантаження $I_{\text{пост.}}$ і підзаряджає батарею. Струм підзарядки беруть рівним $0,15 \cdot N$; тоді розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї буде рівним:

$$I_{\text{ПЗП}} = I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N. \quad (8.7)$$

Розрахункова напруга ПЗП:

$$U_{\text{ПЗП}} = U_{\text{н.з.}} \cdot n_0. \quad (8.8)$$

Як підзарядний пристрій застосовують випрямлювальні агрегати з твердими випрямлячами типу ВА3П-380/260-40/80 на напругу 380+260 В і струм 40+80 А.

Додаткові елементи в нормальному режимі навантаження не несуть. Тому розрахунковий струм їх ПЗП дорівнює тільки струму підзарядки:

$$I_{\text{ПЗП.дод}} = 0,05 \cdot N. \quad (8.9)$$

Розрахункова напруга

$$U_{\text{ПЗП.дод}} = U_{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{дод}}. \quad (8.10)$$

Вибір зарядного пристрою (ЗП) виконують за розрахунковими значеннями струму і напруги в режимі заряджання батареї.

Розрахунковий струм ЗП:

$$I_{ПЗ} = I_{пост} + 5 \cdot N; \quad (8.11)$$

розрахункова напруга (в кінці розряду):

$$U_{ПЗ} = U_z \cdot n, \quad (8.12)$$

де $U_z = 2,75$ В – напруга на елементі в кінці заряду.

Для заряджання батарей може застосовуватись двигун-генератор постійного струму. Останній типів ПЗ2–П102 виготовляють в широкому діапазоні номінальних потужностей від 1,7 до 100 МВт.

На рисунку 8.3 зображена схема акумуляторної установки з елементним комутатором.

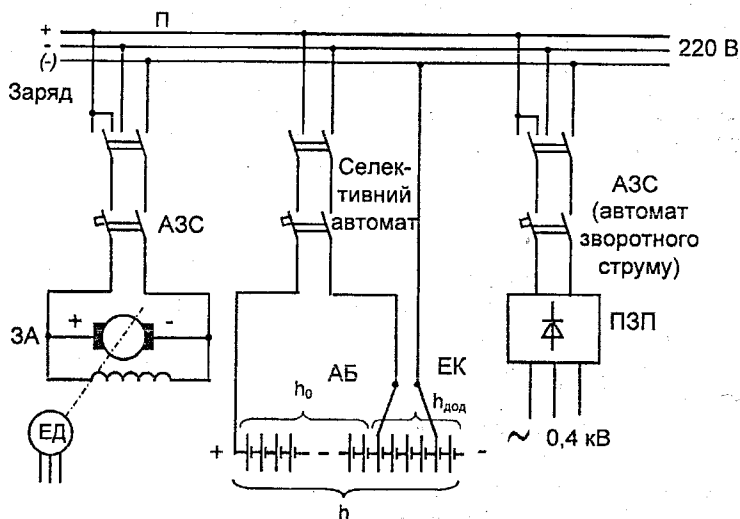


Рисунок 8.3 – Схема акумуляторної установки з елементним комутатором

На електростанціях як зарядні і підзарядні пристрої АБ в наш час переважно застосовуються установки, які перетворюють змінний струм напругою 220 В і 380 В в постійний. Зарядні пристрої повинні мати потужність і напругу, достатні для заряджання АБ на 90% смності протягом не більше 6-8 годин.

Заводами випускаються випрямні установки, які мають високий ККД і тривалий термін служби. В них для заряджання АБ взято схему регулювання вихідних параметрів за допомогою дроселів насичення, ввімкнених послідовно з випрямлячами. Живлення випрямних агрегатів

здійснюється від трьохфазної мережі змінного струму напругою 220/380 В. Випрямні установки, які застосовують для зарядки і підзарядки АБ, приєднуються зі сторони змінного струму через розділювальний трансформатор. В таблиці 8.2 наведені основні технічні дані окремих зарядних і зарядно-підзарядних випрямних пристроїв.

Таблиця 8.2 – Дані випрямляючих установок

Тип агрегату	Напруга мережі змінного струму, В	Межі випрямленої напруги		Межі випрямленого струму	
		нижній	верхній	нижній	верхній
ВАЗП-380/260-40/80 УХЛ4-2	220, 380	260	380	40	80
ЗПП-2	220, 380 з нулем	110	220	20	200
ТППС-800	220	190	280		800
ТППС-800	380	190	360		800
ТППС-320	380	220	250		320
ТППС-160	380	220	250		160
ТППС-80	380	220	250		80

Контрольні питання

1. Надати характеристику акумуляторних батарей, які використовують на електричних станціях в системі власних потреб.
2. Режим роботи акумуляторних батарей.
3. Акумуляторні батареї ТЕЦ з поперечними зв'язками в технологічній частині.
4. Акумуляторні батареї блочних КЕС.
5. Акумуляторні батареї АЕС.
6. Акумуляторні батареї ГЕС та ГАЕС.
7. Як здійснюється вибір акумуляторних батарей?
8. Вибір підзарядних пристроїв основних та додаткових елементів батареї.
9. Вибір зарядного пристрою акумуляторної батареї.
10. Як виконуються схеми постійного струму з акумуляторними батареями на електричних станціях?

