**ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ**

**Коммерциялық емес акционерлік қоғамы**

**АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ**

Электр станциялары, подстанцы және желілері
**кафедрасы**

**«Қорғауға жіберілді»**
**Кафедра меңгерушісі**
т.ғ.к, доцент Умбетқулов Е.К.
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)
«_____» _____ **20___ ж.**
(қолы)

# ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

**Тақырыбы:** Қуаты 2000 МВт Электр КЭС-нің электрлік сұлбасын өңдеу

**мамандығы бойынша**

**Орындаған** Жұпарбек Ақмат ЭЭк-12-01
(аты - жөні) (тобы)

**Жетекші** доцент Кисикбаева Р.М. [illegible]
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

**Кеңесшілер:**

**Экономикалық бөлім бойынша :**
Э.ғ.к, профессор Макулов А.А.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «03» 06 2016 ж.

**Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:**
доцент, т.ғ.к. Абдильдинов Ж.С.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «06» 06 2016 ж.

**Мөлшер бақылаушы:**
доцент Тергеусізова М.А.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «06» 06 2016 ж.

**Пікір жазушы :**
КАЗУАЙ "АжЭК" кафедрасының меңгерушісі, PhD доктор, Шоңбай Ж.С.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
«____» _____ 20____ ж.
(қолы)

**Алматы 2016**

**ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ**

**Коммерциялық емес акционерлік қоғамы**

**АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ**

Электр энергетика факультеті
5В071800 мамандығы
Электр станциялары, электрлік желілер және жүйелері кафедрасы

жобаны орындауға берілген

# ТАПСЫРМА

Студент Шұқырбек Ақсат Санұбайұлы
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы Ауданы 2000 МВт болжамды КЭС-нің электрлік сұлбасын өңдеу

ректордың «14» 10-2015 №748 бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «30» 05 2016 ж.

Жобаға бастапқы деректер (талап етілетін жоба нәтижелерінің параметрлері және нысанның бастапқы деректері)

Генераторлардың саны 4×500 МВт;
Өз қажеттіліктері – 10%;
Шинаөткізу сөлмек 220 кВ; $P_{макс}$ = 330 МВт; $P_{мин}$ = 230 МВт;
Қ.Т жұмының қуаттылығы $S_{т.ж}$ – 4000 МВА;
ОҚТҚ – 220 кВ;
ЖКТҚ – 500 кВ;

Диплом жобасындағы әзірленуі тиіс сұрақтар тізімі немесе диплом жобасының қысқаша мазмұны:

. Әзірленуге тиіс сұрақтар тізімі түрінде нұсқалы
Электр сұлбасын таңдау, оның тиімділігі қарастырылады.
техника-экономикалық таңдау жасау.
Таңдалған трансформаторлардың режимдік
параметрлерін таңдау.

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

Электрлік аппараттар: генераторлар және генераторлық кернеулер тізбегі; трансформаторлар тізбегі (сұлбасы); КТ тоқтарын есептеу үшін орынбасу сұлбалары; КЭС-тің құрылымдық сұлбасы; КЭС-тің ағымдастыру сұлбасы.

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер


1 Хомин Г.Х. Электр станциялары және қосалқы станциялар. Оқулық – Алматы: „Ғылым" ҒБ.ЛТД. баспа орталығы. 2014 ж., 452-б.

2 Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. РК. 2015 г.

3 Хомин Г.Х., Соколов С.Е., Кудельбаева Р.М. Электрические станции и подстанции. Методические указания к выполнению расчетно графической работы №1 для студентов всех форм обучения специальности 050718 - Электроэнергетика. Алматы. АИЭС: 2009 г. 17 с.


Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

| бөлімшелер | кеңесші | мерзімі | қолы |
|---|---|---|---|
| Экономика бөлімі | Жаутиков Р.А | 02.08 - 03.06.16 | |
| Өнім. мерзімі қауіпсіздігі | Абдикаримов Ж.С. | 30.03.16 - 06.06.16 | |
| Мемлекеттік қауіпсіздік | Перегудова М.А. | 06.06.16 | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

Диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

| № р/с | Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі | Жетекшіге ұсыну мерзімдері | Ескерту |
|---|---|---|---|
| 1. | Дипломдық жобаға материал жинау | 19.01.16 - 21.02.16. | |
| 2. | Технологиялық бөлімі | 23.02.16 - 04.04.16. | 70 |
| 3 | Шығару бөлімі | 06.04.16 - 14.04.16. | 5 |
| 4. | Сөзу материалдары | 15.04.16 - 21.04.16 | 15 |
| 5. | Қауіпсіздік өмір тіршілігі бөлімі | 23.04.16 - 7.05.16 | 5 |
| 6. | Экономикалық бөлімі | 25.04.16 - 17.05.16 | |
| 7. | Дипломдық жұмыстың жүсіріліміздік чертежын орындау | 04.05.16 - 20.05.16 | 5 |
| 8. | Дипломдық жобаны қорғау | 2016 жылдың маусымы | 100% |

Тапсырманың берілген уақыты «19» 10 2015 ж.

Кафедра меңгерушісі _____ _____
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Жоба жетекшісі _____ Кусембаева Р.М.
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент _____ Шұнарбек А.С.
(қолы) (аты -жөні)

## Аннотация

Темой данной дипломной работы является проект конденсационной электрической станции мощностью 2000 МВт. Работа содержит электрическую часть, в которой разрабатывались 2 варианта структурной схемы КЭС, технико-экономическое сравнение, расчет токов короткого замыкания, выбор токоведущих частей и выбор коммутационной аппаратуры. Также в дипломной работе имеются разделы безопасности жизнедеятельности, экономики и прилагаются приложения расчетов короткого замыкания на программе «Electronics Workbench».

## Annotation

The theme of this diploma work is a project of the condensation electric station by power 2000 МВт. Work contains electric part, 2 variants of flow diagram of КЭС, технико-экономическое comparison, calculation of currents of short circuit, choice of токоведущих parts and choice of switchgear, were developed in that. Also in diploma work there are divisions of safety of vital functions, economy and the appendixes of calculations of short circuit are added on the program "Electronics Workbench".

## Аңдатпа

Айтылмыш дипломдық жұмыстың тақырыбымен конденсациялық электр бекеттің жобасы 2000 МВт алымдылықпен болып табылады. Жұмыс КЭС құрылымды жобасының 2 нұсқасы, технико-экономикалық салыстырмасы, қысқа тұйықталудың қырманының есебі, қырман өткізетін бөліктердің талғамы және коммутацилық аппаратардың талғамы. Дипломдық жұмыста техникалық қауіпсіздік тақырыбына арналған бөлім, жобаның экономикалық тиімділігінің есебі берілген және қысқа тұйықталудың есебінің аддендумдері "Electronics Workbench" деген бағдарламада қоса беріледі.

**Мазмұны**


| | |
|---|---|
| Кіріспе | **7** |
| 1 Қазақстан Республикасының энерго жүйесі. | 8 |
| 1.1Болашағы және дамуы | 8 |
| 1.2 Электр энергияны өндіру секторы | 8 |
| 1.3 Жаңартылатын энергия көздердің балансына тарту | 9 |
| 1.4 Қазақстан Республикасында электр энергетикасын дамыту жөніндегі 2010-2014 жылдарға арналған бағдарламасы | 10 |
| 2 Электрлік бөлім | 16 |
| 2.1 Бастапқы мәліметтер және құрылымдық сұлбаны таңдау | 16 |
| 2.2 Блок трансформаторларын таңдау | 19 |
| 2.3 Жүктемелердің балансы және байланыс авто трансформаторларын таңдау | 21 |
| 2.4 Нұсқалардың технико-экономикалық салыстырылуы | 25 |
| 2.5 Қысқа тұйықталу токтарды аппараттарды таңдау үшін есептеу | 27 |
| 2.6 Ток жүргізетін бөліктерді іріктеу | 33 |
| 2.7 Бақылау-өлшеу құралдарын таңдау | 36 |
| 2.8 Ток трансформаторларын таңдау | 38 |
| 2.9 Кернеу трансформаторларын таңдау | 42 |
| 3 Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімі | 45 |
| 3.1 Электр қауіпсіздігін қамтамасыз етудегі техникалық және ұйымдастыру шаралары | 45 |
| 3.2 Энергоцехтағы еңбек шарттарын талдау | 47 |
| 3.3 Ауа сапасын арттыру. Вентиляция жүйесі | 49 |
| 3.4 Адам денесі арқылы өтетін ток есебі және электржабдықтардың апат жағдайындағы жанасу | 54 |
| 3.5 Нөлдік сымға қосу есебі | 57 |
| 4 Экономикалық бөлім | 60 |
| 4.1Түйіндеме | 60 |
| 4.2 Электрэнергиясын тұтыну | 60 |
| 4.3 Станция салуға кететін ақша құйылымдарын анықтау | 61 |
| 4.4 Электр энергиясының шығындарына байланысты ұстанымдарды анықтау | 62 |
| 4.5 Жылдық өндірісті есептеу | 64 |
| 4.6 Өзіндік құнды есептеу | 65 |
| 4.7 Жобаның экономикалық көрсеткіштерін есептеу | 66 |
| Қорытынды | 68 |
| Әдебиеттер тізімі | 69 |

## Кіріспе

Бұл дипломдық жұмыста қуаты 2000 МВт КЭС электр бөлімін есептеу және жобалау мәселелері қарастырылған. КЭС-тің агрегаттары және олардың қосымша қондырғылары таңдалған. Энергетикалық жүйелерде электр станцияларының электр жабдықтарында, электр тораптарында және электр энергия тұтынушыларының электр қондырғыларында зақымдалу мен қалыпты емес режимдердің пайда болуы мүмкін. Энергетикалық жүйенің және электр энергия тұтынушыларының қалыпты жұмысын қамтамасыз ету үшін зақымдалу орнын мүмкіндігінше тез анықтап оны зақымдалмаған тораптан ажырату қажет. Осылайша энерго жүйенің және тұтынушылардың қалыпты жұмыс шарттарын қалпына келтіру.

Ол энергожүйенің барлық элементтерінің жұмыс режимінің және қалпының үнемі бақылауын атқарып және зақымдалу мен қалыпты емес режимдердің пайда болуын қадағалайды.

Электрмен қамтудың ең тиімді сұлбасы түсіндірілген. Релелік қорғаныс бөлімінде трансформатордың қорғаныс түрлері есептеліп таңдалған. Дипломдық жобада қысқа тұйықталу тоқтарын есептеп, алынған тоқтар бойынша негізгі электр құрылғылары таңдалған.

Жалпы бұл дипломдық жұмыста алдымен қуаты 2000 МВт КЭС -ң технологиялық сипаттамасын бердік, мұнда негізінен КЭС-тің электр энергетикалық параметрлерін қарастырдық. КЭС-ң электрлік қосылыс қағидалық сұлбаларын таңдау бойынша техникалық – экономикалық есептеулер жүргізіп ең тиімді деген электрлік сұлбаны қарастырдық. Қысқа тұйықталу тоқтарын есептеп, негізгі электр қондырғыларын, басты трансформаторды, ажыратқышты, су генераторын, өзіндік мұқтаж қондырғысын таңдадық. Жалпы КЭС-ң электр бөлімін жобаладық.

## 1. Қазақстан Республикасының энерго жүйесі. Болашағы және дамуы

Қазақстанның біртұтас электроэнергетиялық жүйесі Ресейдің БЭЖ (біртұтас энергетикалық жүйе) және Орталық Азияның бірлескен энергетикалық жүйесімен қатар жұмыс істейді. Қазақстанның БЭЖ шартты түрде үш бөлікке бөлінген:

– Солтүстік (Ақмола, Ақтөбе, Қостанай, Павлодар, Солтүстік Қазақстан, Шығыс Қазақстан, Қарағанды облыстары).

– Оңтүстік (Алматы, Жамбыл, Қызылорда, Оңтүстік Қазақстан облыстары).

– Батыс (Атырау, Батыс Қазахстан, Маңғыстау облыстары).

Ең көп электрқолданыс Қазақстанда 1990 жылы (104,7 милрд. кВт/сағ) белгіленді. Одан кейінгі электрқолданыс 1999 жылы 50,7 млрд. кВт/сағ төмендетілді. 2000-2008 жылдар аралығында электр қолданыс жылына орташа серпінділікпен 5 % -ға өсіп отырғаны байқалды.

2010 жылдың 1 қаңтарына Қазақстанның электростанцияларының ортақ тағайынды алымдылығы (мощность) 19 127,9 МВт құрады. 2009 жылы эксплуатацияға 135,2 МВт жаңа түрлендірілген алымдылық кіргізілді, соның ішінде:

– Ақтөбе облысында Эксплуатацияға АО Жаңажол ГТЭС(Газо-турбиндық электростанция) " CNPC- Ақтөбемұнайгаз " 33,8МВт алымдылықпен.

– Қарағанды облысында ГРЭС ТОО " Қазақмыс корпорация " -на эксплуатацияға К- 55-90 №1 үлгілі бу турбинасы енгізілді. Алымдылығы 55МВт

– Қарағанды облысында, Балқаштың ТЭЦ № 1,2 турбиналарының алымдылығы айқындалды

– Алматы облысында Қараталдық ГЭС- 3 алымдылығы 4.4МВт жұмысқа кіргізілді

– Павлодар облысында Екібастұздың ТЭЦ-на эксплуатацияға Р-12-3,4/05 улгілі булық турбинасы енгізілді. Алымдылығы 12МВт

### 1.2 Электр энергияны өндіру секторы

2010 жылғы 1 қаңтарға сәйкес Қазақстанда электр қуаттың өндірісін әр түрлі меншік нысандағы 40 қуат өңдіруші ұйымы жүргізеді, оның құрамына 63 электр станция кіреді. Қазақстан электр станцияларының жалпы орнатылған қуаттылығы 19 127,9 МВт, қолдағы қуаттылық – 14 821,0 МВт.

Электр станциялары ұлттық, өнеркәсіптік, өңірлік мақсаттағы электр станцияларына және жылумен қамтамасыз етуші кәсіпорындардың электр станцияларына бөлінеді.

Ұлттық мақсаттағы электр станцияларына Қазақстан Республикасының электр қуаттың көтерме нарығында тұтынушыларға электр қуатты өндіріп

шығаруын және сатылуын қамтамасыз ететін ірі жылу электр станциялары жатады:

– Екібастұз МАЭС-1;
– Екібастұз станциясы МАЭС-2;
– Еуроазиялық Қуат Корпорациясы (Ақсу МАЭС);
– "Казақмыс Корпорациясы" МАЭС;
– Жамбыл МАЭС;
– «Казцинк» АҚ Бұқтарма ГЭК;
– Өскемен СЭС;
– Шүлбі СЭС.

Өнеркәсіп мақсаттағы электр станцияларына өздерінің қажеттіліктерін толтыруға бағытталған мұнай газ сектор кәсіпорындардың ГТЭС жатады, электр және жылу қуаттың құрама өндірісімен ЖЭО, олар ірі өнеркәсіп кәсіпорындары мен жақын орналасқан елді мекендерді электр-жылумен қамтамасыз ету үшін қызмет етеді:

– "Тенгизшевройл" ЖШС ГТЭС.
– "Петро Казахстан Кумколь Рессорсиз". АҚ Құмкөл ГТЭС
– "Карачаганак Петроллеум Оперейтинг Компании Б.В" Компаниясының ГТЭС
– "Қарағанды-Жылу" ЖШС ЖЭО-3.
– "Арселор Миттал Темиртау" АҚ ЖЭО ПВС, ЖЭО-2
– Рудный ЖЭО ("ССТКБӨБ" АҚ).
– Балқаш ЖЭО, "Казақмыс" Корпорациясы» ЖШС Жезқазған ЖЭО
– "Қазақстан Алюминиі" АҚ Павлодар ЖЭО-1.
– Шымкент ЖЭО-3 және басқалары.

Өңірлік мақсаттағы электр станциялары – бұл өңірлік электржелістік компаниялар мен қуат жіберуші ұйымдардың желілері арқылы электр қуаттың сатылуын, сондай-ақ жақын орналасқан қалалардың жылумен қамтамасыз етуді іске асыратын аумақтармен біріктірілген Жылу Электр Орталықтары.

### 1.3 Жаңартылатын энергия көздердің балансына тарту

Қазақстан жаңартылатын энергия көздердің орасан әлеуетіне ие. Отын-энергетикалық қорларды үнемдеу, қоршаған ортаға теріс әсерді төмендету және Киот хаттамасы бойынша қабылданған міндеттерді орындау мақсатында, сондай-ақ Қазақстанның БЭО-пен нашар электр байланыстағы өңірлерді электр қуатпен қамтамасыз ету үшін жаңартылатын энергия көздерін қолдануын дамыту қажет.

1.3.1 Жел энергетикасы Қазақстан Республикасы өзінің географиялық орналасуы бойынша солтүстік жарты шардың желдік аймағында жатыр және Қазақстан аумағының басым бөлігінде айтарлықтай күшті әуе ағымдары байқалады, негізінен солтүстік-шығыс, оңтүстік батыс бағытта. Қазақстан аудандарының бірқатарында желдің ортажылдық жылдамдығы 6 м/с астам құрайды, бұл желэнергетикасын дамытуға осы аудандарды қызықтырады.

Сарапшылардың бағасы бойынша, Қазақстанның желэнергетикалық әлеуеті жылына 929 млрд. кВт/сағ құрайды.

Желэнергетика жөніндегі БҰҰ дамыту Бағдарламасының жоба аясында жүргізілген Қазақстанның өңірлері бойынша желэнергетикалық әлеуеттің зерттеулері ЖЭС Оңтүстік аймақта (Алматы, Жамбыл, Оңтүстік Қазақстан облыстары), Батыс аймақта (Маңғыстау және Атырау облыстары), Солтүстік аймақта (Ақмола облысы) және Орталық аймақта (Қарағанды облысы) құру үшін жақсы желдік әлеуеттің барын көрсеткен.