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Электрическая часть станций и подстанций / Под ред. А. А. Васильева. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 576 с.
2. Электрическая часть тепловых электростанций / Под ред. А. Л. Церазова. - М.: Энергия, 1980. - 328 с.
3. Околович М. Н. Проектирование электрических станций. - М.: Энергоатомиздат, 1982. - 400 с.
4. Проектирование электрической части станций и подстанций / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петрова. - Л.: Энергоатомиздат, 1985. - 312 с.
5. Электрическая часть электростанций / Под ред. С. В. Усова. - Л.: Энергия, 1977. - 556 с.
6. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1986. - 640 с.
7. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.
8. Сыромятников И. А. Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей. - М.: Энергоатомиздат, 1984. - 240 с.
9. Голоднов Ю. М. Самозапуск электродвигателей. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 136 с.
10. Курбангалиев У. К. Самозапуск двигателей собственных нужд электростанций. - М.: Энергоиздат, 1982. - 56 с.
11. Грудинский П. Г., Мандрыкин С. А., Улицкий М. С. Техническая эксплуатация основного электрооборудования станций и подстанций. - М.: Энергия, 1974. - 576 с.
12. Неклепаев Б. Н., Балаков Ю. Н. Особенности электрической части АЭС / Под ред. В. В. Жукова. - М.: Моск. энерг. ин-т, 1984. - 48 с.
13. Главные схемы и схемы питания собственных нужд ГЭС и ГАЭС / А. П. Васильева, В. В. Жуков, В. И. Трубицин. - М.: Изд-во МЭИ, 1990. - 80 с.
14. Експлуатація електрообладнання потужних блоків електростанцій у різних режимах роботи: Навч. посібник / В. С. Король, В. М. Лагутін. - К.: НМК ВО, 1992. - 144 с.
15. Собственные нужды тепловых электростанций / Под ред. Ю. М. Голоднова. - М.: Энергоатомиздат, 1991.
16. Фельдман М. Л., Черновец А. К. Особенности электрической части атомных электростанций. - Л.: Энергоатомиздат, 1988. - 172 с.

Додаток А
Технічні дані трансформаторів ВП ЕС

Таблиця А.1 – Технічні дані трансформаторів ВП ЕС

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$, кВ		$\Delta P_{хх}$, кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	U_k , %	I_k , %
		ВН	НН				
ТМН	1,0	6,0	0,4	2,75	11,6	6,5	1,5
		10,0	6,3	2,45	11,6	5,5	1,4
		20,0	6,3	2,75	11,6	6,5	1,5
ТМН	1,6	6,0	0,4	2,8	16,5	5,5	1,3
		10,0	6,3	2,8	16,5	5,5	1,3
		20,0	6,3	3,65	16,6	6,5	1,4
ТМН	2,5	10,0	6,3	3,9	23,5	5,5	1,0
		13,8	6,3	3,9	23,5	5,5	1,0
		15,75	6,3	3,9	23,5	5,5	1,0
		20,0	6,3	3,9	23,5	5,5	1,0
		110	6,6	5,5	22,0	10,5	1,5
ТМН	40	10,0	6,3	5,45	33,5	6,5	0,9
		13,8	6,3	5,45	33,5	6,5	0,9
		15,75	6,3	5,45	33,5	7,5	1,0
		20,0	6,3	6,7	33,5	7,5	1,0
ТМНС	6,3	10,5	6,3	9,4	46,5	8,0	1,5
ТМН	6,3	10,0	6,3	7,65	46,5	6,5	0,8
		13,8	6,3	7,65	46,5	6,5	0,8
		15,75	6,3	7,65	46,5	6,5	0,8
		20,0	6,3	9,4	46,5	7,5	0,9
		115	6,6	10,0	44,0	10,5	1,0
ТДНС	10,0	10,5	6,3	12,3	85,0	14,0	0,8
		13,8	6,3	12,3	85,0	14,0	0,8
		15,75	6,3	12,3	85,0	14,0	0,8
		18,0	6,3	12,3	85,0	14,0	0,9
ТДН	10,0	115	6,6	14,0	58,0	10,5	0,9
ТДНС	16,0	10,5	6,3	17,8	105	10,0	0,75
		13,8	6,3	17,8	105	10,0	0,75
		15,75	6,3	17,8	105	10,0	0,75
		18,0	6,3	17,8	105	10,0	0,75
		36,75	6,3	21,0	100	10,0	0,8
ТДН	16,0	115	6,6	18,0	85	10,5	0,7

Таблиця А.2 – Технічні дані трансформаторів ВП ЕС з розщепленою обмоткою вищої напруги

Тип	$S_{ном},$ МВА	$U_{ном},$ кВ		$\Delta P_{xx},$ кВт	$\Delta P_{кз},$ кВт	$U_{к},$ %		$I_{к},$ %
		ВН	НН			ВН-НН	НН ₁ - НН ₂	
ТРДНС	25	10,5	6,3-6,3	21	125	9,5	15	0,5
		15,75	6,3-6,3	24,9	145	9,5	15	0,7
		18,0	6,3-6,3	24,9	145	9,5	15	0,7
		20,0	6,3-6,3	24,9	145	9,5	15	0,7
		115	6,3-6,3	30,0	120	10,5	15	0,75
ТРДНС	32	15,75	6,3-6,3	30,0	145	12,7	20	0,45
		18,0	6,3-6,3	30,0	145	12,7	20	0,45
		20,0	6,3-6,3	30,0	145	12,7	20	0,45
		24,0	6,3-6,3	30,0	145	12,7	20	0,45
ТРДН	32	115	6,3-6,3	32,0	145	10,5	15	0,7
		158	6,3-6,3	72,0	175	10,0	16	0,5
		230	6,3-6,3	45,0	150	11,5	16	0,65
		330	6,3-6,3	82,0	170	11,0	19	0,85
ТРДНС	40	15,75	6,3-6,3	36,0	170	12,7	40	2,0
		18,0	6,3-6,3	36,0	170	12,7	40	2,0
		38,75	6,3-6,3	33,0	225	9,5	15	2,0
		115	6,3-6,3	34,0	175	10,5	15	0,65
		230	6,3-6,3	50,0	170	11,5	16	0,6
		230	6,3-6,3	80,0	180	11,0	15	0,8
ТРДНС	63	20	6,3-6,3	50,0	250	12,7	40	0,35
		24	6,3-6,3	50,0	250	12,7	40	0,35
		36,75	6,3-6,3	50,0	250	12,7	40	0,35
ТРДН	63	115	6,3-6,3	70,0	245	10,5	15	0,6
ТРДН	63	158	6,3-6,3	52,0	235	10,5	15	0,65
ТРДН	63	230	6,6-6,6	67,0	300	12,0	20	0,8
ТРДН	63	330	6,6-6,6	120	265	11,0	19	0,7

Додаток Б

Технічні дані електродвигунів власних потреб

Таблиця Б.1 – Електродвигуни власних потреб на напругу 6 кВ енергоблока 200 МВт на газомазутному паливі

Агрегат	Тип електродвигуна	$P_{\text{н}}$ кВт	$I_{\text{н}}$, А	$\cos \varphi_{\text{н}}$	$n_{\text{н}}$ об/хв	$K_{\text{п}}$	$M_{\text{пуск}}$ *	$M_{\text{макс}}$ *	$J, \text{кг}\cdot\text{м}^2$	ККД, %
Машинна зала										
Живильний насос	4АЗМ-3200/6000	3200	348	0,915	2985	5,3	0,9	2,1	2,9	96,7
Підйомний насос ежекторів	ДАЗО-4-400Х-4	314	37	0,87	1485	7,0	1,3	2,8	12	94,3
Масляний пусковий насос	А-13-46-4	800	90	0,91	1485	5,4	1,0	2,1	200	94
Конденсатний насос II-ступеня	АВ-113-4М302	250	27,8	0,89	1480	6,5	1,3	2,4	12,25	92
Резервний збуджувач	ДАЗ-1810-6	1250	143	0,91	990	6,5	1,3	2,2	80	92
Котельне відділення										
Мережевий насос	А-114-4М	320	37	0,985	1485	6,5	1,6	2,8	60	92,8
Насос кислотного промивання	2АЗМ-1600/6000	1600	177	0,9	2975	5,5	1,3	2,1	25,5	96,5
Вентилятор гарячого дутья	ДАЗО2-400Х-4	400	47	0,87	1485	7,0	1,3	2,8	12	96,5
Вентилятор дутьовий	ДАЗО2-18-76-8/10	$\frac{750}{1250}$	$\frac{92}{147}$	$\frac{0,82}{0,88}$	$\frac{595}{744}$	$\frac{6,56}{6}$	$\frac{0,95}{0,9}$	$\frac{2,7}{2,4}$	1350	$\frac{91,5}{92}$
Димосос	ДАЗО2-17-69- 8/10	$\frac{500}{1000}$	$\frac{64}{118,5}$	$\frac{0,81}{0,86}$	$\frac{594}{740}$	$\frac{6}{6}$	$\frac{0,9}{0,8}$	$\frac{2,5}{2,3}$	500	$\frac{92}{93}$
Блочна насосна станція										
Циркуляційний насос	ДВДА-2-173/46- 12-16К	$\frac{500}{1000}$	$\frac{75}{128}$	$\frac{0,79}{0,87}$	$\frac{375}{500}$	$\frac{4,5}{6,0}$	$\frac{0,6}{0,8}$	$\frac{2,2}{2,5}$	500	$\frac{91,2}{92,8}$
Протипожежний насос	АВ-113-4М	250	28,7	0,89	1480	6,5	1,3	2,4	12,25	92

Таблиця Б.2 – Електродвигуни власних потреб на напругу 6 кВ енергоблоку 300 МВт на вугільному паливі

Агрегат	Тип електродвигуна	P _н , кВт	I _н , А	cos φ _н	n _н , об/хв	K _п	M _{пуск} *	M _{макс} *	J, кг·м ²	ККД, %
Машинна зала										
Живильний насос	АВ-8000/6000	8000	875	0,91	2960	6	0,95	2,3	148	96,7
Передувімкнений насос	2АЗМ-500/6000	500	54,8	0,91	2980	6	1,2	2,1	5	95,5
Конденсатний насос І ступеня	АВ-114-4	320	39	0,85	1480	6,5	1,5	2,4	12,25	91,5
Конденсатний насос ІІ ступеня	АОЗ-400М-6	200	24,4	0,85	990	7,0	1,0	2,0	90	92,5
Насос зливної води	АОЗ-400М-4	250	28,7	0,90	1485	6,5	1,2	2,0	54	93,0
Підйомний насос ежекторів	ДАЗО2-16-54-8	630	75,5	0,85	740	4,8	0,75	2,0	137,5	93,5
Циркуляційний насос	АВ-16-49-10	1600	186	0,87	593	4,5	0,7	2,1	775	94,8
Вентилятор гарячого дутья	ДАЗО-12-55-8М	250	32	0,81	740	5,0	0,9	2,2	185	92,0
Котельне відділення										
Димосос вістовий	АО2-21-39-16	200	250	0,82	375	6	1,0	2,2	1050	94,1
Вентилятор дутьовий	ДАЗО2-18-59-6/8	1600	194,5	0,85	994	6,3	0,7	2,3	1050	92
		685	92	0,87	746	7	0,95	2,6		90,2
Млин	ДАЗО2-17-54-8	800	96	0,87	744	6,8	1,05	2,6	387,5	93,5
Насосне перекачування води з водосховища										
Насос	ДВДА-173/49-12-46К	800	90	0,92	495	5	0,9	2,2	950	93,0
		400	45		373	4,8	1,0	2,4		
Берегова насосна										
Циркуляційний насос	ВАН-16-31-12	800	104	0,80	495	5,2	0,8	2,5	725	92,6
Багерний насос	ДАЗО-13-70-8М	500	62	0,89	740	5,8	1,2	2,1	475	93,4