Желэнергетикасын дамытуда құрылыс үшін қымбат үлесті капиталды шығындары болып табылады, нәтижесінде – электрқуатқа жоғары тариф. Алайда, энерготасымалдаушыларға үнемі бағаның ұлғаюы, жаңартуға инвестиция тарту және генератор қуаттылықтарды жаңарту жағдайларында әдеттегі көздер мен жел электрстанциялардан келетін электр қуатқа бағалардың айырмасы бірте-бірте қысқаратын болады.

1.3.2 Су энергетикасы Кіші суэлектрстанциялары (СЭС) үлкен маңызға ие, олардың қуаттылығы 35 МВт аз құрайды. Кіші СЭС дамытуда айтарлықтай келешектер әлеуеті едәуір болса да, электрқуатты солтүстік облыстардан импорттайтын Республиканың оңтүстік облыстарында бар.

Оңтүстік облыстардың таулы өзеңдерінде суқуаткөздердің 65% жуық шоғырланған. Алынған зерттеулерге сәйкес Қазақстан Республикасының жалпы супотенциалы 170 млрд. кВтс/жыл деп бағалауға болады, сату үшін техникалық ықтимал – 62 млрд. кВтс, олардың ішінен 8,0 млрд кВтс – кіші СЭС әлеуеті.

Шағын СЭС және кіші бөгетсіз СЭС - электрқуатты өндірудің төмен өзіндік бағаға ие, сондай-ақ басқа қуат көздерімен салыстырғанда қоршаған ортаға ең аз салмағын түсіреді.

СЭС каскадтарын құру құрылыстың толық аяқталуын күтпей, қуаттылықтарды кезең-кезеңмен қосуға мүмкіндік береді, алғашқы агрегаттардың еңгізуін және электрқуатты алуды жылдамдатады, бұл да қор қайтымын және капитал жұмсалымның тиімділігін арттырады.

1.3.3 Күн энергетикасы Күн энергетикасын дамыту үшін Қазақстанның табиғи жағдайлары өте қолайлы. Оңтүстік аймақтардағы зерттеулердің нәтижелері бойынша күн сағаттарының көлемі жылына 2200-3000 сағатты құрайды, бұл – күн батареялардың панельдерін, фотоэлектркөздердің ықшамдалған жүйелерін және күн сужылытқыштарын қолдануын мүмкін қылады.

## 1.4 Қазақстан Республикасында электр энергетикасын дамыту жөніндегі 2010-2014 жылдарға арналған бағдарламасы

Қазақстан Республикасының 2020 жылға дейінгі стратегиялық даму жоспарына, Қазақстан Республикасын үдемелі индустриялық-инновациялық дамыту жөніндегі 2010-2014 жылдарға арналған мемлекеттік бағдарламаға сәйкес экономиканың тұрақты өсуін қамтамасыз ету үшін электр энергетикасы саласын ілгерінді дамыту қажет. Қазақстан экономикасы мен халқын сенімді электрмен жабдықтау жаңа электр энергетикалық объектілер

салумен, жұмыс істеп тұрғандарын кеңейтумен және қайта жаңартумен, ұлттық электр желісін жаңғыртумен байланысты.

Қойылған нысаналы индикаторларға табысты қол жеткізу үшін мынадай іс-шараларды іске асыру қажет:

– Атырау ЖЭО кеңейту, іске асырылу мерзімі 2006-2010 ӘЖ.

– Екібастұз ГРЭС-1 № 8 энергия блогын қалпына келтіру, іске асырылу мерзімі 2010-2012 ӘЖ.;

– Екібастұз МАЭС-2 № 3 энергия блогын салу, іске асырылу мерзімі

– 2009 - 2013 ж.ж.;

– Ақсу ГРЭС № 2 энергия блогын қалпына келтіру, іске асырылу мерзімі 2011 ж.;

– Шардара ГЭС жаңғырту, іске асырылу мерзімі 2009 - 2015 ж.ж.

– Алматы ЖЭО-2 (3 кезек, № 8 қазан агрегаты және бойлерлік) қайта жаңарту және кеңейту, іске асырылу мерзім 2009-2013 ӘЖ.

– Мойнақ ГЭС құрылысы, іске асырылу мерзімі 2006 - 2011 ж.ж.;

– «Ақшабұлақ» ГТЭС құрылысы, іске асырылу мерзімі 2010 - 2012 ж.ж.;

– Орал ГТЭС құрылысы, іске асырылу мерзімі 2010 - 2012 ж.ж.;

– Балқаш ЖЭС құрылысы 2010 - 2015 ж.ж.

– Кербұлақ ГЭС құрылысы, іске асырылу мерзімі 2012-2016 ж.ж.

– Азиада-2011 үшін Алматы қаласы мен Алматы облысында трансформаторлық қосалқы станциялардың құрылысы, іске асырылу мерзімі

– 2009-2010 ӘЖ.

– Қазақстан ҰЭЖ-не 500 кВ, 220 кВ кернеулі желілер қоса отырып, 500 кВ Алма ҚС құрылысы, іске асырылу мерзімі 2009 - 2014 ж.ж;

– Қазақстанның Ұлттық электр желісін жаңғырту, II кезең, іске асырылу мерзімі 2009 - 2016 ж.ж.;

– Мойнақ ГЭС қуат беруі, атқарылу мерзімі 2010-2012 жылдар;

– Метрополитен және ТҮКШ үшін Алматы қаласы мен Алматы облысында 10 трансформаторлық қосалқы станциялар салу және жаңғырту, іске асырылу мерзімі 2009 - 2013 ж.ж.;

– Алматы қаласы мен Алматы облысының таратушы желілерді қайта құру және салу, іске асырылу мерзімі 2011 - 2013 ж.ж.;

– Алматы ЖЭО-1, ЖЭО-2 және ЖЭО-3 күл-қож жою және күл үю жүйелерін реконструкциялау және кеңейту, іске асырылу мерзімі 2009 - 2013 ж.ж.;

Бұдан басқа, 2010-2014 жылдар аралығындағы кезеңде Қазақстанның ҰЭЖ дамыту бөлігінде республика үшін стратегиялық маңызы бар жобаларды іске асыру және іске асыруға кірісу жоспарланып отыр.

Балқаш ТЭС қуаттылықтарын беру (БТЭС алғашқы кезегі 1320 МВт). Жобаның мақсаты: 2010-2014 жылдарға арналған ГПФИИР аясында республиканың оңтүстік өңірлерінде электр қуатта қажеттіліктің өсуін игеру үшін Балқаш көлінің оңтүстік батыс жағасында құрылысқа жоспарланатын Балқаш ТЭС қуаттылықты беруді қамтамасыз ету. Балқаш ТЭС қуаттылығын

беру қазіргі ПС 500 кВ ЮКГРЭС ОТҚ – 500 кВ тиісті жаңғыртылуымен қуатблоктарды қосу арқылы іске асыру жоспарланып отыр.

Жобада мыналар көзделген:

– екі ВЛ 500 кВ БТЭС – ЮКГРЭС (2х3 км) құрылысы;

– Жобаланатын ҚС 500 кВ ЮКГРЭС қайта құру.

– құны – 3,7 млрд теңге.

– Жобаны іске асырудың жоспарланатын мерзімі – 2010-2014ж.ж.

– 2010 жылы ЖШС әзірленуі жоспарланған.

– 220 кВ ОБТҚС - Осакаровка ӘЖ реконструкциялау.

Жобаның мақсаты: Жоба электрмен жабдықтаудың сенімділігін арттыруға және Астана энергия торабы мен Астана қаласы индустриялық аймағының экономикасы мен халқының электр энергиясына қажеттілігін қамтамасыз етуге бағытталған, жоба Қазақстан Республикасы Үкіметінің 01.09.2009ж. №1293 Қаулысымен бекітілген.

Жобада мыналар көзделген:

– 220 кВ АТ (2х40 МВА) ауыстыра отырып, ОБТҚС 500 ҚС реконструкциялау;

– 220 кВ ОБТҚС - Осакаровка ӘЖ (118,7 км) реконструкциялау. ТЭО сәйкес құны – 6,7 млрд теңге.

Іске асыру мерзімі: 2010 - 2014 ж.ж.

500 кВ Солтүстік-Шығыс-Оңтүстік транзитін салу Жобаның мақсаты: Шығыс өңірдің Қазақстан БЭЖ-мен байланысын күшейту, контрреттеуіш - Бұлақ ГЭС-ті іске қосқан кезде Шүлбі ГЭС-інен толығымен қуат беруді қамтамасыз ету, Қазақстанның шығыс және оңтүстік өңірлерін сенімді электрмен қамтамасыз етуді арттыру және Солтүстік-Оңтүстік транзитін күшейту. Теміржолдардың электрлендірілетін учаскелерінің, тау-кен өнеркәсібінің энергияны қажетсінетін объектілерінің электр энергиясына деген қажеттілігін жабуды қамтамасыз ету. Шекара маңы аумақтарды дамыту және жаңартылатын энергияның әлеуетін ауқымды игеру үшін жағдай жасау.

Жоба екі кезең бойынша іске асырылады. Іске асырылу мерзімі: 2011 - 2018 ж.ж.

І кезең. 500 кВ Екібастұз - Семей - Өскемен ӘЖ Жобада мыналар көзделген:

– 500 кВ Екібастұз - Семей ӘЖ (402,2 км) құрылысы;

– 500 кВ Семей - Өскемен ӘЖ (194,9 км) құрылысы;

– 220 кВ Семей - ШГЭС ӘЖ (80,9 км) құрылысы;

– 500 кВ Семей ҚС 220 кВ АТҚ-да 220 кВ 51 ҚС - 18 ҚС ӘЖ (14,8 км) кіріс-шығысының құрылысы;

– 500 кВ Семей ҚС 220 кВ АТҚ-да 220 кВ 18 ҚС - ШГЭС ӘЖ-ның (12,6 км) кіріс-шығысының құрылысы;

– 500 кВ Семей ҚС құрылысы;

– 1150 кВ Екібастұз ҚС 500 кВ АТҚ-ны кеңейту;

– 500 кВ Өскемен ҚС 500 кВ АТҚ-ны кеңейту.

– Іске асыру мерзімі: 2011 - 2017 ж.ж.

– II кезең. 500 кВ Семей-Ақтоғай-Талдықорған-Алма ӘЖ Жобада мыналар көзделген:

– 500 кВ Семей - Ақтоғай ӘЖ (390,8 км) құрылысы;

– 500 кВ Ақтоғай - Талдықорған ӘЖ (285,6 км) құрылысы;

– 500 кВ Талдықорған - Алма ӘЖ (206,7 км) құрылысы;

– жалпы ұзындығы 143,4 км Талдықорған ҚС-дағы 220 кВ ӘЖ кірістерінің құрылысы;

– 500 кВ Ақтоғай ҚС құрылысы;

– 500 кВ Талдықорған ҚС құрылысы;

– 500 кВ Алма ҚС 500 кВ АТҚ-ны кеңейту.

Іске асырудың жоспарланған мерзімі: 2012 - 2018 ж.ж.

Павлодар энергия торабының Қазақстанның БЭЭЖ-мен байланысын күшейту.

Жобаның мақсаты: Энергия торабын Қазақстанның БЭЭЖ-мен кернеуі 220 кВ электр байланысымен жарақтандыра отырып, Павлодар энергия торабы энергия жүйесі жұмысының сенімділігін арттыру. Павлодар қаласы ЖЭО-ның қуат беруін қамтамасыз ету.

Қазіргі уақытта энергия торабы Қазақстанның БЭЭЖ-імен шектеулі өткізу қабілеті бар (Л-3077 жоспарлы ажыратылған кезде рұқсат етілетін ағын 330 МВт-дан 80 МВт-ға дейін төмендейді) 110 кВ электр беру желілері бойынша байланысқан, бұл Павлодар ЖЭО-ның сыртқы тұтынушыларға қуат беруінің шектелуіне алып келеді.

Жобада мыналар көзделген:

– Павлодар ҚС 110 кВ 220 кВ АТҚ құрылысы;

– ЕЭК-Промышленная (54 км) 220 кВ ӘЖ құрылысы;

– кернеуі 220 кВ (21,7 км) Павлодар ЕЭК 110 кВ ӘЖ көшіру;

– ЕЭК 220 кВ АТҚ-ны кеңейту.

– Іске асырудың жоспарланған мерзімі: 2012 - 2016 ж.ж. Басқа да инфрақұрылымдық жобалар:

Екібастұз МАЭС-1 500 кВ АТҚ реконструкциялау. Құны – 9,5 млрд.

теңге. Іске асырылу мерзімі 2011 – 2014 ж.ж.;

Құмкөл - Қызылорда 220 кВ ӘЖ салу. Құны 4,6 млрд. теңге. Іске асыру мерзімі - 2010-2011 ӘЖ.;

Астана қаласындағы тіректі қосалқы станциялары бар 220 кВ ӘЖ сақинасының құрылысы және 220 кВ ашық бөлу қондырғысы мен 500 кВ орталық бас төмендету қосалқы станциясын қалпына келтіру. Құны - 42,0 млрд. теңге. Іске асыру мерзімі - 2010-2014 ӘЖ.;

«Промышленная» (Павлодар қ.) ҚС 110 кВ кернеуі 220 кВ Промышленная - Павлодар ӘЖ 110 кВ ауыстыра отырып, 220 кВ АТҚ салу. Құны 2,8 млрд. теңге. Іске асыру мерзімі - 2012-2017 ӘЖ.

2010 - 2014 жыл кезеңдерінде көмір саласын одан әрі дамыту кезең-кезеңімен:

– сыртқы нарықтарда көмір өнімдерінің бәсекеге қабілеттілігін арттыруға мүмкіндік беретін көмір өнеркәсібі саласын халықаралық стандарттарға көшіруді аяқтау.

– әлемдегі ірі «Богатырь» разрезінің темір жол схемасын разрездегі көмірді орташаландыра отырып, автомобильді-конвейерлік технологияға ауыстыруды аяқтау.

– мынадай разрездер бойынша: «Северный» жылына 10 млн. тоннадан 18 млн. тоннаға дейін, «Восточный» жылына 20 млн. тоннадан 22 млн. тоннаға дейін, «Екібастұз» жылына 4 млн. тоннадан 8 млн. тоннаға дейін, «Майкүбі» жылына 5,3 млн. тоннадан 8,5 млн. тоннаға дейін, «Қаражыра» жылына 5 млн. тоннадан 7 млн. тоннаға дейін және «Жалын» кен орны бойынша жылына 0,5 млн. тоннадан 2,0 млн. тоннаға дейін көмір өндіру қуатын ұлғайту бойынша техникалық жобаларды іске асыру жоспарланады.

Электр энергиясы нарығының қолданыстағы тетігін жетілдіру Спорт-сауда-саттық көлемін 2012 жылы Қазақстан Республикасының электр энергиясының көтерме сауда нарығының жалпы көлемінің 10 пайыз деңгейіне қол жеткізу.

«Электр энергиясының көтерме сауда нарығы субъектілерінің ақпараттарын ашу және ұсыну ережесін» әзірлеу және бекіту.

Электр энергиясын жаңартылатын энергия көздерінен өндіру үлесі (жел электр станциялары, күн станциялары, сондай-ақ қуаты 35 МВт дейінгі су электр станциялары) 2015 жылға қарай жалпы электр тұтыну көлемінде 1 % астамды құрайды.

Жаңартылатын энергия көздерінен электр энергиясын өндіруге жәрдемдесу үшін құқықтық және әкімшілік шараларды іске асыру.

Қазақстан Республикасының «Жаңартылатын энергия көздерін пайдалануды қолдау туралы» және «Қазақстан Республикасының кейбір заңнамалық актілеріне жаңартылатын энергия көздерін пайдалануды қолдау мәселелері бойынша өзгерістер мен толықтырулар енгізу туралы» заңдары және жаңартылатын энергия көздерін пайдалануды ынталандыру және қолдау жөніндегі шараларды қамтитын бірқатар нормативтік құқықтық актілерді қабылдағаннан кейін отандық және шетелдік инвесторлардың қызығушылығы артқаны және жаңартылатын энергия көздерін пайдалану саласындағы жобалардың іске асырыла басталғаны байқалды.

Жаңартылатын энергия көздерін пайдалану саласындағы нормативтік және нормативтік-құқықтық құжаттамаларды әзірлеуді және жетілдіруді жалғастыру салынатын инвестицияларды қайтаруда инвесторларға кепілдік беруге мүмкіндік беретін қолдау тетігін құруы тиіс және нәтижесінде, жаңартылған энергия көздерінен барлық өндіретін электр энергиясын сатып алу кепілдігі, желілерге жаңартылған энергия көздерін пайдалану бойынша объектілерді қосу кезінде қолдау, жобаның барлық өтімділік кезеңінде жаңартылған көздерінен энергияға инвестициялық преференцияларды кепілдендірілген және тартымды бағасын беру, жаңартылатын энергия көздерін пайдалану саласындағы жобаларды келісудің стандартталған

рәсімдерін, жаңартылатын энергия көздері объектілерінің құрылысы үшін жер учаскелерін резервтеу және оларды беру кезінде басымдылығы, жаңартылатын энергия көздерін пайдалана отырып, өндірілген электр энергиясын сатып алу бойынша энергия таратушы ұйымдардың міндеттемелері, жаңартылатын энергия көздерінің желілері бойынша электр энергиясы көлігіне төлеуден босату тәрізді Қазақстан Республикасының аумағында жаңартылатын энергия көздерін пайдалану саласындағы жобаларды іске асыру және дамыту үшін әлеуетті инвесторларды тартуға тиіс.