Таблиця Б.3 – Електродвигуни власних потреб на напругу 6 кВ енергоблоку 500 МВт на вугільному паливі

Агрегат	Тип електродвигуна	P_n , кВт	I_n , А	$\cos \varphi_n$	n_n , об/хв	K_n	$M_{пуск*}$	$M_{макс*}$	J , кг·м ²	ККД, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Блочні споживачі										
Живильний насос	AB-8000/6000	8000	875	0,91	2960	6	0,95	2,3	148	96,7
Циркуляційний насос	ВАН 143/51-10У3	1250	154	0,827	593	4,2	0,7	2,0	450	94,4
Конденсатний насос I ступеня	AB-16-36-10	1250	149	0,854	593	4,8	0,8	2,2	650	94,5
Конденсатний насос II ступеня	ДАЗО4-450Х-4У1	630	69,8	0,87	1485	7	1,2	2,5	22	94,7
Димосос	AB-17-69-16К	2500	322	0,792	370	4,5	4,5	0,7	1,9	94,3
Дутьовий вентилятор	АО2-21-39-16У1	2000	235	0,82	373	6	1	2,2	1050	94,1
Молотковий млин	ВАН-17-39-16	1250	159,5	0,801	370	5,2	0,8	2,4	2150	94,1
Насос системи регулювання	АОЗ-400М-6У2	200	22,4	0,86	955	6,5	1,2	2,2	4,25	93,5
Зливний насос ПНТ	АОЗ-400М-6Т2	160	18,1	0,85	955	7	1	2	16,25	93
Загальностанційні споживачі										
Молоткова дробарка	АНЗ-2-15-69-6УЗ	1250	145	0,871	990	6,3	1,2	2,7	97	95,2
Компресор	ДА4-560УК-4УЗ	2000	228	0,879	1485	5,7	0,9	2,0	55	96
Мостовий перевантажувач	AB-15-36-8	1000	116	0,880	740	4,4	0,72	2,1	275	94,3
Насос освіленої води	ДВДА-215/64-16-20	710	103	0,711	298	4,4	0,9	2,1	2750	92
Насос кислотного промивання	ДВДА-260/74-14-16КУ4	3150	400	0,804	425	6	0,7	2,7	8000	94,2

Продовження таблиці Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Багєрний насос	ДВДА-173/29-10-12	315	42,5	0,748	495	5,2	0,9	1,9	550	90,8
Компресор	ДА4-560Х-6У3	1250	146,5	0,855	289	5,3	1,1	1,9	70	95,7
Компресор	ВА02-450ЛА-2	315	33,3	0,91	2970	6,5	1,1	2,9	14,4	94,4
Мазутонасос II підйома	А4-450Х-8У3	400	50	0,82	740	5	1	1,9	36	93,9
Конвеєр стрічковий	А4-400ХК-4У4	400	47	0,868	1480	5,7	1,1	2,3	10	94,3
Конвеєр стрічковий	А4-400Х-8У3	250	32	0,807	737	5	1	1,9	19	93,2
Насос сітрової води	ДАЗО4-400Х-6У1	315	35,7	0,85	987	6,5	1,3	2,5	19	93,9

Таблиця Б.4 – Електродвигуни власних потреб на напругу 6 кВ енергоблока 800 МВт на газомазутному паливі

Агрегат	Тип електродвигуна	$P_{\text{н}}$, кВт	$I_{\text{н}}$, А	$\cos \varphi_{\text{н}}$	$n_{\text{н}}$, об/хв	$K_{\text{п}}$	$M_{\text{пуск}}$ *	$M_{\text{макс}}$ *	J , кг·м ²	ККД, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Машинна зала										
Конденсатний насос I ступеня	АВ-400-1000	400	47,1	0,87	985	4,7	1,0	2,1	22	94,0
Конденсатний насос II ступеня	2АЗМ-800/6000	800	89,5	0,90	2970	5,2	1,1	1,9	11,25	95,7
Зливної води	АОЗ-400М-4	250	28,7	0,90	1485	7,0	1,0	2,0	54	93,0
Насос ежекторної установки	ДАЗО-12-55-6М	320	38,5	0,86	980	6,8	1,4	2,9	185	91,8
Насос охолоджуючої води	ДАЗО-12-55-8М	250	32,0	0,81	735	5,0	1,1	2,2	185	92,5
Насос контура газоохолоджувачів	ДАЗО-12-55-8М	250	32,0	0,81	735	5,0	1,1	2,2	185	92,5
Насос додання води	ДАЗО4-400У-4	500	58,5	0,81	1485	7,0	1,5	2,8	14	94,3
Резервний збуджувач	ДАЗ-2012-16	4000	498	0,77	372	5,7	0,90	2,2	49	97,3
Котельне відділення										
Димосос	АО2-21-91-16	3200	380	0,85	373	6,5	1,0	2,2	1250	95,0
Димосос рециркуляції газів	ДАЗО2-17-79-6	1250	140	0,91	975	6,8	0,85	2,8	625	93,0
Повітряний компресор	2АЗМ-1000/6000	1000	113	0,87	2970	5,0	1,1	1,9	18,25	95,7
Насос кислотного промивання	2АЗМ-3200/6000	3200	350	0,91	2985	6,3	1,3	2,6	100	97,0

Продовження таблиці Б.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Водонасосна										
Насос циркуляційний	ДВДА-260/99-16-20	$\frac{5000}{2500}$	$\frac{660}{360}$	$\frac{0,76}{0,70}$	$\frac{371}{290}$	$\frac{4,3}{3,84}$	$\frac{0,73}{0,76}$	$\frac{2,04}{1,89}$	10000	$\frac{95,6}{95,0}$
Насос циркуляційний	ДВДА-260/74-20-24	$\frac{3200}{1600}$	$\frac{355}{178}$	0,92	$\frac{297}{247}$	$\frac{6}{5,5}$	$\frac{0,70}{0,60}$	$\frac{2,1}{1,9}$	8500	94,0
Мазутне господарство										
Насос II підйому	BAO-500M2	315	37	0,89	2980	6,5	1,1	2,8	9,75	94,0
Насос пінного пожежогасіння	АОЗ-400-4	250	28,7	0,90	1485	7,0	1,0	2,0	54	93,0

Таблиця Б.5 – Електродвигуни власних потреб на напругу 6 кВ енергоблока ВВЕР-440 МВт

Агрегат	Тип електродвигуна	$P_{\text{н}}$ кВт	$I_{\text{н}}$, А	$\cos \varphi_{\text{н}}$	$n_{\text{н}}$ об/хв	$K_{\text{п}}$	$M_{\text{пуск*}}$	$M_{\text{макс*}}$	J , кг·м ²	ККД, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Машинна зала										
ГЦН	2АЗМ-1600/6000 УХЛ4	1600	171,3	0,9	2975	5,5	1,3	2,1	25,5	96,5
Живильний насос	2АЗМ- 2500/6000УХЛ4	2500	262,8	0,92	2975	5,3	0,9	2,3	45	96,9
Резервний збуджувач	АВК-1000-1500У4	1000	107	0,9	1485	6,5	1,1	2,0	44	95,5
Насос циркуляційної води	2АЗМ- 4000/6000УХЛ4	4000	418,9	0,92	2985	6,3	1,3	2,6	117,5	96,9
Насос підживлення І контуру	А4-400Х-4У3	500	58	0,876	1480	5,7	1,2	2,3	11	94,7
Насос аварійного підживлення І контуру високого тиску	А4-400Х-4У3	500	58	0,876	1480	5,7	1,2	2,3	11	94,7
Насос технічної води відповідальних споживачів	А4-400У-6У3	500	59,5	0,857	985	5,4	1	2,1	21	94,4
Компресор низького тиску	ДАЗО4-400Х-4У1	400	44,3	0,87	1484	7	1,3	2,8	12	94,2

Продовження таблиці Б.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Дренажний насос ПНТ	АВ-113-4	250	29,2	0,895	1480	6,5	1,3	2,4	12,25	89,5
Насос кислотного промивання	ДАЗО4-400У-8У1	250	30,5	0,79	740	6	1,2	2,4	23	93
Насос промивання електромагнітних фільтрів	ДАЗО4-400У-10У1	200	26	0,74	589	6	1,3	2,3	23	92
Конденсатний насос	2АЗМ1- 500/6000УХЛ1	500	52,4	0,92	2980	6	1,2	2,1	5	95,6
Насос технічної води	ВАО-500-М4	315	34,9	0,87	1480	6	1,2	2,5	12,5	94
Насос для промивання решітки	А4-450У-12У3	315	39	0,779	489	4,5	1,1	1,5	45	92,7

Таблиця Б.6 – Електродвигуни власних потреб на напругу 6 кВ блока з реактором БН – 600

Агрегат	Тип електродвигуна	$P_{\text{н}}$, кВт	$I_{\text{н}}$, А	$\cos \varphi_{\text{н}}$	$n_{\text{н}}$, об/хв	$K_{\text{н}}$	$M_{\text{пуск}}$ *	$M_{\text{макс}}$ *	J , кг·м ²	ККД, %
ГЦН I контура	BAK-316-64-6A	3400	360	0,91	2985	6,3	1,3	2,6	117,5	96,7
ГЦН II контура	BAK-315-51-6A	1500	160,6	0,9	2973	6,5	1,3	2,1	25,5	96,5
Живильний насос	2АЗМ- 3200/6000	3200	350	0,91	2985	6,3	1,3	2,6	100	96,8
Кондесатний насос	AB-113-4	250	28,7	0,89	1480	5,8	1,3	2,5	49	92
Циркуляційний насос	ДВДА-215/39- 12-16	<u>1000</u> 500	<u>119,3</u> 66,9	<u>0,87</u> 0,79	<u>550</u> 372	<u>4,5</u> 4,6	<u>0,77</u> 0,97	<u>2,0</u> 2,2	1750	<u>92,9</u> 91,2
Резервний збуджувач	АТК-18-С10-6	1100	155	0,875	990	6,3	1,2	2,6	97	91
Пусковий маслонасос турбіни	A-114-6M	200	24,4	0,875	985	6,6	1,5	2,7	78	90
Вентилятор охолодження фільтрів пасток	A-114-4M	320	37	0,895	1480	6,5	1,6	2,8	50	92,8
Вентилятор охолодження теплопостачання	A-114-4M	320	37	0,895	1480	6,5	1,6	2,8	60	92,8
Натискувач системи газового розігріву	A-113-2M	320	37	0,90	2970	6,5	1,4	2,6	2,6	92,1
Насос кислотного промивання	A30-3200/6000	3200	350	0,91	2985	5,3	0,9	2,1	29	97
Насос промивання деаератора	A-114-6M	200	24,4	0,875	985	6,6	1,5	2,6	78	90
Аварійний живильний насос	2АЗМ-400/6000	400	44,2	0,91	2980	7,0	1,3	2,4	4,5	95,2