Жаңартылатын энергия көздерін пайдалану (жел электр станциялары (ЖЭС), кіші су электр станциялары (кіші СЭС) бойынша жобаларды іске асыру есебінен мынадай жаңа қуаттарды енгізу:

– 2015 жылы іске қосылатын Шелек дәлізі ауданындағы белгіленген қуаты 51 МВт ЖЭС;

– 2012 жылы іске қосылатын Жоңғар қақпағы дәлізі ауданындағы алғашқы кезеңде белгіленген қуаты 50 МВт ЖЭС;

– 2015 жылы іске қосылатын Көксу өзенінде жиынтық қуаты 42 МВт кіші СЭС каскады;

– 2011 жылы іске қосылатын Басқан өзенінде белгіленген қуаты 4,35 МВт кіші СЭС;

– 2014 - 2015 жылдары іске қосылатын Есік өзенінде жалпы қуаты 4,8 МВт кіші СЭС;

– 2014-2015 жылы іске қосылатын Шелек дәлізі ауданындағы белгіленген қуаты 30 МВт ЖЭС;

– 2012 жылдары іске қосылатын Лепсі өзенінде белгіленген қуаты 4,8 МВт кіші СЭС

– 2014 жылы іске қосылатын 6 МВт күн қондырғылары;

– 2011 жылдары іске қосылатын Ұлан ауданындағы белгіленген қуаты

– 24 МВт болатын ЖЭС;

– 2012 жылдары іске қосылатын Түпқараған ауданындағы белгіленген қуаты 40 МВт ЖЭС;

– 2013 жылдары іске қосылатын Ерейментау ауданындағы белгіленген қуаты 35 МВт ЖЭС;

– 2013 жылы іске қосылатын Қарқаралы ауданында белгіленген қуаты 10-15 МВт ЖЭС;

– 2014 жылы іске қосылатын Бәйдібек ауданында белгіленген қуаты 40 МВт ЖЭС;

– 2011-2014 ж.ж. іске қосылатын Келес өзенінде белгіленген қуаты 10 МВт кіші СЭС;

– 2014 жылы іске қосылатын Арқалық қаласының маңынан белгіленген қуаты 41 МВт ЖЭС.

**2 Электрлік бөлім**

### 2.1 Бастапқы мәліметтер және құрылымдық сұлбаны таңдау

Генераторлардың саны - 4×500МВт Өз қажеттіліктер –10%;

Шиналарға салмақ 220 кВ: Р макс. = 330 Мвт; Р мин = 230 МВт. К.Т. жүйенің қуаттылығы Sк.з. – 4000 МВА;

ОКТҚ – 220 кВ; ЖКТҚ – 500 кВ;

Жүйемен байланыс желілердің саны және олардың ұзындығы n×1 - 3×200 км;

Турбогенераторлар мәліметтерге сәйкес таңдалады, шартты қуаттылық бойынша. ТВВ-500-2 сериялы турбогенераторын таңдаймыз.

Т, ТВФ және ТВВ сериялы турбогенераторлары жылу немесе атом электрстанцияларында бу немесе газ турбиналармен тікелей механикалық қосылған кезде ұзақ шартты тәртіпте электркуатты жасап шығуруға арналған.

ТВВ сериялы турбогенераторлары бұдан да қуатты болып табылады (1200 МВт), бұл осы сугенераторларда суытудың ең қарқынды сутек-су тәсілін қолдану қажеттілігіне әкеліп соққан: суыту ротордың орамы тікелей сутекпен, ал статордың орамы тікелей екі қайтара айдалған сумен суытылады, сонымен қатар генератордың барлық ішкі қуысы сутекпен толтырылады. Көліктің салмағын азайту үшін турбогенераторлардың статоры 320 және 500 МВт үш бөлімнен тұратын жалғағышты статор жасалған. Оралған білік ортада орналасқан, ал статордың қосымша сырт бөліктерінде төрт газ салқындатқыштар тігінен орналасқан.

Олардың электр және су қосылуын қамтамасыз ететін статор ораманың өзектері қуыс жез төрт бұрышты өткізгіш-құбырдан тұрады, олар ұзын жез өткізгіштермен әйнек жекелеуде алмасады. Өткізгіштер ойықтық жағына 360° (540°) ауыстырылған. Қуаттылығы 500 МВт дейін турбогенератор өзектерін суыту сұлбасы екі өзектен тұратын – жоғарғы және үстінгі гидравликалық тарауы бойынша судың кезең-кезеңмен айналуын көздейді; қатарлас жалғанған барлық гидравликалық бұтақтарға су беру және суды бұрып жіберу турбина жағында іске асырылады. Бұдан да күшті турбогенераторларда барлық өзектер су бойынша ынталандырғыш жағында судың ағынымен қатар және бұрумен – турбина жағынан. Статор корпустың ішінде оқшауландырғыштарда орнатылған тот баспайтын айналма жиынтық коллекторлар суды орамға тежеу фторопласт шлангтар арқылы жіберу үшін көзделген. Генератор ішіндегі байланыстырушы шиналар мен шығулар да сол сияқты тікелей сумен салқындатылады.

Ротордың вентиляциясы статордың вентиляция сұлбасымен келісілмеген, бұл вентиляцияның соратын жүйесі және темір арасындағы айталықтай үлкен кеңдік кезінде айтарлықтай маңызды емес. Ротор орамын суыту тікелей көп сорғалап ағатын, өздігінен вентиляция сұлбасы бойынша текті ұзындық бойынша алмастырылатын жабық кеңістіктерде алып, итеріп шығаршумен. Қуаттылығы 500 МВт дейінгі генераторларда U-тәріздес жартылай ашық каналдар орауыштардың ішкі жағында фрезермен өңделген, ТВФ сериялы роторларға сәйкес. Генераторларда 800 МВт каналдары ішінде орналасқан. Ертерек шығарылған генераторларда қуаттылығы 320 МВ т дейін

маңдайдағы бөліктерін бірішекті вентиляция қолданылған, онда сутектің ағыны маңдайдағы бөліктердің ішкі каналдар арқылы өтіп, құрсау сақиналар жерінде саңылауға итеріп шығарылады. Қуаттылығы осындай анағұрлым кешірек шығарылған турбогенераторлар үшін, сондай-ақ қуаттылығы 500 МВт одан да жоғары турбогенераторлар үшін температураны төмендетіп, теңестіру үшін, желдетудің екіішекті жүйесі қолданылған. Сутек орамдардың бұрыштарына кіріп, екі бағытқа бөлінеді: біреуі арқау жағында жүріп, соңындағы ойықты сынадағы саңылаулар арқылы кеңістікке шығарылады, ал екіншісі бандаж астындағы кеңістікке орамның саңылаулары арқылы түсіп, үлкен зубтың каналдар арқылы саңылауға шығарылады.

ТВВ сериялы турбогенераторлардың басымдықтары:

– жоғары үнемділік;

– жылдамдық;

– сенімділік;

– жақсартылған тербелмелі күй;

– жоғарылатылған жылутұрақтылық;

– әр түрлі климаттық жағдайда жөндеу және пайдалану кезінде қолайлы;

– реактивті қуаттылықтың тұтынуымен пайдалануға болады;

ТВВ сериялы турбогенераторлардың құрылымдық өзгешеліктері:

– статор орамасын суыту – тікелей сумен;

– ротор орамасын суыту – тікелей сутекті өздігінен желдету сұлбасы бойынша, статор және ротор арасындағы саңылаудан газды алдыртумен өздігінен желдету сұлбасы бойынша;

– статордың белсенді болатты суыту – тікелей сутекпен;

– статор орамасын сумен салқындату коллекторлардың жетілдірілген құрылысы;

– статор орамасын ажырату – үздіксіз, термореактивті, қызу төзімділіктің Ғ санаттағы;

– ротор орамасын ажырату – әйнек мата мен жылуға төзімді лактардың негізінде, қызутөзімділіктің Ғ санаттағы;

– статор біліктің сыртындағы жердің жетілдірілген құрылымы.

2.1.1 кесте – Турбогенератордың өлшемдері

| Турбогенератор түрі | ТВВ-500-2 |
|---|---|
| Айналу жиілігі, об/мин | 3000 |
| Толық номиналды қуат, МВА | 588 |
| Номиналды мән, cosf | 0,85 |
| Статордың номиналды тогы, кА | 17 |
| Статордың номиналды кернеуі, кВ | 20 |
| ПӘК номиналды мәні, % | 98,7 |
| Аса өтпелі индуктивті кедергі $x_d$ , о.е. | 0,242 |
| Қоздыру жүйесі | Щеткасыз БСВ |

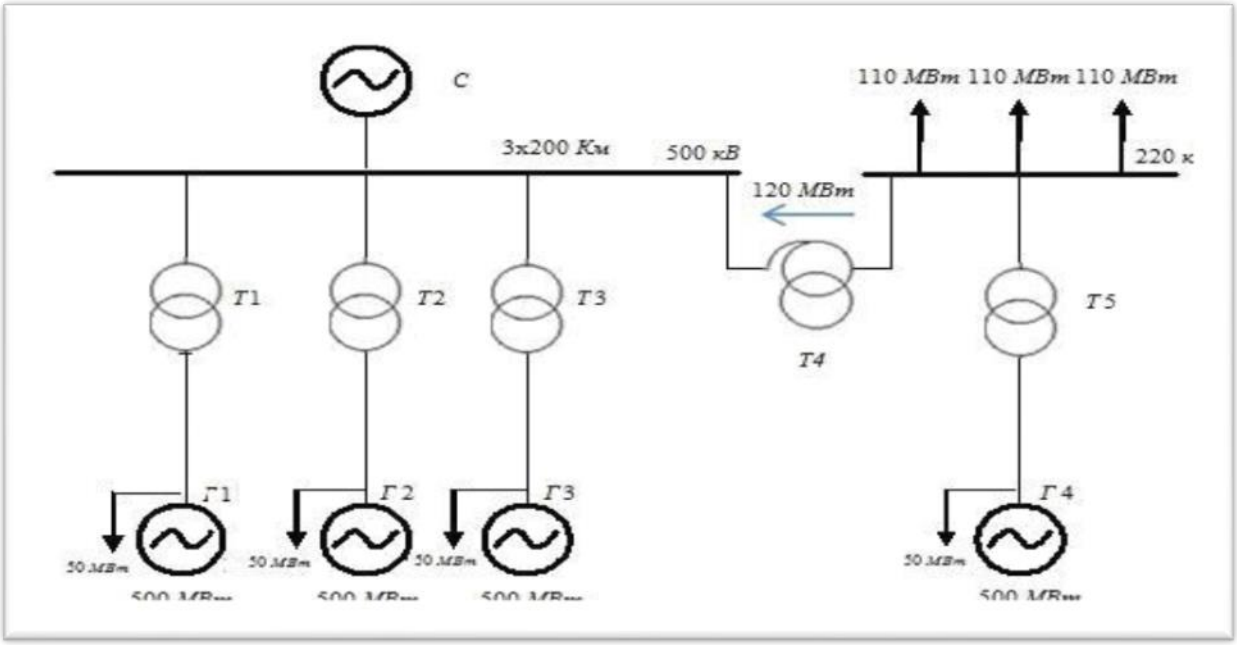
2,1,1 кестенің жалғасы

| | |
|---|---|
| Қоздырудың номиналды тогы, кА | 3,53 |
| Қоздырудың номиналды кернеуі, кВ | 0,474 |
| Статор орамасының салқындауы | Тікелей сулы |
| Ротор орамасының салқындауы | Тікелей сулы |

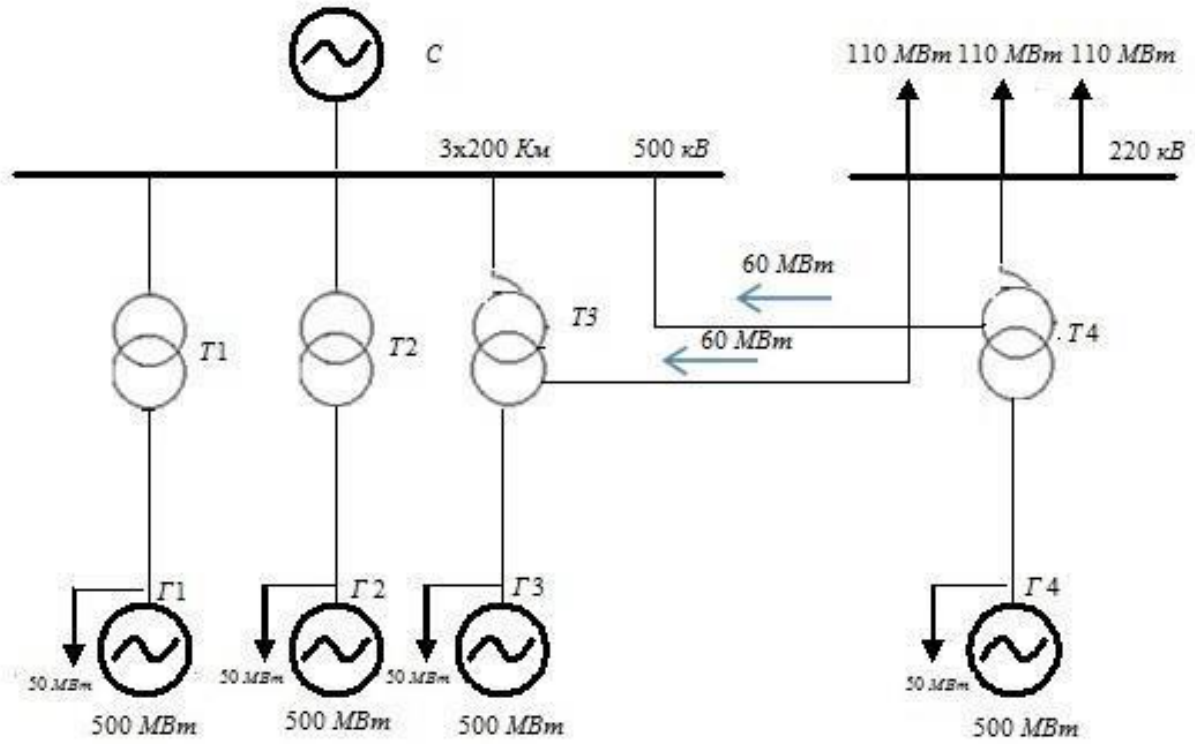
КЭС құрылымдық сұлбаның бірінші нұсқасы жасалады 2.1 сүреті, онда блок трансформаторлары арқылы 3 турбогенератор шиналарға 500 кВ қуатттылықты жібереді, 1 турбогенератор 220 кВ шиналарға. 500 кВ және 220 кВ арасындағы байланыс бір үшфазды автотрансформатормен іске асырылады.

ТВВ-500-2 турбогенераторларды ТҚ-ға қосу үшін блок трансформаторлары кернеу және қуаттылығы бойынша таңдалады: ТҚ 500 кВ ТЦ-630000/500 (3 дана), 220 кВ ТЦ-630000/220 (1 дана). Блок трансформаторлардың өлшемдері 2.2 кестеде келтірілген. ЖКТҚ және ОКТҚ блок трансформаторларына түсетін максималды жүктеме.

Келтірілген бастапқы мәліметтерден келесі электрлік құрылымдық сұлба 2.1 және 2.2 суреттерде көрсетілген.




2.1 сурет – 1 нұсқаның құрылымдық сұлбасы




2.2 сурет – 2 нұсқаның құрылымдық сұлбасы

2 құрылымлық сұлбаның екінші нұсқасында блок трансформаторлары арқылы шиналарға 500 кВ қуаттылық жібереді, 2 турбогенератор блок трансформаторлары арқылы шиналарға 500 кВ қуаттылық жібереді, 2 турбогенераторы қосу мен бірфазды автотрансформаторлардың тобы арқылы байланысқан.

ТВВ-500-2 турбогенераторларын ТҚ-ға қосу үшін блок трансформаторлары, бірінші нұсқадағыдай, кернеу және қуаттылық бойынша таңдалады: ТҚ 500 кВ ТЦ-630000/500 (2 дана). Блок трансформаторлардың өлшемдері 2.2 кестеде келтірілген. ТҚЖК және ТҚСН блок трансформаторларына түсетін максималды жүк.

### 2.2 Блок трансформаторларын таңдау

Блок трансформаторлары келесідей таңдалады:

- шартты қуаттылық $S_{ном}$
- ең жоғары кернеу (ТҚ кернеу бойынша)
- ең төмен кернеу (генератор кернеуі бойынша)

Блок трансформаторлардың жіберілетін қуаттылығы мына формула бойынша анықталады:

$$S_T = \frac{P_{ном.ген} - P_{СН}}{\cos\varphi} \qquad (2.1)$$

$$S_T = \frac{500 - 50}{\cos \varphi} = 529 \text{ (МВА)}.$$

2.2.1 кесте - Блок трансформаторларының параметрлері

| Түрі | $U_к$, % | $\Delta P_{к.з}$, кВт | $\Delta P_{хх}$, кВт | $I_х$, % | $R_т$, Ом | $X_т$, Ом |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ТЦ-630000/500 | 14 | 1300 | 500 | 0,35 | 0,9 | 61,3 |
| ТЦ-630000/220 | 12,5 | 1300 | 380 | 0,35 | 0,2 | 11,6 |

Т (Д)Ц- Х/330 - ХХ шартты белгінің құрылымы:

Т – үшфазалы;

Ц – салқындататын жүйенің түрі – майдың бағытталмаған ағынмен су мен майдың мәжбүрлі айналмасы.

ДЦ – салқындайтын жүйенің түрі – трансформаторлық майдың да, ауаның да мәжбүрлі айналмасы;

Х – трансформатордың шартты қуаттылығы, кВА; 330 – ЖК, кВ жақ кернеудің санаты;

ХХ – трансформатордың климаттық жасалуы және орналасу категориясы МЕСТ15150 – 69 сәйкес.