Таблиця Б.7 – Електродвигуни власних потреб на напругу 6 кВ енергоблока з реактором ВВЕР-1000

Агрегат	Тип електродвигуна	P_n , кВт	I_n , А	$\cos \varphi_n$	n_n , об/хв	K_n	$M_{пуск*}$	$M_{макс*}$	J , кг·м ²	ККД, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ГЦН	ВАЗ-215/109-6-AM05	8000	875	0,91	2960	7,43	1,43	2,85	4500	96,7
Допоміжний пускорезервний живильний насос	2АЗМ-800/6000	8000	89,5	0,905	2975	5,2	1,1	1,9	11,25	95,2
Конденсатний насос I ступеня	АВК-1000-1500	1000	113,8	0,85	1485	6,5	1,1	2,0	44	95,1
Конденсатний насос II ступеня	АВК-1000-1500	1000	113,8	0,85	1485	6,5	1,1	2,0	44	95,1
Циркуляційний насос	АВК-1000-1500	1000	113,8	0,85	1485	6,5	1,1	2,0	44	95,1
Мережевий насос	ДВДА-260/99-20-24	4000 2500	500 368,7	0,82 0,71	280 245	3,8 3,4	0,63 0,61	2,08 1,89	10500	94 92
Дренажний насос	А-12-52-4	630	71,7	0,905	1485	5,7	1,1	2,2	120	93,5
Дренажний насос	АОВ-74/315-4	315	35,6	0,90	1480	7,0	1,3	2,4	4	94,6
Насос технічної води невідповідальних споживачів	АОВ-2-14-14-4	500	54,8	0,92	1480	6,5	1,0	2,3	25	95,5
Насос бака запасу знесоленої води	АВ-113-4	250	28,7	0,89	1480	5,8	1,3	2,5	49	92
Насос промивної води електромагнітних фільтрів	А-114-6М	200	24,4	0,875	985	6,6	1,5	2,6	78	90

Продовження таблиці Б.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Насос технічної води невідповідальних споживачів	AB-113-4	250	28,7	0,89	1480	5,8	1,3	2,5	40	92
Насос нормального підживлення та борного регулювання	AB-113-4	250	28,7	0,89	1480	5,8	1,3	2,5	49	92
Насос дренажних баків	2АЗМ-800/6000	800	89,5	0,90	2970	5,2	1,1	1,9	11,25	96,5
Насос гідростатичного підйому роторів турбіни та генератора	A-12-35-6	250	29,25	0,89	985	5,9	1,3	2,5	250	92
Аварійний насос підживлення високого тиску	2АЗМ-800/6000	800	89,5	0,90	2970	5,2	1,1	1,9	11,25	95,2
Насос низького тиску аварійного розхолодження реактора	2АЗМ-800/6000	800	89,5	0,905	2970	5,2	1,1	1,9	11,25	95,2
Спринклерний насос	2АЗМ1-500/6000	500	55,3	0,85	2980	6,0	1,2	2,1	5	91
Протипожежний насос	A-113-4М	250	28,7	0,89	1480	5,8	1,3	2,5	49	92
Насос перекачування води на розбріскувальні установки	ДВДА-260/99-20-24	$\frac{4000}{2500}$	$\frac{500}{368,7}$	$\frac{0,82}{0,71}$	$\frac{297}{245}$	$\frac{3,8}{3,4}$	$\frac{0,63}{0,61}$	$\frac{2,08}{1,89}$	10500	$\frac{94}{92}$
Насос підживлення циркуляційної системи	ABK-1000-1500	1000	113,8	0,89	1485	6,5	1,1	2,0	44	95,1

Таблиця Б.8 – Електродвигуни власних потреб на напругу 6 кВ енергоблока з реактором РБМК-1000

Агрегат	Тип електродвигуна	P_n , кВт	I_n , А	$\cos \varphi_n$	n_n , об/хв	K_n	$M_{\text{пуск*}}$	$M_{\text{макс*}}$	J , кг·м ²	ККД, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ГЦН	ВДА-173/99-6-2А	5500	602	0,91	990	7,26	1,27	2,88	3750	96,5
Живильний насос	2АЗМ-9000/6000	5000	551	0,91	2985	6,5	1,3	2,7	135	96
Конденсатний насос I ступеня	АВ-15-36-8	1000	113,8	0,89	740	4,4	0,72	2,1	275	95,1
Конденсатний насос II ступеня	2АЗМ-1600/6000	1600	177	0,9	2975	5,5	1,3	2,1	25,5	96,5
Циркуляційний насос	АВ-17-49-16К	1600	177	0,9	2975	5,2	0,9	2,5	2380	96,5
Резервний збуджувач	ДАЗ-18-18-6	2000	247,3	0,86	990	6,3	1,2	2,4	218	90,6
Насос проміжного контуру тепломережі	А-114-4М	320	37,1	0,895	1480	6,5	1,6	2,8	60	92,8
Маслонасос турбін	А-114-6М	200	24,5	0,875	985	6,6	1,5	2,6	78	90
Мережевий насос	А-12-52-4	630	71,7	0,905	1485	5,7	1,1	2,2	120	93,5
Підйомний насос газоохолоджувачів генератора	А-12-42-8	250	28,7	0,89	740	5,1	1,1	2,1	160	92
Компресор азотно кисневої станції	А-114-4М	320	37,1	0,895	1480	6,5	1,6	2,8	60	92,8
Насос технічної води охолодження апарата	АВ-17-39-15	1250	140,3	0,89	370	5,2	0,8	2,4	2150	96,4
Насос контуру охолодження каналів СУЗ	А-113-4М	250	28,7	0,89	1480	5,8	1,3	2,5	40	92