Біздің компаниямен жеткізілетін қуатты май үшфазды екі мәрте орайтын көтермелі трансформаторлар электрстанция генераторлармен оларды блокта қолдануға ұтымды сәйкес келеді. Бұйымдарымыз орнатуға және теңіз деңгейдің үстінен 1000 метрден жоғары емес кейінгі қолдануға рұқсат етілген, бұл ретте қоршаған ортаның температурасы плюс 40˚С бастап минус 45˚С дейінгі аралықта болғаны жөн. Сонымен қатар, қоршаған ортада агрессивті газдар мен булар (олардың шоғырлануы металлдар мен ажыратушы материалдардың бүлінуіне әкелуі мүмкін), ток өткізуші шаң болмауы тиіс; ал ауаның салыстырмалы ылғалдылығы температура 20˚С кезінде 80% аспауы тиіс.

Трансформаторлар қазіргі техникалық деңгейде әзірленген және бірнеше рет сынақтан өтіп, тексерілген. Әзірлеу кезінде озық отандық және шетелдік фирмалардың технологиялық және құрылымдық шешімдері алып пайдаланылған.

Май трансформаторлардың салқындатушы жүйесі Д және ДЦ үлгісінде болады. «Д» жүйенің құрамына кіреді: қатпарлы радиаторлар мен желдеткіштер кіреді. «ДЦ» құрамына: сальнигі жоқ сорғыштар, салқындатқыштар, жай жүретін желдеткіштер, адсорбциялық сүзгілер және автоматты басқару сөресі кіреді. ДЦ жүйенің салқындатқыштары баққа ілінеді, және қажет болғанда кез келген сәтте майды төгуді қажет етпей, бөлшектенуі мүмкін.

## 2.3 Жүктемелердің балансы және байланыс авто трансформаторларын таңдау

1 нұсқа үшін жүктемелердің балансы және байланыс автотрансформаторларын таңдау

Жүктеменің максималды уақытында қалыпты жағдайда қуаттың ағыны мынадай болады:

$$S_{max} = \frac{P_{ном.ген} - P_{нагр} - P_{СН}}{\cos\varphi}, \quad (2.2)$$

$$S_{max} = \frac{500 - 330 - 50}{0{,}85} = 141\ (MBA).$$

Жүктеменің ең аз мерзімінде:

$$S_{max} = \frac{500 - 230 - 50}{0{,}85} = 211\ MBA.$$

Осылайша, қалыпты тәртіптің шектен тыс жіберілу бойынша трансформатордың қуаттылығы 300 МВАр аспауы тиіс.

220кВ шиналарда жұмыс істейтін Т4 генератор ажыратылған кезде апаттық тәртіпті қарастырып көрейік. Бұндай жағдайда қуаттылықтың шектен тыс кетуі шиналарда 220 кВ жүктемені өтеуге тиісті, бұл жүктеменің максимумы тәртіпте 330 МВт немесе 390 МВАр құрайды. Қуаттылығы 500МВАр 2 трансформаторды таңдаймыз, оның өлшемдері 2.1 кестеде келтірілген.

Қуаттылықтың шектен тыс кетуі құрайды:

2.3.1 кесте – Автотрансформатордың параметрлері

| Түрі | $U_k$, % | | | $\Delta P_{к.з}$, кВт | $\Delta P_{ХХ}$, кВт | $I_х$, % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | ЖК-ОТ | ЖК-ТК | ОК-ТК | | | |
| АТДЦТН-500000/500/220 | 11,5 | - | - | 1050 | 230 | 0,3 |

2-ші құрылымдық сұлба үшін қуат балансын есептеу Блок трансформаторлардың жіберілетін қуаттылығы келесі формула бойынша анықталады:

$$S_T = \frac{P_{ном.ген} - P_{СН}}{\cos\varphi}, \quad (2.3)$$

$$S_T = \frac{500 - 50}{\cos\varphi} = 529\ (MBA).$$

Блок трансформаторын жүктеу коэффициенті:

$$K_{ЗАГ} = \frac{S_{макс}}{S_T} = \frac{542}{630} = 0{,}86$$

ЖКТҚ және ОКТҚ байланысу үшін бірфазды трансформаторлардың екі тобы қолданылады 1(3×267) АОДЦТН-267000/500/220. 2 генератор байланыстың автотрансформаторы арқылы қуаттылықты жіберетіндіктен, әр трансформатор арқылы өтетін барынша қуаттылық генератормен шығарылатын қуаттылықтар сомасына және шамадан тыс кетудің жартысына (141 МВА) тең болады:

$$S_{ПЕР} = \frac{P_{ГЕН} - P_{СН} - P_{НАГ}}{\cos\varphi} = \frac{500 - 330 - 50}{0{,}85} = 141\ (\text{МВА})$$

Байланыс автотрансформаторларының жүктеме коэффициенті:

$$K_{ЗАГ} = \frac{S_{макс}}{S_T} = \frac{S_Г + S_{ПЕР}}{S_T} = \frac{529 + 71}{801} = 0{,}74.$$

2.3.2 кесте – Трансформатор параметрлері

| Түрі | $U_k$, % | | | $\Delta P_{к.з}$, кВт | $\Delta P_{ХХ}$, кВт | $X_т$, Ом |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | ЖК-ОК | ЖК-ТК | ОК-ТК | | | |
| АОДЦТН-267000/500/220 | 11,5 | 37 | 23 | 490 | 150 | 0,35 |

АОДЦТН, АОДТН – бірфазалы автотрансформаторлар қуаттылығы жоғары екі желі байланысу үшін қызмет жасайды, кВ – 110, 220, 330, 400, 500, 750 және 1150, сондай-ақ қуаттылық толқындарын реттеу және белгіленген диапазон аясында кернеу деңгейін тұрақтанды ТҚ үшін арналған. Автотрансформаторлар үшінші ораммен жабдықталады (қосылу түрі – үш бұрыш), оны қосымша тұтынушыларды қосу үшін пайдалануға болады. Генераторға қосылған ол қуаттылықтың кернеуі әр түрлі екі желіде жіберілуін қамтамасыз етеді.

Трансформаторлардағы электр энергияның жылдық шығының есептеу.Қыс 180 тәулік (Қ.ұ), жаз 185 тәулік (Ж.ұ.). Энергия шығының меншікті құны шартты түрде 0,0115 ш.б./кВт*сағ-деп қабылдаймыз.

1-ші нұсқа үшін жылдық энергия шығыны.

Трансформатор ТДЦ-250000/220

Болаттағы энергияның жылдық шығыны:

$$W_б = P_{б..ж.} \cdot 8760 = 207 \cdot 8760 = 1813 \cdot 10^3 (кВт \cdot саг)$$

Трансформатордағы тармақталған мыс орамындағы энергияның жылдық шығыны:

$$\Delta W_M = \frac{P_{K\cdot T}}{S^2_{ном}\cdot\cos^2\varphi}\cdot(P^2_{TP(0-9)^{3\cdot t}(9-19)+(19-24)}\cdot Ку + P^2_{TP(9-19)k\cdot t(9-19)k}\cdot Ку + P^2_{TP(0-9)ж(0-9)+(19-24)ж}\cdot Жу +$$

$$+ P^2_{TP(9-19)ж(9-19)ж}\cdot Жу) = \frac{600}{250^2\cdot 0{,}8^2}\cdot(170{,}73^2\cdot 14\cdot 180 + 190^2\cdot 10\cdot 180 + 131{,}8^2\cdot 14\cdot 185 + 151{,}2^2\times$$

$$\times 10\cdot 185) = 3385{,}7\cdot 10^3(кВт\cdot саг)$$

Автотрансформатор АТДЦН-500000/500/220 Бір автотрансформатордың болатындағы энергияның жылдық шығыны.

$$\Delta W_Б = P_{Б.Ж.}\cdot 8760 = 220\cdot 8760 = 1927{,}2\cdot 10^3(кВт\cdot саг)$$

$$\Delta W_{МЖК} = \frac{P_{K\cdot T}}{S^2_{ном Т-4{,}5}\cdot\cos^2\varphi}\cdot(P^2_{АТ(0-9)^{3\cdot t}(0-9)+(19-24)}\cdot Ку + P^2_{АТ(9-19)k\cdot t(9-19)k}\cdot Ку + P^2_{АТ(0-9)ж(0-9)+(19-24)ж}\cdot Жу +$$

$$+ P^2_{АТ(9-19)ж(9-19)ж}\cdot Жу) = \frac{525}{500^2\cdot 0{,}8^2}\cdot(352.07^2\cdot 14\cdot 180 + 370^2\cdot 10\cdot 180 + 275.4^2\cdot 14\cdot 185 + 313.6^2\cdot 10\cdot 185) =$$

$$= 2998.91\cdot 10^3(кВт\cdot саг)$$

$$\Delta W_{МОК} = \frac{525}{500^2\cdot 0{,}8^2}\cdot(181.47^2\cdot 14\cdot 180 + 180^2\cdot 10\cdot 180 + 143.6^2\cdot 14\cdot 185 + 162.4^2\cdot 10\cdot 185) =$$

$$= 754.87\cdot 10^3(кВт\cdot саг)$$

$$\Delta W_{МТК} = \frac{525}{500^2\cdot 0{,}8^2}\cdot(170{,}7^2\cdot 14\cdot 180 + 190^2\cdot 10\cdot 180 + 131.8^2\cdot 14\cdot 185 + 151{,}2^2\cdot 10\cdot 185) =$$

$$= 600.415\cdot 10^3(кВт\cdot саг)$$

$$\Delta W_{АТ} = (2998.9 + 754.87 + 600.415)\cdot 10^3 = 4354.185\cdot 10^3 \text{ кВт·сағ}$$

**2-ші нұсқа**

АТДЦН-500000/500/220 автотрансформаторлардағы энергия шығыны:

$$\Delta W_Б = 220\cdot 8760 = 1927.2\cdot 10^3(кВт\cdot саг)$$

$$P_{к.т.ж.к} = P_{к.т.ок} = P_{к.т.тк} = 0{,}5\cdot P_{к.т.жк-тк} = 0{,}5\cdot 1050 = 525(кВт)$$

$$\Delta W_{МЖК} = \frac{525}{500^2\cdot 0{,}8^2}\cdot(201{,}4^2\cdot 14\cdot 180 + 205^2\cdot 10\cdot 180 + 158{,}6^2\cdot 14\cdot 185 + 179{,}9^2\cdot 10\cdot 185) =$$

$$= 1352.4\cdot 10^3(кВт\cdot саг)$$

$$\Delta W_{МОК} = \frac{525}{500^2\cdot 0{,}8^2}\cdot(106.66^2\cdot 14\cdot 180 + 133.33^2\cdot 10\cdot 180 + 80^2\cdot 14\cdot 185 + 93.33^2\cdot 10\cdot 185) =$$

$$= 298.743\cdot 10^3 кВт\cdot саг)$$

$$\Delta W_{АТ} = (1352.4 + 298.743 + 726.63)\cdot 10^3 = 2377.773\cdot 10^3 \text{ кВт·сағ}$$

ТДЦ-250000/500 күштік трансформаторының болаттағы энергияның жылдық шығыны:

$$W_б = P_{б..ж.} \cdot 8760 = 205 \cdot 8760 = 1795{,}8 \cdot 10^3 кВт \cdot сағ$$

ТР-дегі тармақталған мыс орамындағы энергияның жылдық шығыны

$$\Delta W_M = \frac{P_{K \cdot T}}{S^2_{ном} \cdot \cos^2 \varphi} \cdot (P^2_{TP(0-9)^{3 \cdot t}(0-9)+(19-24)} \cdot Ку + P^2_{TP(9-19)k \cdot t(9-19)k} \cdot Ку + P^2_{TP(0-9)ж(0-9)+(19-24)ж} \cdot Жу +$$

$$+ P^2_{TP(9-19)ж(9-19)ж} \cdot Жу) = \frac{590}{250^2 \cdot 0{,}8^2} \cdot (151^2 \cdot 16 \cdot 180 + 170^2 \cdot 10 \cdot 180 + 155^2 \cdot 14 \cdot 185 + 173^2 \times$$

$$\times 10 \cdot 185) = 3179.006 \cdot 10^3 кВт \cdot сағ$$

Нұсқаларды технико-экономикалық салыстыру:

2.10-кесте

| Бөліктердің атауы | Бірліктің есептік құны,ш.б. | 1-нұсқа | | 2-нұсқа | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | бір.саны. дана | қосынды ш.б. | бір.саны. дана | қосынды ш.б. |
| 1. Трансформатор ТДЦ-250000/220 | 316*$\alpha$ $\alpha$ =1,3 | 4 | 1428.32 | - | - |
| 2.Автотрансформатор АТДЦН-500000/500/220 | 700*$\alpha$ $\alpha$ =1,3 | 2 | 1820 | - | - |
| 3.АТҚ ұяшығы 500 кВ | 10 | 2 | 20 | - | - |
| 4.ЖТҚ ұяшығы 220 кВ | 20 | 2 | 40 | - | - |
| 5.Автотрансформатор АТДЦН-500000/500/220 | 700*$\alpha$ $\alpha$ =1,4 | | | 1 | 700 |
| 6.Трансформатор ТДЦ-250000/220 | 316* $\alpha$ $\alpha$ =1,3 | | | 3 | 1232.4 |
| 7. ТДЦ-250000/500 | 420* $\alpha$ $\alpha$ =1,3 | | | 3 | 1638 |
| Барлығы: | | | 3248.32 | | 3780 |

мұндағы $P_а+P_о$=(6,4+2)%=8,4%=0,084

Энергия шығынының құны:

$$U_{шыг} = \beta \cdot \Delta W, \beta = 0.0115 \text{ ш.б./кВт·сағ}$$

1-ші нұсқа үшін:

$$\Delta W_б = 4 \cdot 1813 \cdot 10^3 + 2 \cdot 1927.2 \cdot 10^3 = 11106.4 \cdot 10^3 \text{ кВт·сағ}$$

$$\Delta W_M = 4 \cdot 13542.8 \cdot 10^3 + 2 \cdot 8708.37 \cdot 10^3 = 22251.17 \cdot 10^3 \text{ кВт·сағ}$$

$$\Delta W = \Delta W_Б + \Delta W_М = 11106{,}4 \cdot 10^3 + 22251.17 \cdot 10^3 = 33357.57 \cdot 10^3 \text{ кВт·сағ}$$

2-ші нұсқа үшін

$$\Delta W_Б = 1 \cdot 1927.2 \cdot 10^3 + 3 \cdot 1795{,}8 \cdot 10^3 + 3 \cdot 1813 \cdot 10^3 = 12753 \cdot 10^3 \text{ кВт·сағ}$$

$$\Delta W_М = 1 \cdot 2377.773 \cdot 10^3 + 3 \cdot 3179.006 \cdot 10^3 + 3 \cdot 3385.7 \cdot 10^3 = 22071.891 \cdot 10^3 \text{ кВт·сағ}$$

$$\Delta W = \Delta W_Б + \Delta W_М = 12753 \cdot 10^3 + 22071.891 \cdot 10^3 = 34824.891 \cdot 10^3 \text{ кВт·сағ}$$

2.11-кесте

| Шығындар | 1-нұсқа | 2-нұсқа |
|---|---|---|
| 1. Есептік қаржы салымы. Қ.ш.б | 3248.32 | 3780 |
| 2. Амортизацияға шығару $U_а + U_{кк}$ ш.б. | 0,084· 3248.32=272.85 | 0,084· 3780=317.52 |
| 3. Энергия шығынының құны, $U_{шығ}$ ш.б. | 0,0115· 33357.57 $\cdot 10^3$ =383.61 | 0,0115· 34824.891 $\cdot 10^3$ = 400.48 |
| 4. Минималды шығынды келтіру З min, ш.б. | 0,12· 3248.32 +272.85+ +383.61= 1046.25 | 0,12· 3780 +317.52+400.48 =1171.6 |

1-ші және 2-ші нұсқалардың шығындарының арасындағы айырмашылығы төмендегі өрнекпен анықталады

$$З_{\min\%} = \frac{1171.6 - 1046.25}{1046.25} \cdot 100\% = 11\% > 5\%$$

болғандықтан 1-ші нұсқа тиімді болып табылады.

### 2.4 Нұсқалардың технико-экономикалық салыстырылуы

Нұсқаларды технико-экономикалық салыстырылуы кернеуі әр түрлі генераторларды таратудың ең үнемді нұсқасын анықтау, генератордың (трансформатор) қуаттылығын анықтау, белгіленген техникалық талаптарға бірнеше сұлба сәйкес келгенде ТҚ сұлбасын таңдау мақсатында жүргізіледі. Есепті жүргізу кезінде ө.м. генераторлар мен трансформаторларды сатып алуға капитал құйылымдарды жоямыз, себебі олардың түрлері қос нұсқада да бірдей.

Экономика жағынан тиімді нұсқа күрделі шығындардың және электр қуатты жоғалтудың минимумымен анықталады:

$$З = p_Н \cdot К + И_{пот} + И_а + И_0. \qquad (2.4)$$

мұндағы, К – электрқондырғыны салуға кететін капитал құрылымдары, ш.б.;

$р_н$ – 0,12 тең капиталқұйылымдардың экономикалық тиімділіктің нормативті коэффициенті;

$И_а$ – өтелім салымдары; $И_о$ – қызмет көрсетуге шығындар;

$И_{пот}$ – жылдық шығындар.

2.4.1 кесте – Күрделі шығындар бойынша нұсқаларды салыстыру

| Трансформатор | Құны | Трансформаторлар саны | |
|---|---|---|---|
| | | 1 нұсқа | 2 нұсқа |
| ТЦ-630000/500 | 705 у.е. | 1 | - |
| ТЦ-630000/220 | 692 у.е. | 1 | - |
| 3хАОДЦТН-267000/500/220 | 1100 у.е. | - | 2 |
| АТДЦТН-500000/500/220 | 609 у.е. | 1 | - |
| Капиталды шығындар | Δ3,52% | 2006 | 2200 |

Қуаттың трансформаторлардағы жылдық шығындары есептелінеді:

$$\Delta Э = \Delta P_{xx} \cdot T + \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_м}{S_н}\right)^2 \cdot \tau, \quad (2.5)$$

мұндағы $Р_{хх}$ – пайдасыз істеудің шығындары; $Р_{кз}$ – қысқа тұйықталудың шығындары;

$S_н$ –трансформатордың шартты қуаттылығы; $S_м$ – трансформатордың барынша қуаттылығы;

Т –трансформатордың жұмыс сағатының саны (Т= 8760 с.);

τ - максималды шығындар сағатының саны, при Т = 4000 с.,

τ =2500 с кезінде блок трансформаторлардағы шығындар ТЦ-630000/500

ТЦ-630000/500 блок трансформаторындағы шығындар:

$$\Delta Э = 500 \cdot 8760 + 1300 \cdot \left(\frac{529}{630}\right)^2 \cdot 2500 = 6671466\ кВт/сағ.$$

ТЦ-630000/220 блок трансформаторлардағы шығындар:

$$\Delta Э = 300 \cdot 8760 + 1300 \cdot \left(\frac{529}{630}\right)^2 \cdot 2500 = 5620266\ кВт \cdot сағ.$$

АТДЦТН-500000/500/220 байланыс трансформаторлардағы шығындар (бірінші нұсқа үшін):

$$\Delta Э = 230 \cdot 8760 + 1050 \cdot \left(\frac{390}{500}\right)^2 \cdot 2500 = 3611850\ кВт \cdot саг.$$

АОДЦТН-267000/500/220 байланыс автотрансформатордағы шығындар (екінші нұсқа үшін):

$$\Delta Э = 150 \cdot 8760 + 490 \cdot \left(\frac{630}{801}\right)^2 \cdot 2500 = 2071795{,}73\ кВт \cdot саг.$$

2.4.1кесте – Қуатты шығындау бойынша нұсқаларды салыстыру

| 1 нұсқа | | | | | 2 нұсқа | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Трансформатор түрі | Тр-р шығыны, $10^3$кВт/сағ | Саны | Құны кВт/сағ | Барлығы, тг.$10^3$кВт/сағ | Тр-р шығыны, $10^3$кВт/сағ | Саны | Құны кВт/сағ | Барлығы, тг.$10^3$кВт/сағ |
| ТЦ-630000/500 | 6671,5 | 1 | 15 | 100065 | | | 15 | |
| ТЦ-630000/220 | 5620,3 | 1 | 15 | 84304,5 | | | 15 | |
| АТДЦТН-500000/500/220 | 3611,9 | 1 | 15 | 108357 | | | 15 | |
| АОДЦТН-267000/500/220 | | - | - | - | 2071,8 | 6 | 15 | |
| Барлығы,тг.$10^3$кВт/сағ | 292726,5 | | | | 1864461,6 | | | |

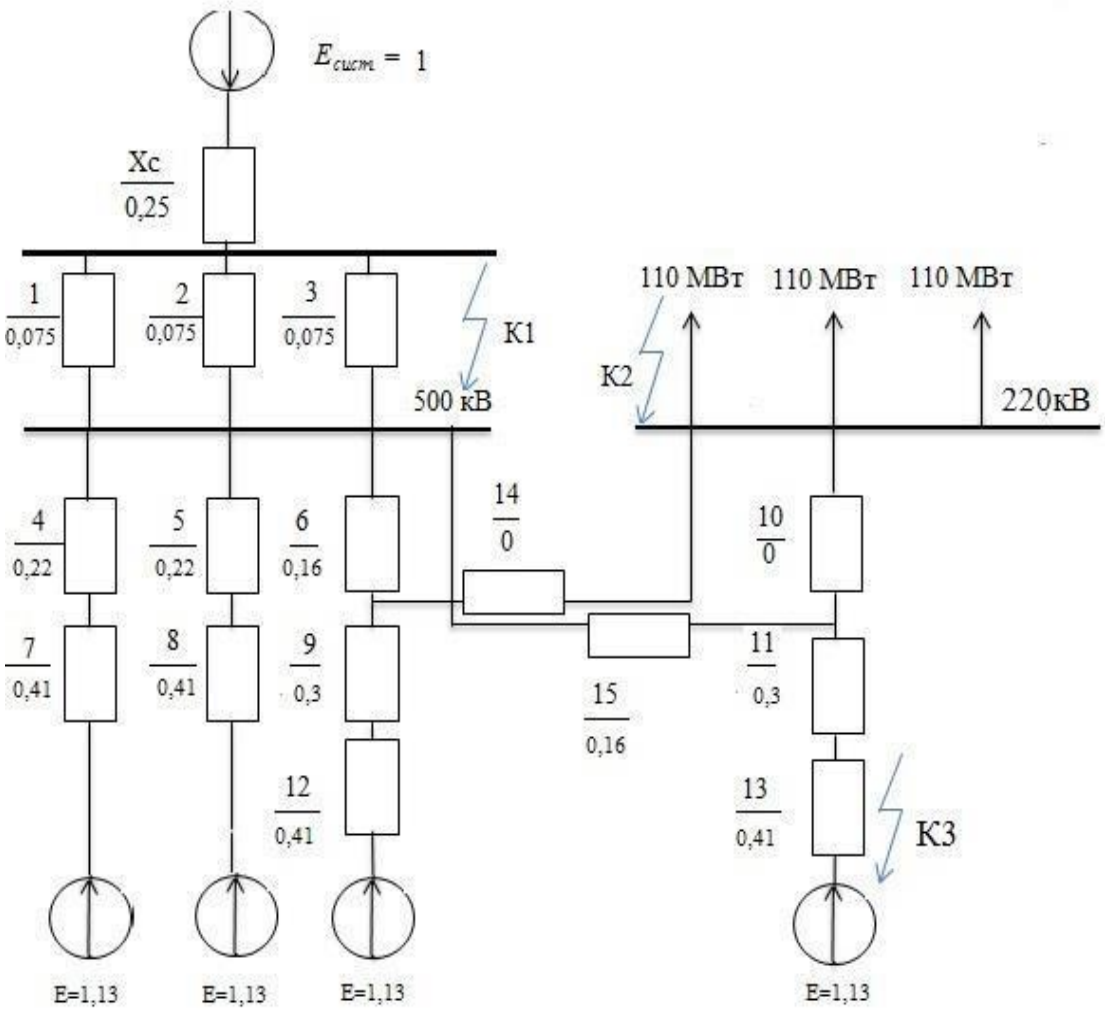
Технико-экономикалық салыстыру бойынша құрылымдық сұлбаның екінші нұсқасын таңдаймыз.

### 2.5 Қысқа тұйықталу тоқтарды аппараттарды таңдау үшін есептеу

Электр қондырғылардың аппараттары, оның ішінде электр станциялардың ТҚ тиісті электр қондырғылардың функциялаудың барлық тәртіптерін қанағаттандыруы тиіс немесе олардың жеке бөліктерін: қалыпты, жөндеу, апаттық, апаттан кейінгі тәртіптер.

Жөндеу тәртібі жабдықты жоспарлы жөндеуге шығарумен байланысты. Апаттық тәртіп қалыпты тәртіп кілт бұзылғанда істей бастайды. Аппараттарды таңдаған кезде есептік апаттық тәртіп ретінде қысқа тұйықталу тәртібі алынады (КЗ). КЗ ажыраған кейін апаттан кейінгі тәртіп басталады.

Апаттық тәртіп бойынша осы қосылыстың аппараттарын тексеру үшін ең алдымен КЗ есептік жағдайларын бағалау қажет: есептік сұлбаны құру, КЗ есептік нүктелер орналасқан жерлерді белгілеу, КЗ токтардың жүрудің есептік уақытын және КЗ есептік түрін анықтау.




2.3 сурет – Алмастыру сұлбасы

Кедергілер мына формула бойынша есептелінеді: Желі үшін:

$$X_* = 0{,}3 \cdot 200 \cdot \frac{S_б}{U_{ср.н}{}^2} \cdot \frac{1}{n} \qquad (2.6)$$

мұнда $X_{уд}$ – 1 шм желінің шартты кедергісі, 0,3 Ом тең. l – желінің ұзындығы, 200 шм;

$U_{ср.н.2}$ – орташа кесімді кернеу, 515 кВ; n – тізбектердің саны, 3

$$X_* = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{1000}{515^2} \cdot \frac{1}{3} = 0{,}075\ о.е.$$

Жүйенің кедергісі:

$$X_c = \frac{S_б}{S_{к.з}} = \frac{1000}{4000} = 0{,}25\ о.е.$$

Блок трансформаторлардың кедергісі (ТЦ-630000/500):

$$X_* = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_н} \qquad (2.7),$$

$$X_4 = X_5 = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0{,}22\ о.е.$$

Турбогенераторлардың кедергісі ТВВ-500-2

$$X_* = X''_{г*} \cdot \frac{S_б}{S_н}, \qquad (2.7)$$

$$X_7 = X_8 = X_{12} = X_{13} = 0{,}242 \cdot \frac{1000}{588} = 0{,}41\ о.е.$$

Бірфазалы трансформаторлар топтың кедергісі 1(3×267) АОДЦТН-267000/500/220, оның өлшемдері 2.3.2. кестеде келтірілген:

Жоғары кернеу орамының кедергісі:

$$U_{ТВ} = \frac{1}{2}(U_{кв-н} + U_{кв-с} - U_{кс-н}),$$

$$U_{ТВ} = \frac{1}{2}(37 + 11{,}5 - 23) = 12{,}75,$$

$$X_6 = \frac{12{,}75}{100} \cdot \frac{1000}{801} = 0{,}16\ о.е.$$

Орташа кернеу орамының кедергісі:

$$U_{ТС} = \frac{1}{2}(U_{кв-с} + U_{кс-н} - U_{кв-н}),$$

$$U_{ТС} = \frac{1}{2}(11{,}5 + 23 - 37) = 0.$$

Төменгі кернеу орамының кедергісі:

$$U_{ТН} = \frac{1}{2}(U_{кв-н} + U_{кс-н} - U_{кв-с}),$$

$$U_{ТС} = \frac{1}{2}(37 + 23 - 11{,}5) = 24{,}25,$$

$$X_9 = \frac{24{,}25}{100} \cdot \frac{1000}{801} = 0{,}3\ о.е.$$

Сұлба ең қарапайым түрге дейін теңдестіріледі:

$$X_{17} = (X_1 // X_2) // X_3 = \left(\frac{0{,}075 \cdot 0{,}075}{0{,}075 + 0{,}075}\right) // 0{,}075 = 0{,}006\ о.е.$$

$$X_{18} = X_{19} = X_4 + X_7 = 0{,}22 + 0{,}41 = 0{,}63\ о.е.$$

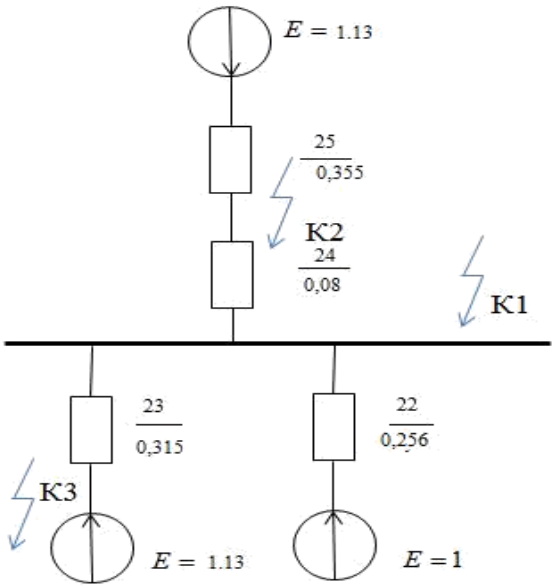
$$X_{20} = X_{21} = X_9 + X_{12} = 0{,}3 + 0{,}41 = 0{,}71\ о.е.$$

$$X_{22} = X_C + X_{17} = 0.25 + 0{,}006 = 0{,}256\ о.е.$$

$$X_{23} = X_{18} // X_{19} = (0{,}063 \cdot 0{,}063) / (0{,}063 + 0{,}063) = 0{,}315\ о.е.$$

$$X_{24} = X_6 // X_{15} = (0{,}16 \cdot 0{,}16) / (0{,}16 + 0{,}16) = 0{,}08\ о.е.$$

$$X_{25} = X_{20} // X_{21} = (0{,}71 \cdot 0{,}71) / (0{,}71 + 0{,}71) = 0{,}355\ о.е.$$




2.4 сурет – Нәтижелі алмастыру сұлбасы

2.4 К1 нүктесі үшін КТ токтарын есептеу

$X_{экв}$ есептелінеді:

$$X_{экв} = X_{22} // X_{23} = \frac{0,256 \cdot 0,315}{0,256 + 0,315} = 0,141\ о.е.$$

$X_{рез}$ сұлба есептелінеді:

$$X_{рез} = X_{экв} + X_{24} = 0,141 + 0,08 = 0,221\ о.е.$$

Тоқтың мерзімді құрамдаушының шартты мәнін зақымданған жерде 1 бірлік үшін қабылдайды және таратудың коэффициенттерін табады, яғни әр көздің КЗ токта қатысу үлесін табады. Кирхгоф заңдарының негізінде (2.5.8) деп жазуға болады.

$$C_1 = I_{n1} = \frac{X_{экв}}{X_{22}} = \frac{0,141}{0,256} = 0,55\ о.е.$$

$$C_2 = I_{n2} = \frac{X_{экв}}{X_{23}} = \frac{0,141}{0,315} = 0,45\ о.е.$$

Осылайша, тарату коэффициенттерін қолдана отырып, КЗ жеріндегі соммалық тоқ бойынша тараулар бойынша қалай ол таралатынын анықтауға болады. Коэффициенттерді есептеудің дұрыстығын (2.5.9) ережесін орындау бойынша тексеТҚге болады:

$$C_1 + C_2 = 0,55 + 0,45 = 1$$

Тараулар бойынша тоқ тарату өзгеріссіз қалуға тиістілігін ескерсек

$$X_{рез1} = \frac{X_{рез}}{C_1} = \frac{0,221}{0,55} = 0,4\ о.е.$$

$$X_{рез2} = \frac{X_{рез}}{C_2} = \frac{0,221}{0,45} = 0,49\ о.е.$$

ҚТ токтың мерзімді құрамдаушының бастапқы мәнін анықтау белгігі нәтижелік сұлба бойынша қиындық келтірмейді

$$I_{п,о} = \frac{E}{X_{рез}} \cdot I_б.$$

Бірақ алдымен (2.5.12) формуласы бойынша базистік тоқты табу қажет.

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1{,}12\ о.е.$$

Мерзімді құрамдаушының есебі (2.5.11) формуласы бойынша

$$I_{п,Г1,2} = \frac{1{,}13}{0{,}4} \cdot 1{,}224 = 3{,}03\ кА,$$

$$I_{п,С} = \frac{1}{0{,}49} \cdot 1{,}2 = 2{,}498\ кА,$$

$$I_{п,Г3} = \frac{1{,}13}{0{,}355} \cdot 1{,}12 = 3{,}724\ кА,$$

$$\sum I_{п,о} = 3{,}03 + 2{,}498 + 3{,}724 = 9{,}25\ кА,$$

Соққы тоқты (2.5.14) формуласы бойынша есептеу:

$$i = \sqrt{2} \cdot I_{п,о} \cdot K_у.$$

мұнда $K_у$ соққы коэффициенты, $K_у$=1,85. қабылданады.

2.5.2 К2 нүктесі үшін ҚТ тоқтарын есептеу К2 нүктесінде қысқа тұйықталу тоқтарын есептеу үшін базистік тоқтың (2.5.12) формуласы бойынша анықтау қажет:

$$I_б = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2{,}51\ о.е.$$

Мерзімді құрамдаушыны (2.5.11) формуласы бойынша есептеу:

$$I_{п,Г1,2} = \frac{1{,}13}{0{,}4} \cdot 2{,}51 = 6{,}78\ кА,$$

$$I_{п,С} = \frac{1}{0{,}49} \cdot 2{,}51 = 5{,}12\ кА,$$

$$I_{п,Г3} = \frac{1{,}13}{0{,}355} \cdot 2{,}51 = 7{,}64\ кА,$$

$$\sum I_n = 6{,}78 + 5{,}12 + 7{,}64 = 19{,}54\ кА,$$

Соққы тоқты (2.5.14) формуласы бойынша есептеу:

$$i = \sqrt{2} \cdot 19{,}54 \cdot 1{,}78 = 49{,}04\ кА,$$

2.5.3 К3 нүктесі үшін ҚТ тоқтарын есептеу. К3 нүктесінде қысқа тұйықталу тоқтарын есептеу үшін базистік тоқтың (2.5.12) формуласы бойынша анықтау қажет:

$$I_б = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 28{,}86\ о.е.$$

Мерзімді құрамдаушыны (2.5.11) формуласы бойынша есептеу:

$$I_{n,Г1,2} = \frac{1{,}13}{0{,}4} \cdot 28{,}86 = 78{,}03\ кА,$$

$$I_{n,С} = \frac{1}{0{,}49} \cdot 28{,}86 = 58{,}98\ кА,$$

$$I_{n,Г3} = \frac{1{,}13}{0{,}355} \cdot 28{,}86 = 87{,}92\ кА,$$

$$\sum I_n = 78{,}03 + 58{,}98 + 87{,}92 = 224{,}93\ кА,$$

Соққы тоқты (2.5.14) формуласы бойынша есептеу:

$$i = \sqrt{2} \cdot 224{,}93 \cdot 1{,}971 = 625{,}1\ кА,$$

**2.6 Тоқ жүргізетін бөліктерді іріктеу**

2.6.1 500 кВ құрама шиналарды таңдау Құрастыру шиналары экономикалық қалыңдық бойынша таңдалмағандықтан шиналарға барынша салмақты түсіріп рұқсатты тоқ бойынша қима қабылданады, СН үшін шығындардың алынуымен, шиналарға барынша салмақты түсіргенде, ең көп жалғасудың тоғына тең:

$$I_{норм} = \frac{1{,}05 \cdot 3 \cdot 529 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_н} = 1926{,}4\ А,$$

Шина 500 кВ генераторлардың сомалық қуаттылығынан көп жүктеуге болмайды, сондықтан:

$$I_{МАКС} = I_{НОРМ} = 1926{,}4\ А.$$

Құрастыру шиналар ретінде АТҚ – 500 кВ қораптық қиманың алюминий шиналарын қабылдаймыз 2(125 х 55 х 6,5) мм$^2$, $I_{доп}$ = 4640 А. температураға түзету коэффициенттің есептелуімен $I_{доп}$ = 4640·0,94 = 4361 А, рұқсатты тоқтың ережелері сақталған.