Продовження таблиці Б.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Насос аварійного підживлення деаератора	A-113-4М	250	28,7	0,89	1480	5,8	1,3	2,5	40	92
Насос спринклерно-охолоджувальної системи	A-113-4М	250	28,7	0,89	1480	5,8	1,3	2,5	40	92
Насос охолодження аварійної половини реактора	2АЗМ-800/6000	800	89,5	0,9	2970	5,2	1,1	1,9	11,25	95,7
Насос охолодження неаварійної половини реактора	2АЗМ-800/6000	800	89,5	0,9	2970	5,2	1,1	1,9	11,25	95,7
Насос гідровипробувань	A-113-4М	250	28,7	0,89	1480	5,8	1,3	2,5	40	92
Аварійної живильний насос	2АЗМ-800/6000	800	89,5	0,9	2970	5,2	1,1	1,9	11,25	95,7
Насос розхолодження реактора	2АЗМ-500/6000	500	54,8	0,91	2970	6	1,2	2,1	5	95,5
Протипожежний насос	A-113-4М	250	28,7	0,89	1480	5,8	1,3	2,5	40	92

Таблиця Б.9 – Електродвигуни власних потреб на напругу 6 кВ енергоблока з реактором РБМК-1500

Агрегат	Тип електродвигуна	$P_{\text{н}}$, кВт	$I_{\text{н}}$, А	$\cos \varphi_{\text{н}}$	$n_{\text{н}}$, об/хв	$K_{\text{п}}$	$M_{\text{пуск*}}$	$M_{\text{макс*}}$	J , кгм ²	ККД, %
ГЦН	ВДА-173/99-6-2А	5500	602	0,915	990	7,26	1,27	2,88	3750	96,5
Живильний насос	2АЗМ-5000/6000	5000	551	0,91	2985	6,5	1,3	2,7	135	96,0
Конденсатний насос I ступеня	АВК-1000-1500	1000	113,8	0,89	1485	6,5	1,1	2,0	44	95,1
Конденсатний насос II ступеня	2АЗМ-1600/6000	1600	177	0,90	2975	5,5	1,3	2,1	25,5	96,5
Циркуляційний насос	ВАН-17-69-16	2500	226	0,905	375	4,5	0,7	1,9	3250	96,4
Резервний збуджувач	ДАЗ-20-12-16	4000	498	0,87/0,82	375	5,7	0,9	2,2	49	92/90
Насос проміжного контуру тепломережі	А-12-52-4	630	73,4	0,87	1480	5,7	1,1	2,2	120	93,5
Мережевий насос	А-12-52-4	630	73,4	0,87	1480	5,7	1,1	2,2	120	93,5
Насос проміжного кон- туру теплогенератора	АО-74/315	315	35,6	0,90	1480	7,0	1,3	2,4	4	94,6
Насос кислотного промивання	2АЗМ-1600/6000	1600	177	0,90	2975	5,5	1,3	2,1	25,5	96,5
Підйомний насос газоохолоджувачів генератора	А-12-42-8	250	28,7	0,89	740	5,1	1,1	2,1	160	92,0
Насос маслоохолоджувачів турбіни	А-12-52-4	630	73,4	0,87	1480	5,7	1,1	2,2	120	93,5
Дренажний насос	АОВ-74/315	315	35,6	0,90	1480	7,0	1,3	2,4	4	94,6
Дренажний насос	АВК-1000-1500	1000	113,8	0,89	1485	6,5	1,1	2,0	44	95,1

Додаток В
Агрегат випрямний ВАЗП-380/260-40/80

Агрегат випрямний ВАЗП-380/260-40/80 (випрямний агрегат зарядно-підзарядний) є регульовальним джерелом випрямленої стабілізованої напруги. При роботі агрегата значення випрямленої напруги плавно регулюється за допомогою резистора у межах: I режим – від 380 до 260, II режим – від 260 до 220, III режим – від 8 до 2 В. При цьому агрегат у I або II режимах автоматично підтримує постійність встановленої випрямленої напруги з похибкою $\pm 2\%$ при зміні навантаження I режимі від 4 до 40, в II режимі – від 4 до 80 А при одночасному коливанні напруги живильної мережі від -5 до $+10\%$ від його номінального значення. Похибка у III режимі не нормується, але забезпечується можливість плавного регулювання вихідної напруги. Агрегат допускає довгу роботу на ХХ і паралельну роботу на загальне навантаження, має захист від зовнішніх і внутрішніх КЗ, недопустимих за струмом, комутаційних перенапруг і пропадання фази.

Призначення агрегату – заряд кислотних АБ; паралельна робота з АБ на навантаження; формування окремих акумуляторів.

Основні технічні характеристики агрегатів ВАЗП-380/260-40/80

Мережа живлення:

Напруга, В:

ВАЗП-380/260-40/80-УХЛ4-1.....	220;380
ВАЗП-380/260-40/80-УХЛ4-2.....	400;415
ВАЗП-380/260-40/80-Т4-1.....	220;380
ВАЗП-380/260-40/80-Т4-2.....	400

Число фаз..... 3

Частота, Гц, при кліматичному виконанні

УХЛ..... 50

Т 60

Вихідні дані Див.таблицю В.1

Габаритні розміри, мм:

1-го виконання 650x500x1600

2-го виконання 650x500x2200

Маса, кг:

1-го виконання 325

2-го виконання 310

Функціональна електрична схема подана на рисунку В.1. Блок 1 управління агрегатом підсумовує, формує сигнали управління і захищає агрегат. В блок 1 входять: джерело живлення 2, система імпульсно-

фазового керування 5, орган управління 9, регулятор напруги 13, вузол струмового захисту 16, датчик напруги 11, вузол струмової відсічки 10, задаючий пристрій 15. Система 5 перетворює постійне управління напруги, що виробляє система автоматичного регулювання агрегату, в послідовності прямокутних управляючих імпульсів відповідної фази, що подаються на переходи управління тиристорів, розміщених у блоці 6 тиристорів. Діапазон регулювання фази імпульсів управління від 0 до 175°. Параметри імпульсів управління: тривалість $(10 \pm 3)^\circ$, струм управління при напрузі управління 6 В складає 0,5 А.