Құрастыру шиналарды термотөзімділікке тексеру. Іп,0 = 9,38 кА, КЗ тоқтың жылу импульсі:

$$B_K = I_{П,0}{}^2 (t_{отк} + t_a) = 9{,}38^3 (4 + 0{,}185) = 368{,}22\ кА \cdot с.$$

Термотөзімділік ережесі бойынша минималды қима:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{368{,}22 \cdot 10^3}}{91} = 210\ мм^2.$$

Бұл таңдалған қимадан аз 2 х 1371, сондықтан, шиналар термо төзімді. Құрастыру шиналары мен диаметрі бірдей генератор тізбегінде таңдалған 2х1371 мм$^2$.

220 кВ құрастыру шиналарын таңдау Құрастыру шиналары экономикалық қалыңдық бойынша таңдалмағандықтан шиналарға барынша салмақты түсіріп рұқсатты тоқ бойынша қима қабылданады, СН үшін шығындардың алынуымен, шиналарға барынша салмақты түсіргенде, ең көп жалғасудың тоғына тең:

$$I_{НОРМ} = \frac{1{,}05 \cdot S_{ГЕН}}{\sqrt{3} \cdot U_н} = \frac{1{,}05 \cdot 3 \cdot 529 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1459{,}4\ А.$$

Шина 220 кВ генераторлардың сомалық қуаттылығынан көп жүктеуге болмайды, сондықтан:

$$I_{МАКС} = I_{НОРМ} = 1459{,}4\ А.$$

Құрастыру шиналар ретінде АТҚ – 220 кВ қабылдаймыз 3хАС – 189/29, Ідоп = 3·510 = 1530 А, рұқсатты тоқтың ережелері сақталған.

Құрастыру шиналарды термотөзімділікке тексеру жүргізілмеді, себебі шиналар ашық сымдармен ашық ауада жасалған.

Коронирование жағдайлары бойынша тексеру. Бастапқы сын кернеулігі:

$$E_0 = 30{,}3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0{,}299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30{,}3 \cdot 0{,}82 \cdot \left(1 + \frac{0{,}299}{\sqrt{1{,}66}}\right) = 30{,}61\ кВ/см,$$

мұнда $r_0$ – сымның радиусы 1,66 см тең;

m – сым сырттың бұдырлығын есептейтін коэффициент.

Жарылған сымдар сырттың маңайында электр өрістің кернеулілігі:

$$E = 1 + 2\sqrt{3} \cdot \frac{r_0}{\alpha} \cdot \frac{0{,}354 \cdot U}{n r_0 \lg \frac{1{,}26 \cdot D}{\sqrt[3]{r_0 \cdot a^2}}}$$

$$E = 1 + 2\sqrt{3} \cdot \frac{1{,}66}{30} \cdot \frac{0{,}354 \cdot 242}{3 \cdot 1{,}66 \cdot \lg \frac{1{,}26 \cdot 600}{\sqrt[3]{1{,}66 \cdot 30^2}}} = 4{,}46\ кВ/см$$

мұндағы $r_0$ – сымның радиусы 1,66 см;

U – желілік кернеу, 242 кВ қабылданған, себебі электрстанция шиналарда 1,1Uном кернеулігі ұсталады;

D – көрші фазалар арасындағы қашықтық, см; n – жарылған фаза сымдардың саны;

a – жарылған сымдар арасындағы қашықтық 30 см.

Тексеру жағдайлары:

$$1{,}07 \cdot E \leq 0{,}9 \cdot E_0$$

$$1{,}07 \cdot 4{,}46 \leq 0{,}9 \cdot 30{,}61$$

Осылайша, АС – 189/29 сымы корона жағдайлары бойынша өтеді.

Блок трансформатордың 220 кВ өткізгіштерден токжеткізуші бөліктері құрастыру шиналарға дейін майысқақ сымдармен жүргізіледі. Қима тоқтың экономикалық тығыздығы бойынша орындалады. Іэ = 1 А/мм$^2$

$$q_э = \frac{I_{норм}}{I_э} = \frac{1459{,}4}{1} = 1459{,}4\ мм^2$$

АС фазасында үш сымды қабылдаймыз. АС – 189/29, Ідоп = 3·510=1530 А. Рұқсатты тоқ ережелері бойынша өтеді. Термтөзімділік бойынша тексерістен өтпейді. Коронирование ережесі бойынша өтеді.

2.6.3 Ажыратқыш пен айырғыштарды таңдау Генераторлық ажыратқыштар мен айырғыштарды таңдау. Ажыратқыш арқылы өтетін жұмыс тоғы (2.6.8) формуласы бойынша анықталады.

$$I_{раб} = \frac{S_{ГЕН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{588}{\sqrt{3} \cdot 20} = 16{,}97\ кА,$$

Қысқа тұйытқалу кезінде генераторлық ажыратқыш арқылы не жүйеден ҚТ тоғы жүреді, не генератордан тоқ ҚТ жүреді. Тоқ ҚТ жүйеден генератормен салыстырғанда көбірек. Сондықтан генераторлық ажыратқышты таңдаған кезде желі өлшемі ретінде ҚТ сомалық тоқ емс,

жүйеден ҚТ тоқтың құрамдаушысы қабылданады. Генераторлық ажыратқыштар мен айырғыштарды таңдау үшін есептік және каталогтық мәліметтер 2.6.1 кестеде келтірілген.

1 кесте – Генераторлық ажыратқыштар мен айырғыштарды таңдау

| Таңдау | Есептік мәндер | Каталогты мәндер | |
|---|---|---|---|
| шарттары | | FKG1X | РП-27/20000 ТЗ |
| Uн ≥ Uэу | $U_{эу}$ = 20 кВ | $U_н$ = 24 кВ | $U_н$ = 27 кВ |
| Iн > Iраб | $I_{раб}$ =16,97 кА | $I_н$ = 17 кА | $I_н$ = 20 кА |
| Iоткл.н.> Iпо | $I_{по}$ = 133,45 кА | Iоткл.н. = 160 кА | – |
| iдин > iуд | $i_{уд}$ = 372,73 кА | $i_{дин}$ = 440 кА | $i_{дин}$ = 460 кА |
| 2 | $B_к = I_{по}^2 \cdot t_{отк}$= | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ = | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ = |
| Вк≤ Iтер ·ttер | =8370,2 $кА^2 \cdot с$ | = $80^2 \cdot 3$ = 19200 $кА^2 \cdot с$ | =$200^2 \cdot 3$= 120000 $кА^2 \cdot с$ |

Генераторлық ажыратқыштар мен айырғыштарды таңдау 500 кВ жвағындағы жұмыс токты (2.6.8) формула бойынша есептеу қажет.

$$I_{раб} = \frac{588}{\sqrt{3} \cdot 500} = 0{,}67\ кА,$$

Генераторлық ажыратқаштан гөрі ТҚЖК ажыратқыщтары арқылы қысқа тұйықталу кезінде жүйеден және генераторлардан сомалық тоқ жүреді. Сондықтан осы ажыратқыштарды таңдаған кезде желі өлшемі ретінде КЗ сомалық тоқ қабылданады. Есептік және каталогтық мәліметтер 2.6.2 кестеде келтірілген.

$$I_{раб} = \frac{588}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1{,}54\ кА,$$

Есептік және каталогтық мәліметтер 2.6.3 кестеде келтірілген.

3 кесте – Генераторлық ажыратқыштар мен айырғыштарды таңдау 220 кВ

| Таңдау | Есептік мәндер | Каталогты мәндер | |
|---|---|---|---|
| шарттары | | ВГТ-220-40/3150У1 | РДЗ-220/2000НУХЛ1 |
| Uн ≥ Uэу | $U_{эу}$ = 220 кВ | $U_н$ = 220 кВ | $U_н$ = 220 кВ |
| Iн > Iраб | $I_{раб}$ = 1,54 кА | $I_н$ = 3150 кА | $I_н$ = 2 кА |
| Iоткл.н.> Iпо | $I_{по}$ = 21,05 кА | Iоткл.н. = 40 кА | – |
| iдин > iуд | $i_{уд}$ = 52,98 кА | $i_{дин}$ = 102 кА | $i_{дин}$ = 80 кА |
| 2 | $B_к = I_{по}^2 \cdot (T_а + t_{отк})$ = | Iтер $^2 \cdot t_{тер}$ = $40^2 \cdot 3$ = 4800 | Iтер $^2 \cdot t_{тер}$=$31{,}5^2 \cdot 3$=2976 |
| Вк≤ Iтер ·ttер | 42,09 $кА^2 \cdot с$ | $кА^2 \cdot с$ | $кА^2 \cdot с$ |

### 2.7 Бақылау-өлшеу құралдарын таңдау

Электр станциялар мен шағын станцияларда негізгі жабдық пен қосымша жабдықтың жұмыс тәртібіне бақылау бақылау-өлшеу құралдары арқылы іске асырылады.

2.7.1 кестеде қажетті бақылау-өлшеу құралдардың тізбесі келтірілген.

2.7.1 кесте - Бақылау-өлшеу құралдардың тізбесі.

| Аспаптарды орнату мақсаты және орны | Аспаптардың тізімі | Аспап түрі | Дәлдік классы |
|---|---|---|---|
| | 1. Турбогенератор | | |
| | Әр фазада амперметр | Э – 379 | 1,5 |
| | Вольтметр | Э – 379 | 1,5 |
| | Ваттметр | Д – 365 | 1,5 |
| | Варметр | Д – 365 | 1,5 |
| Статор | Активті қуат санауышы | И – 674 | 1,0 |
| | Реактивті қуат санауышы | И – 676 | 1,0 |
| | Тіркеуші ваттметр | Н – 395 | 1,5 |
| | Тіркеуші амперметр | Н – 393 | 1,5 |
| | Тіркеуші вольтметр | Н – 393 | 1,5 |
| | Амперметр | Э – 379 | 1,5 |
| Ротор | Вольтметр | Э – 379 | 1,5 |
| | Тіркеуші амперметр | Н – 393 | 1,5 |
| | 2. Блогты трансформатор | | |
| ТК | – | | |
| ЖК | Амперметр | Э – 379 | 1,5 |
| | 3. Байланыс автотрансформаторы | | |
| | Амперметр | Э – 379 | 1,5 |
| ТК | Екі жақты шкаласы бар ваттметр | Д – 345 | 1,5 |
| | Екі жақты шкаласы бар варметр | Д – 345 | 1,5 |
| ОК | – | | |
| ЖК | Амперметр | Э – 379 | 1,5 |
| | 4. Өзіндік мұқтаждық трансформаторы | | |
| | Амперметр | Э – 379 | 1,5 |
| Қорек жағы | Ваттметр | Д – 365 | 1,5 |
| | Активті энергия санауышы | И – 674 | 1,0 |
| 6,3 кВ секцияларына | Амперметр | Э – 379 | 1,5 |
| | Ваттметр | Д – 365 | 1,5 |
| енгізу | | | |
| | Активті энергия санауышы | И – 674 | 1,0 |
| | 5. 220 кВ құрама шиналар | | |
| | Амперметр | Э – 379 | 1,5 |

*2.7.1 кестенің жалғасы*

| | | | |
|---|---|---|---|
| | Ваттметр | Д – 365 | 1,5 |
| | Варметр | Д – 365 | 1,5 |
| | Активті энергия санауышы | И – 674 | 1,0 |

### 2.8 Тоқ трансформаторларын таңдау

Тоқ трансформаторын екінші жүктеме бойынша тексеру үшін құралдардың каталогтық мәліметтерін пайдаланып, ең көп жүктелген трансформатордың жүктері анықталады.

Генератордың тізбегі. Генератордан шығару жердегі участок трансформаторды қосу жеріне дейін жинақталым ток сыммен орындалғандықтан, ТШВ24 – 20000/5 сериялы тоқтың салынған трансформаторларын таңдаймыз, оның өлшемдері 2.8.1 кестеде келтірілген.

2.8.1 кесте –ТШВ24 – 20000/5 параметрлері

| Түрі | $U_н$, кВ | $I_{1н}$, кА | $I_{2н}$, А | Екінші орама бойынша орындалу нұсқалары | $к_т$ | tтер, с | S2ном, ВА |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ТШВ24 – 20000/5 | 24 | 20 | 5 | 0,2/10Р | 8 | 3 | 100 |

2.8.2 кестеде ТШВ24 – 20000/5 сериялы тоқ трансформаторын таңдау жағдайлары көрсетілген.

2.8.2 кесте – ТШВ24 – 20000/5 ток трансформаторын таңдау шарттары

| Таңдау шарты | Есептік мәліметтер | Каталогты мәліметтер |
|---|---|---|
| Uн ≥ Uэу | $U_{эу}$ = 20 кВ | $U_н$ = 24 кВ |
| Iн > Iраб | $I_{раб}$ = 16,97 кА | $I_н$ = 20 кА |
| iдин > iуд | $i_{уд}$ = 320 кА | – |
| $B_к \leq (к_т \cdot I_{тер})^2 \cdot t_{тер}$ | $B_к = I_{по}^2 \cdot (t_{отк}+T_а)$ = $131{,}45^2(0{,}07+0{,}4)$ = 8370 $кА^2 \cdot с$ | $B_к = (к_т \cdot I_{тер})^2 \cdot t_{тер}$ = $= (8 \cdot 20)^2 \cdot 3$ = 76800 |

ТШВ24 – 20000/5 сериялы тоқ трансформатордың екінші жүктеменің есебі 2.8.3. кестеде келтірілген.

2.8.3 кесте – Аспаптардың тұтынатын қуаты

| Аспап | Түрі | Саны | Тұтынылатын қуат, ВА | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Фаза А | Фаза В | Фаза С |
| Амперметр | Э – 379 | 3 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Ваттметр | Д – 365 | 1 | 0,5 | – | 0,5 |
| Варметр | Д – 365 | 1 | 0,5 | – | 0,5 |
| Активті энергия санауышы | И – 674 | 1 | 2,5 | – | 2,5 |
| Реактивті энергия санауышы | И – 676 | 1 | 2,5 | 2,5 | 2,5 |
| Тіркеуші ваттметр | Н – 395 | 1 | 10 | – | 10 |
| Тіркеуші амперметр | Н – 393 | 1 | 10 | 10 | 10 |
| Барлық жүктеме | | | 26,1 | 12,6 | 26,1 |

2.8.3. кестеден А және С фазалары, құралдардың тұтынатын қуаттылығы. ең көп жүктелген трансформаторлар Sприб = 26,1 ВА.

(2.8.1) формуласы бойынша құралдардың жалпы кедергісі:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{26,1}{5^2} = 1,04\ Ом,$$

(2.8.2) формуласы бойынша сымдардың рұқсатты кедергісі:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_к = 1,2 - 1,04 - 0,1 = 0,06\ Ом.$$

мұндағы $r_к$ түйітердегі кедергі, Ом;

$r_{пр}$ – жалғастыратын сымдардың кедергісі, Ом;

$Z_{2ном}$ – шартты жүктеме, Ом. Ұзындық шамамен l = 10 м.

100 МВт одан да көп генераторлармен электрстанциялардың екінші тізбектерінде мыс тарамдары қолданылады (ρ = 17,5•10-9 Ом•м).

Сымдардың есептік қимасы (2.8.3) формуласы бойынша:

$$q = \frac{p \cdot 1}{r_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 10}{0,06} = 2,91\ мм^2.$$

3 мм$^2$ АКРВГ кабелі таңдалады.

ТҚ – 220 кВ. ТОГФ – 220 –4000/УХЛ1 типті тоқ трансформаторлары орнатылады, оның өлшемдері 2.8.4 кестеде келтірілген.

2.8.4 кесте –ТОГФ – 220 – 4000/УХЛ1 параметры

| Түрі | $U_н$, кВ | $I_{1н}$, кА | $I_{2н}$, А | Екінші орама бойынша орындалу нұсқалары | Iтер, кА | tтер, с | S2ном, ВА |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ТОГФ – 220 – 4000/УХЛ1 | 220 | 4 | 1 | 0,2/10Р | 63 | 3 | 60 |

2.8.5 кестеде ТОГФ – 220 – 4000/УХЛ1 тоқ трансформаторларын таңдау ережелері көрсетілген.

2.8.5 кесте –ТОГФ – 220 – 4000/УХЛ1 ток трансформаторын таңдау шарттары

| Таңдау шарты | Есептік мәліметтер | Каталогты мәліметтер |
|---|---|---|
| $U_н \geq U_{эу}$ | $U_{эу}$ = 220 кВ | $U_н$ = 220 кВ |
| Iн > Iраб | $I_{раб}$ = 2,98 кА | $I_н$ = 4 кА |
| iдин > iуд | $i_{уд}$ = 58,8 кА | – |
| 2<br>$B_к \leq (к_т \cdot I_{тер}) \cdot t_{тер}$ | $B_к = I_{по}^2 \cdot (t_{отк}+T_а)$ =<br>$21{,}05^2(0{,}04+0{,}055)$ = 43 кА$^2$·с | Вк = $(к_т \cdot I_{тер})^2 \cdot t_{тер}$ =<br>= $63^2 \cdot 3$ = 11907 кА$^2$·с |

Тоқ шиналық трансформаторлардың электрдинамикалық төзімділігі таратушы құрылғының шиналар өздерінің төзімділігімен анықталады, сол себептен осындай трансформаторлар осы ереже бойынша тексерілмейді.

ТОГФ – 220 – 4000/УХЛ1 тоқ трансформаторға екінші жүктеменің есебі 2.8.6 кестеде келтірілген.

2.8.6 кесте – Аспаптардың тұтынатын қуаты

| Аспап | Түрі | Саны | Тұтынылатын қуат, ВА | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Фаза А | Фаза В | Фаза С |
| Амперметр | Э-377 | 3 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Ваттметр | Д-365 | 2 | 0,5 | – | 0,5 |
| Варметр | Д-365 | 2 | 0,5 | – | 0,5 |
| Активті энергия санауышы | И-675 | 1 | – | 2,5 | – |
| Реактивті энергия санауышы | И-675М | 1 | – | 2,5 | – |
| Тіркеуші ваттметр | Э-377 | 1 | 10 | – | 10 |
| Тіркеуші амперметр | | | 11,5 | 5,5 | 11,5 |
| Барлық жүктеме | | | | | |

2.8.6 кестеден ең көп салмақ түскен А және С фазалардың тоқ трансформаторлар екені көрініп тұр, құралдардың тұтынатын қуаттылығы

$S_{приб}$ = 11,5 ВА.

Құралдардың жалпы кедергілігі (2.8.1) формуласы бойынша анықталады.

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{11,5}{1^2} = 11,5 \text{ Ом},$$

Шамамен ұзындық l = 175 м.

100 МВт одан да көп генераторлармен электрстанциялардың екінші тізбектерінде мыс тарамдары қолданылады (ρ = 17,5•10-9 Ом•м).

Сымдардың есептік қимасы 175 м ұзындығы кезінде (2.8.3) формуласы бойынша:

$$q = \frac{p \cdot 1}{r_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 175}{18,4} = 0,166 \text{ мм}^2.$$

Тарамдары 2,5 мм$^2$АКРВГ кабелі таңдалады.

ТҚ – 500 кВ. ТФРМ – 500 – 4000 – У1 типті трансформаторларды орнатамыз, оның өлшемдері 2.8.7 кестеде келтірілген.

2.8.7 кесте –ТФРМ500 – 4000 – У1 параметрлері

| Түрі | $U_н$, кВ | $I_{1н}$, кА | $I_{2н}$, А | Екінші орама бойынша орындалу нұсқалары | Iтер, кА | tтер, с | S2ном, ВА |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ТФРМ500 – 4000-У1 | 500 | 2 | 1 | 0,5/10Р/10Р/10Р | 47 | 1 | 40 |

2.8.8 кестеде ТФРМ – 500 – 4000 – У1 тоқ трансформаторларын таңдау ережелері көрсетілген.

2.8.8 кесте –ТФРМ – 500 – 4000 – У1 таңдау шарттары

| Таңдау шарты | Есептік мәліметтер | Каталогты мәліметтер |
|---|---|---|
| $U_н \geq U_{эу}$ | $U_{эу}$ = 500 кВ | $U_н$ = 500 кВ |
| Iн > Iраб | $I_{раб}$ = 3,94 кА | $I_н$ = 4 кА |
| iдин > iуд | $i_{уд}$ = 26,2кА | – |
| $Bк \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ | $B_к = I_{по}^2 \cdot (t_{отк}+T_a)$ = $9,38^2(0,06+0,05)$ = 9,67 кА$^2$·с | $B_к = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ = $=47^2 \cdot 1 = 2209$ |

220 кВ және 500кВ тоқ шиндік трансформаторларына қосылатын аспаптар бірдей, екінші жүктеменің есебі 5.15 кестеде келтірілген.

5.15 кестеден ең көп салмақ түскен А және С фазалардың тоқ трансформаторлар екені көрініп тұр, құралдардың тұтынатын қуаттылығы

$S_{приб}$ = 11,5 ВА.

Құралдардың жалпы кедергілігі (2.8.1) формуласы бойынша анықталады:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{11,5}{1^2} = 11,5 \text{ Ом},$$

(2.8.2.) формуласы бойынша сымдардың рұқсатты кедергілігі анықталады:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_к = 30 - 11,5 - 0,1 = 18,4 \text{ Ом}.$$

Онда 100 м ұзындығы кезінде есептік қима (2.8.3.) формуласы бойынша анықталады:

$$S_{пр} = \frac{p \cdot 1}{r_{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{18,4} = 0,095 \text{ мм}^2.$$

Тарамы 2,5 мм$^2$ АКРВГ кабель таңдалады.

### 2.9 Кернеу трансформаторларын таңдау

Кернеу трансформаторары екінші жүктеме арқылы тексеріледі. Кернеу трансформатордың екінші орамға қосылатын құралдардың жүктемесі рұқсатты мөлшерден аз болуға тиіс, яғни $S_{2\Sigma} < S_{доп}$.

Генератордың тізбегі. Тоқсымға ЗОМ – 1/20В кернеу трансформаторлары еңгізілген.

2.9.1 кесте - Аспаптардың тұтынатын қуаты

| Аспап | Түрі | Sобм, ВА | Паралл. катушка саны | cosφ | sinφ | Аспап саны | Жалпы қуаты | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | P, Вт | Q, ВАр |
| Вольтметр | Э-377 | 2 | 1 | 1 | 0 | 1 | 2 | – |
| Ваттметр | Д-365 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 2 | 6 | – |
| Варметр | Д-365 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 3 | – |
| Активті қуат датчигі | Е-829 | 10 | – | 1 | 0 | 1 | 10 | – |

2.9.1 кестенің жалғасы

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Реактивті қуат датчигі | Е-830 | 10 | – | 1 | 0 | 1 | 10 | – |
| Активті энергия санауышы | И-675 | 2 Вт | 2 | 0,38 | 0,92 | 1 | 4 | 9,7 |
| Тіркеуші ваттметр | Н-395 | 10 | 2 | 1 | 0 | 1 | 20 | – |
| Тіркеуші вольтметр | Н-393 | 10 | 1 | 1 | 0 | 1 | 10 | – |
| Частотомет р | Э-372 | 3 | 1 | 1 | 0 | 2 | 6 | – |
| Барлығы | | | | | | | 71 | 9,7 |

Құралдармен тұтынатын жалпы қуаттылық (2.9.1) формуласы бойынша анықталады:

$$S_{\Sigma 2} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{71^2 + 9{,}7^2} = 71{,}65 \text{ ВА.}$$

Кернеу трансформатордың рұқсатты қуаттылығы ЗОМ – 1/20 Sд = 75ВА.

Сондықтан, ЗОМ – 1/20 кернеу трансформаторы дәлдіктің 0,5 қажетті санатын қамтамасыз етеді.

220 кВ шиналарға НКФ – 220 – 100 типті кернеу трансформаторы қосылады.

ТН қосылған құралдардың қуаттылығы 2.9.2 кестеде келтірілген. Құралдармен тұтынатын жалпы қуаттылық (2.9.1) формуласы бойынша анықталады.

$$S_{\Sigma 2} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{38^2 + 29{,}2^2} = 47{,}92 \text{ ВА.}$$

Кернеу трансформатордың рұқсатты қуаттылығы НКФ – 220 – 100 $S_д$ = 400 ВА, бұл $S_{2\Sigma}$ жоғары.

Сондықтан, НКФ – 220 -100 кернеу трансформаторы дәлдіктің 0,5 қажетті санатын қамтамасыз етеді.

2.9.2 кесте – Аспаптардың тұтынатын қуаты

| Асапа | Түрі | Sобм, ВА | Паралл. катушка саны | cosφ | sinφ | Аспап саны | Жалпы қуаты | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | P, Вт | Q,Вар |
| Ваттметр | Д-365 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 3 | |
| Варметр | Д-365 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 1 | 3 | |
| Реактив. энергия санауышы | И-675М | 3 Вт | 2 | 0,38 | 0,92 | 1 | 3 х 2 | 14,6 |
| Активті энергия санауышы | И-675 | 3 Вт | 2 | 0,38 | 0,92 | 1 | 3 х 2 | 14,6 |
| Тіркеуші вольтметр | Н-393 | 10 | 2 | 1 | 0 | 1 | 20 | |
| Барлығы | | | | | | | 38 | 29,2 |

500 кВ шиналарда НДЕ – 500 типті кернеу трансформаторын қоямыз. Қосылатын құралдар мен қуаттылық 220 кВ тең және 5.19 кестеде келтірілген.

Құралдармен тұтынатын жалпы қуаттылық (2.9.1) формуласы бойынша анықталады:

$$S_{\sum 2} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{38^2 + 29{,}2^2} = 47{,}92 \text{ ВА.}$$

Кернеу трансформатордың рұқсатты қуаттылығы НКФ – 220 – 100 $S_д$ = 400 ВА, бұл $S_{\sum 2}$ жоғары.

Сондықтан, НКФ – 220 -100 кернеу трансформаторы дәлдіктің 0,5 қажетті санатын қамтамасыз етеді.

## 3. Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімі

### 3.1 Электр қауіпсіздігін қамтамасыз етудегі техникалық және ұйымдастыру шаралары.

Жұмыс шарттары адамның денсаулығын және жұмыс қабілетін анықтайды. Жұмыс шартының жағдайы өндірістік факторлардың болуымен анықталады.,

КЭС-да өндірістік факторлар бар. Физикалық өндіріс факторларына:

- қозғалмалы механизмдер, өндіріс жабдықтарының қозғылатын бөліктері, орын ауыстыратын бұйымдар, жұмыс орнының орналасуының жерден айтарлықтай биіктіктегі өткір жиектері, жоғары шаңдылық және

ауаның газдануы;

- жабдықтар беттерінің, ауаның температурасының жоғарылауы;
- шу деңгейінің жоғарылауы, діріл.

Химиялық өндіріс факторларына адамға токсикалық, тітіркендіруші әсер беретін заттар жатады.

Психофизиологиялық өндіріс факторларына физикалық шамадан тыс жүктелу жатады.

Еңбек шартының анализі өндіріс факторларын зертеудің барлық кешенін болжайды. Шу және дірілмен күресуді өнеркәсіпті, жұмыс орнын, жабдықтарды жобалау барысында қарастыру керек. Бұл үшін ұйымдастырушылық, техникалық және медико-профилактикалық шаралар қолданылады. Ұйымдастырушылық шараларға өндірістік бөлімдердің, жабдықтар мен жұмыс орындарының рационалды орналастыру, жұмысшылардың еңбегі мен дем алысын үнемі бақылау, жабдықтарды және санитарлық-гигиеналық талаптарға сай емес жұмыс орындарын қолдануды шектеу. Жұмыс істеу барысында қауіпсіздікті қамтамасыз ететеін ұйымдастыру шараларына келесілер жатады:

1) жұмысты жүргізуге нарядты немесе жарлықты ресімдеу;
2) жұмысты орындауға рұқсат беру;
3) жұмысты орындауды қадағалау;
4) жұмыстың аяқталуын, жұмыс барысындағы үзілістерді, басқа жұмыс орындарына көшіруді ресімдеу.

Жұмысты орындауға рұқсат беру

Жұмыстың алдында жауапты жетекші, жұмыс жүргізуші мен рұқсат беретін адам (аға кезекші) барлық қауіпсіздік шараларының орындалғанын тексереді, тек содан кейін ғана рұқсат беретін адам бригадаға рұқсат береді:

- куәліктері бойынша бригада құрамының нарядтағы жазбаларға сәйкестігін және квалификацияны тексереді;
- бригадаға жұмыс орнын көрсетеді және бригаданың көзінше ажыратылған және жерге тұйықталған тоқөткізгіш бөліктерде кернеу жоқтығын дәлелдейді;
- мүмкін болатын қауіптер мен жұмыс орнындағы қондырғының жағдайын қосымша түсіндіру арқылы нұсқау береді;
- жақын жерде орналасқан кернеу астында қалған қондырғының бөліктерін көрсетеді;
- жұмыс жүргізушіге жұмысты бастауға рұқсат беріп, оған нарядты тапсырады.

Рұқсат берілгеннен кейін жұмыс жүргізушінің жұмыс орнын тастауға және бригаданы қадағалаусыз қалдыруға құқығы жоқ. Жұмысқа рұқсат беру күнделікті жасалады.

Жұмысты орындауды қадағалау

Жұмыс барысында жұмыс жүргізуші бригада мүшелерінің мүмкін болатын қауіпсіздік ережелерін бұзуын болдырмауға міндетті. Егер жұмыс жүргізушіге (қадағалаушыға) аз уақытқа шығу керек болса, онда ол өз орнына

жауапты жетекшіні қалдыруы немесе бригаданы электр қондырғысы орналасқан ғимараттан шығарып, оған кіруді жауып қою тиіс.Керек кезінде бригада мүшелері жұмыс орнынан аз уақытқа шыға алады. Жұмыс жүргізуші оларға қауіпсіз жүру жолдары жайлы нұсқау беруі тиіс. Бригаданың мүшесіне, тіпті жұмыс жүргізушіге жалғыз қалуға рұқсат етілмейді.

Тек әр түрлі ғимараттарда немесе әр түрлі қосылыстарда жұмыс істеу қажеті туған кезде ғана квалификациялық тобы 3-тен кем емес бригада мүшесіне жалғыз қалуына рұқсат етіледі.

Жұмыстың аяқталуы, жұмыс барысындағы үзілістер, басқа жұмыс орындарына көшіру. Егер жұмыс уақытында үзіліс болса, онда бүкіл бригада жұмыс орнын қалдырып, бұл жерге кіруді жауып кетуі міндетті. Наряд жұмыс жүргізушіде немесе қадағалаушыда қалады. Жұмыс жүргізушісіз немесе қадағалаушысыз ешбір жұмысшыға жұмыс орнына келуге рұқсат етілмейді. Үзіліс аяқталған соң жұмыс жүргізуші немесе қадағалаушы бригаданы жинайды, жұмыс орнына алып барып, жұмыс істеуге рұқсат береді. Жөндеуші бригаданың басқа жұмыс орнына ауысқан кезінде кезекші жаңадан рұқсат береді.

Барлық ауысулар нарядта белгіленеді.

Әр түрлі орындардағы немесе бір электр қосылысының әр түрлі қабатындағы жұмысқа бір наряд берілуі мүмкін. Бұл жағдайда кезекші барлық жұмыс орындарын дайындайды, бірақ бір жұмыс орнына рұқсат береді. Жөндеуші бригаданың басқа жұмыс орнына ауысқан кезінде кезекші жаңадан рұқсат береді.

Жұмыс аяқталғанда (жұмыс орындары жиналғаннан кейін жұмыс толығымен аяқталған болып саналады) жауапты жетекші аймақты тексереді, бригаданы жұмыс орнынан жіберіп, нарядты кезекшіге тапсырады. Кезекші жұмыс орындарының жағдайын тексереді, кейін нарядты жабады және қондырғыны қосуға дайындайды, ол үшін жерге тұйықтаушы ұштарды қосады, тасымалды жерге тұйықталуды шешеді және сақтау орнында барлық тасымалды жерге тұйықталудың бар екендігін тексереді, себебі іске қосылатын қосылыста жерге тұйықталулар қалмауы керек.

КЭС–тің техникалық шаралары - бұл факторлардың жұмысшыларға әсерін елеулі төмендетуге мүмкіндік береді. Жабдықтарды құру барысында шу мен діріл деңгейін олардың пайда болу көздерде төмендетуге ұмтылу қажет. Бұл соққы әсерін соққысыз әсермен ауыстыру арқылы, иілгіш байланыстарды қолданумен, жабдықтарды діріл сөндіргіш негіздерге орналастыру қондыру жолдарымен іске асады. Жабдықтарға техникалық қызмет көрсету, ескірген бөліктерді ауыстыру, айқасу және ұрылуды жоққа шығару сияқты жағдайлардың маңызы өте жоғары. Мысал ретінде, КЭС-тың турбина цехының өзінде шудың деңгейі жоғары, ол еңбек өнімділігін төмендететін, қателіктердің пайда болуына, жарақаттануға себепшісі болатын өз-өзіне сенімсіздік, қысылу, мазасыздық, өзін нашар сезіну сезімдерін туғыза отырып, әсер етеді. Егер шу көзінде шу және діріл деңгейі жағары болса, жабдықтың немесе жұмыс орнының оқшауламасы және дыбыс жұтқыш

материалдарды қолдану шаралары да қолданылады. Шудан оқшаулау қабықтың, экранның, қоршаулардың көмегімен іске асады. Шуды оқшаулағыш қоршаулардың дыбыс толқынын шағылыстырып, шудың таралуына кедергі жасайды. Қоршаудың дыбыстан оқшаулау қабілеті оның өлшемдеріне, орналасуына, материалына және т.с.с. тәуелді. Дыбысты жұту құбылысы шудың тербелмелі энергиясының жылулық энергияға айналуымен түсіндіріледі. Шудың көп мөлшерде жұтылуын саңылаулы және перфорирленген материалдар, мата қамтамасыз етеді.