Таблиця В.1 Вихідні дані агрегата ВАЗП-380/260-40/80

Показник	Режим		
	I	II	III
Номінальна випрямлена напруга, В	380	260	8
Номінальний випрямлений струм, А	40	80	40
Коефіцієнт потужності	0,96		-
ККД, %	92		90
Номінальна потужність, кВт	15,2	20,8	0,32

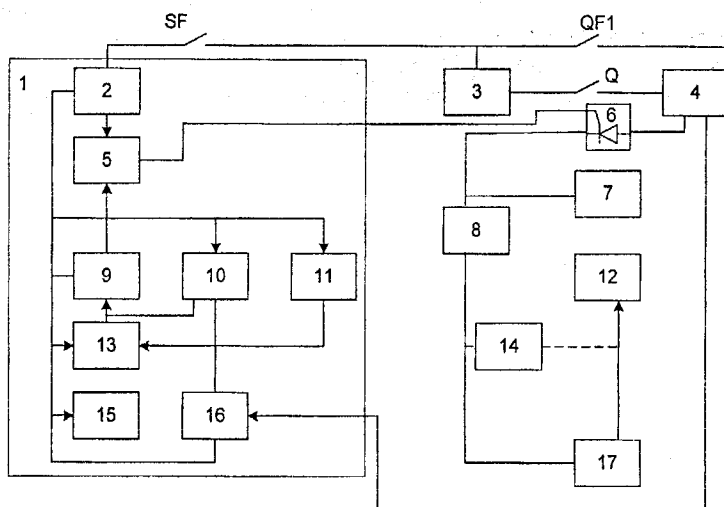


Рисунок В.1 – Функціональна електрична схема агрегату типу ВАЗП-380/260-40/80

Орган управління 9 призначений для узгодження виходу системи регулювання з входом каналів фазозміщення системи 5 і для установки

необхідних за умовами роботи значень кутів регулювання. Стабільна робота системи 5 забезпечується при комутаційних "провалах" напруги живильної мережі до 10 % амплітудного значення і кутовій тривалості до 10°. Регулятор 13 призначений для покращення динамічних властивостей системи автоматичного регулювання. Для виключення аварійних режимів в агрегаті передбачені захисти: максимально-струмовий; струмова відсічка (вузол 10, зв'язаний з датчиком 4 струму); від зникнення фази; від перенапруг (вузол 7 захисту тиристорів від перенапруг); від рідіоперешкод. З метою зниження пульсації вихідної напруги для агрегатів 2-го виконання використовується LC-фільтр 14. Перехід з одного режиму роботи в інший виконують перемиканням відпайок силового трансформатора 3 перемикачем Q, під'єднуючи навантаження 17. Датчик 11 призначений для вимірювання і передавання напруги з датчика 12 зворотного зв'язку.

Конструкція агрегату має в основі внутрішню П-подібну раму із гнутого перфорованого швелера, яка встановлена в зовнішній робочій шафі; шафа агрегату складається з двох бокових рам, бокових і заднього щитів і передніх дверей. На двері змонтовані автоматичний вимикач SF блока управління, електровимірювальні прилади, тумблер, задавальний пристрій. На внутрішній рамі розміщуються силовий тиристорний міст, блок управління, силовий автоматичний вимикач QF1, реактор 8, панель переключення режимів роботи агрегату, панель під'єднання навантаження до мережі, блок затискачів, силовий трансформатор, а для агрегатів 2-го виконання і LC-фільтр. Блок управління при огляді і ремонті можна повернути на 90°.

Додаток Г
Словник найбільше використовуваних термінів

Електрична станція	power plant
система керування	control system
система власних потреб	system of own needs
енергосистема	power supply system
електроприймач	electric consumer
потужність	capacity
паливо	fuel
електродвигун	electric motor
змінний струм	variable current
постійний струм	direct current
генератор	generator
розподільний пристрій	switchgear, switching centre
автоматичне регулювання збудження	excitation automatic control
теплові електростанції (ТЕС)	thermal power plant
коротке замикання	short circuit
акумуляторна батарея	storage battery

Навчальне видання

Валерій Михайлович Лагутін
Віра Володимирівна Тептя
Святослав Янович Вишневський

ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

Навчальний посібник

Оригінал-макет підготовлено В. М. Лагутіним
Редактор Т. О. Старічек

Науково-методичний відділ ВНТУ
Свідоцтво Держкомінформу України
серія ДК № 746 від 25.12.2001
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95, ВНТУ

Підписано до друку 24.02.09 р.
Формат 29,7×42 ¼
Друк різнографічний
Тираж 85 прим.
Зам. № 2009-047

Гарнітура Times New Roman
Папір офсетний
Ум. друк. арк. 7.4

Віддруковано в комп'ютерному інформаційно-видавничому центрі
Вінницького національного технічного університету
Свідоцтво Держкомінформу України
серія ДК № 746 від 25.12.2001
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95, ВНТУ