Қажетті жағдайларда шу және дірілмен күресу үшін жеке қорғаныс құралдары қолданылады. Шулы бөлмелерде қорғағыш қақпақ, дыбыс жойғыштар, құлақшындар, арнайы бас киімдер қолданылады.

Медико–профилактикалық шаралар бір жағынан, шу және діріл жағдайларының параметрлерінің бақылануын, екінші жағынан – жұмысшылар жағдайларының бақылауын да білдіреді.

Өндірістік жабдықтар шығарылатын шуды азайту үшін, келесі шаралар қолданылады:

- баспана, қабырға, шамдарды, терезелерді, қақпаларды, есіктерді жобалау барысында қажетті шу оқшауламасын қамтамасыз ете алатын материалдар мен құрылымдарды қолдану;
- аэродинамикалық шуды төмендету үшін дыбыс жойғышты қолдану;
- шулы құрылғыны орналастыру барысында арнайы шудан оқшауланған бокстарды және шудан оқшаулағыш қабықтарды орнату;
- шу көздерін экрандау;
- КЭС жабдықтарын жобалау барысында шу және дірілді төмендетудің келесі шараларын қарастырамыз:
- барлық бөгеттердің қатаңдық қабырғаларын тұрғызумен бірге мықты төсеніштерге бекіту, ал каналдар мен есіктерді турбогенератор негіздеріне бекіту;
- турбина конденсаторларының діріл оқшауламасы;
- жоғарғы қысым құбырларындағы бу қозғалысының жылдамдығы ең аз шу әсерінің шектерінен алынады;
- арматура дыбыс оқшаулағыш қабықтарға қосылады:
- генератордың монтаждық сақиналарының дыбыс жұтқыш қабықтарына щеткасыз қоздырғыштарсыз қосылу;
- желдеткіштерді діріл оқшаулағыш негіздерге орнату;
- желдеткіш құрылғыларды желдеткіш камераларында орнату;
- аэродинамикалық шудың шу жойғыштарын кондицианирлеу жүйесінің сору және қажау ауа жүргізгіштерінде орнату;
- жабдықтың жылулық оқшауламасы дыбыс жұтқыш жабыны болып та табылады.

Оқшауланған бөлмеге шудың өтуін азайту үшін келесі құрылыс-акустикалық шаралар қарастырылады:

- жабындардың қабырғаларын, қоршауларды, есіктерді, терезелерді, басқару қалқанының бақылаукабиналарын және т.б жобалау барысында

қажетті материалдар мен құрылымдарды қолдану;

- трубопроводтардың (құбырлардың) беттерінде дыбыс оқшаулағыш және дірілдемпфирлейтін жабындарды қолдану;

- турбогенраторлардың діріл оқшауламасы үшін жүзгіш еденді қолдану;

- механикалық желдету және ауаны кондицианирлеу жүйелерінде шу жұтқыштарды қолдану.

### 3.2 Энергоцехтағы еңбек шарттарын талдау

Өнеркәсіпте еңбек өнімділігін арттыру, оның ішінде сапасын арттыру, сырқаттану және жарақаттанудың алдын алу сияқты еңбек шарттарын жақсарту әлеуметтік-экономикалық міндеттерді шешу арқасында жүзеге асады. Қазіргі таңда еңбек қорғау мәселелерінде негізгі шешу жолы болып қауіпсіздікті қамтамасыз ететін техника қауіпсіздігінен, қауіпсіз техникага ауысу болып таблады. Ғылыми-техникалық прогресс жаңадан материалдар, реактивтер, жаңа шу көздерін, діріл, өндірістік шағылыстудырады, есебіне булардың алдын алу үшін түбегейлі жаңа қорғаныс қажет етеді. Шамадан тыс физикалық проблемалар орнына, оператордың жұмс орнында қателесуіне әкеліп соғатын жүйкелік-психологиялық ауыртпасы пайда болады. Өнеркәсіп қауіптің массасына байланысты және атмосфераға шығаратын қауіпті заттар шығынына байланысты екінші категориялы болады.

Энергоцехта электр тогымен жарақаттану қаупі бар және шаң, металдық жоңқалар бөліну байқалады. Басқа цехтарда өздерінің зиянды бөлінулері болады. Зиянды заттар бөлінудің алдын алу үшін келесі шаралар жүргізіледі: құрал жабдықтардың санитарлық қауіпсізлігін, өндірістік және көмекші бөлмелер, электр тогымен ұру ықтималдылығын минимумға келтіру, бөлемнің жақсы желдеткіш жүйесін қамтамасыз ету, жұмыс орнын қажетті жарықтандыру, көптеген станоктардан таралатын діріл мен шудың деңгейін азайту, өндірісте болатын жарақаттар салдарымен күресу, нұсқаулар мен ҚТ үйрену және өнеркәсіптік гигиенаны санитарлық қауіпсізлігін қамтамасыз ету.

*Шу.* Шудың салдары болып токарлық-сатнок кесу, ұру және радилды-бұрғылау станоктары, токарлы жартылай автоматты, прессстер және желдеткішті механикалық станоктар табылады. Энергоцехте электроприемниктердің көп бөлігі 10дБ және одан да жоғары дыбыстық қысым деңгейде болады.

*Діріл.* Дірілдің салдары болып энергоцехта кейбір станок түрлері бар, атап айтқанда бұрғылау және үйкеу станоктары. Сонымен қатар цех бойынша жүретін кран да діріл шоғыры болып табылады.

*Жарықтандыру.* Энергоцехта жарықтандыру жүйесі әртүрлі, себебі кейбір станоктардағы жұмыстар көп жарыө өажет етеді. Сонымен қатар цехта жұмыстқ, апаттық, эвакуациялық 56 жарықтандыру қарастырылған.

### 3.3 Ауа сапасын арттыру. Вентиляция жүйесі

Желдетудің мақсаты өндірістік нысандарда бекітілген метрологиялық жағдайлар мен ауа тазалығын қамтамасыз ету болып табылады.

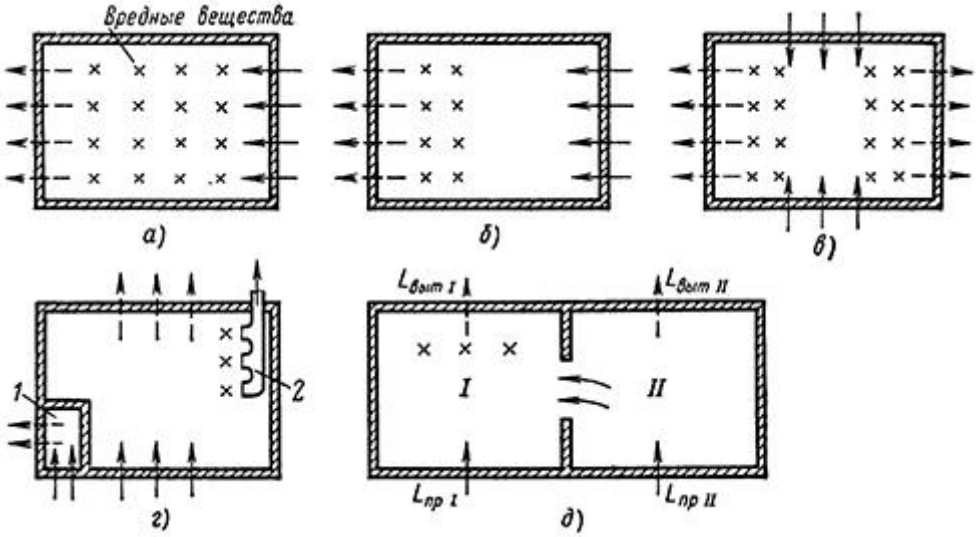
Ластанған немесе қыздырылған ауаны бөлмеден шығарып оған таза ауаны ендіру арқылы желдету жүзеге асырылады.

Ауа қозғалысы бойыша желдету табиғи және механикалық болып бөлінеді. Әртүрлі жағдайларда табиғи мен механикалық желдетудің біріккен түрлері де болады (аралас желдету).

Желдету жүйесінің қызмет етуіне байланысты – бөлмеден ауаны жіберу үшін (ағын) немесе шығаруды (сорып шығаруды), немесе екеуінеде бір уақытта болғанды ағындық немесе ағындық сорып шығару деп атайды.

Желдетудің жұмыс істеу жеріне байланысты жалпы алмасу және жергілікті болып бөлінеді.

Жалпы алмасу желдетуінің жумыс ісиеу принципі бөлінетін зиянды заттарды таза ауаның шекті рұқсат етілген концентрациясына немесе температурасына дейін араластыру болып табылады. Желдетудің бұл жүйесі зиянды заттар бірқалыпты таралғанда жиі қолданылады. Бұндай желдетуде керекті қоршаған ортаның параметрлерін оның барлық көлемінде сақтап тұруға көмектеседі [сурет. 2, а].




а, б, в — жалпы алмасу; г — жалпы алмасу және жергілікті; д — ауа алмасуды ұйымдастыру: 1 — бақылау бөлмесі; 2 — жергілікті сорғыштар.

5.1 сурет - Желдету жүйесіж

Егерде бөлме көлемі өте үлкен болған жағдайда ал ондағы адамдар саны аз және олардың орналасуы тұрақты болса бөлменің барлығын сауықтырудың қажеті жоқ (экономикалық жағынан қарағанда), тек бөлменің адамдар шоғырланған жерлерін ғана сауықтырумен шектелсек жеткілікті. Мұндай желдетудің мысалдары болып ағындық сорып шығаруы (сурет 6.1, г) қолданылатын бақылау кабинкалары, басқарылатын метал прокат цехтары, ыстық цехтардағы орындар және т.б.

Зиянды заттарды бөлмеге таралмай тұрып олардың бөлінетін желерінен ұстап алатын болсақ ауа алмасуды қысқартуға болады. Осындай мақсатпен зиянды заттар бөлінетін технологиялық қондырғыларға арнайы ластанған ауаны сорып алатын құрылғылар орнатады. Мұндай желдету жергілікті немесе оқшаулағыш (сурет 6.1, г) деп аталады.

Жалпы алмасу желдетуін жергіліктімен салыстырғанда уйымдастыру мен пайдалануға айтарлықтай аз шығын кетеді.

Кенеттен ауаға зиянды булар мен газдар енетін өндіріс бөлмелерінде төтенше желдету құрылғылары қарастырылған.

Өндірісте жиі аралас желдету қолданылады (жалпы алмасу мен жергілікті, жалпыалмасу мен төтенше желдету және т.с.с.).

Желдетудің тиісді жұмыс істеуі үшін жобалау барысында келесідей техникалық және санитарно – гигиеналық талаптар орындалғаны жөн:

- бөлмедегі ауа ағынының көлемі Lnp сорылатын ауа көлеміне Lвыт сәйкес келуі және олардың арасы 10 – 15% дан аспауы қажет.

- кейбір жағдайларда желдетуді құрастырғанда екі көлемнің біреуі міндетті түрде үлкен болуы қажет. Мысалға екі көршілес бөлеменің желдетуін жобалаған кезде [2, д. суреті]. Біреуінде зиянды заттар бөлінеді (I бөлме), бұл бөлмедегі сору көлемі ағын көлемінен көп етіп жасайды, яғни Lвытт > LnpI. Осының арқасында бұл бөлмеде кішігірім ауа сейіледі де II бөлмедегі кішкене артық қысымдағы Lвытт < LnpI зиян емес ауа I бөлмеге сорылады, бірақ I бөлмедегі зиянды ауа II бөлмеге өтіп кетуге мүмкіндіге болмайды.

- бөлмедегі ағын және сору жүйелері дұрыс орналастырылуы қажет.

Таза ауаны бөлмеде зиянды заттар бөлінуі минималды болатын жерлерге жіберу қажет, ал зиянда заттар максималды болатын жерлерден сорылу қажет [2, б. суреті ].

Ауаның ағыны жұмыс жасау аумағына берілу қажет, ал сору бөлменің жоғарғы жағынан жасалуы қажет.

1) желдету жүйесі жұмысшыларды салқындатпау немесе қыздырмау керек.

2) желдету жүйесі жұмыс орнында шудың бекітілген шекті мәндерінен аспауы керек.

3) желдету жүйесі өрке және жарылысқа қауіпті болуы, құрылысы қарапайым, эксплуотациясы берік және экономды болуы қажет.

*Түсті металды қалыптау цехының вентиляция жүйесінің есептелуі келесі тізбек бойынша жүргізіледі.*

Цехта немесе бөлмеде ауа алмасу жүйесімен өңделетін және енгізілетін сыртқы ауа саны жылу мен суықтың шығынына үлкен әсер етеді. Сондықтан мүмкін болатын жерде энергияны үнемдеу үшін сырт ауаның өңделу санын азайтуға тырысу қажет. Сырттан келетін ауаның ең аз қажет саны 1 адамға берілетін санитарлық норма бойынша келетін саннан кем болмауы керек және ол шығарылатын ауа санына және бөлмедегі басы артық қысымға сай келуі дұрыс болады.

Цехтағы немесе бөлмедегі ауаны бөліктеп немесе толық алмастыру ауа алмастыру деп аталады. Жалпы қарастырып отырған жобадағы зауытта 13 цех бар, солардың ішінде түсті металды қалыптау цехының ауа алмасуына есеп жүргіземін. Цехта жылудың артық мөлшері болады.

Артық жылу цехта бөлінетін ($Q_{бөл}$) және цехта шығатын ($Q_{шығ}$) жылумен анықталады:

$$Q_{арт}=Q_{бөл}+Q_{шығ},$$

мұндағы

$$Q_{бөл}=Q_1+Q_2+Q_3+Q_4,$$

Жылудың негізгі көздері:
$Q_1$ – технологиялық жабдықтан шыққан жылу.

$$Q_1 = \Psi_1 \Psi_2 \Psi_3 N_{ном};$$

$$Q_1 = 0,8 \cdot 0,6 \cdot 0,7 \cdot 602,7 = 202,5 \text{ кВт},$$

мұнда, $\Psi_1$ – кедергі реттеудің номиналды қуатын арттырғанда есептелетін, қуатты қолданудың коэффициенті ($\Psi=0,7 \div 0,9$);

$\Psi_2$ – жүктеменің коэффициенті, яғни қуатты орташа қолдану көлемінің максималды қажеттікке қатынасы ($\Psi_2=0,5 \div 0,8$);

$\Psi_3$ – кедергінің біруақытта жұмыс істеу коэффициенті ($\Psi_3=0,5 \div 1$);

$N_{ном}$. кедергіні реттеудің номиналды қуаты $N_{ном}=907,2$ кВт;

$Q_2$ – адамдардан бөлінетін жылу.

$$Q_2=n \cdot q_{адам};$$

$$Q_2=8 \cdot 110=880 \text{Вт}.$$

мұндағы n – жұмысшылардың саны, n=8 адам;

$q_{адам}$ – бір адамдан жылу шығыны (80 – 116Вт), $q_{адам}$ =100Вт деп аламыз.

$Q_3$ – терезенің ойықтарынан кіретін күн радиациясы әкелетін жылу

$$Q_{3=}F_0 \cdot m \cdot K \cdot q;$$

$$Q_3 = 3 \cdot 10 \cdot 0,6 \cdot 224 = 4032 \text{Вт},$$

мұнда $F_o$ – бір терезенің ауданы;

$F_0=2 \cdot 1,5=3 м^2$

m – терезелердің саны;

$q_c$ – терезенің $1 м^2$ кіретін жылу.

Бір қабатты терезе мен яғни қапсырмалы және қабатты терезелерге К=0,6 деген түзету коэффициенті енгізіледі.Онда:

Қыс кезінде күн радиациясы кіретін жылу нөлге тең.

$Q_4$- жарық көзінен бөлінетін жылу:

$$Q_4 = \varphi . N_{жар};$$

$$Q_4 = 0{,}8 \cdot 17{,}34 = 13{,}87 \text{ кВт.}$$

Цехтағы жарықтың қуаты, $N_{жар}$ =17,34 кВт.

Цехқа түсетін артық жылу:

Жазда:

$$Q_{арт.ж} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 202{,}5 + 0{,}88 + 4{,}032 + 13{,}87 = 221{,}282 \text{ кВт;}$$

Қыста $Q_{арт.ж} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 202{,}5 + 0{,}88 + 0 + 13{,}87 = 217{,}25$ кВт.

Толық жылуды кеміту үшін цехқа енгізілетін ауаның мөлшері төмендегідей өрнекпен анықталады:

$$L_T = \frac{Q}{C(t_{бол} - t_к)y_{бол}} \left[м^3 / ч\right],$$

мұнда,Q – мекемедегі артық жылу, кВ;

С – құрғақ ауадағы жылудың көлемі, анықтамалық көлемі С=0,278 кДж (кг-°К);

$t_{бөл}$~ бөлінетін ауаның температурасы, °С;

$t_к$ – кіретін ауаның температурасы,°С ;

$y_{бөл}$~ температурадағы тәуелді анықталатын бөлінген ауаның тығыздығы (кг/м$^3$).

Цехтан шығатын ауаның температурасы эмпирикалық өрнекпен анықталады:

$$t_{бөл} = t_{жк} \cdot К(H - h),$$

мұнда, $t_{жк}$- аэрациясының жұмысы кезіндегі аймағының ауа температурасы(ауаны желдету 4,5 биіктікте – 30$^o$С)

К - цехтың биіктігі мен өсетін температурасының коэффициенті;

Н- тігіннен қарағанда еденнен фрамугтың орташа дейінгі ара қашықтығы, м;

h - жұмыс аймағының биіктігі, м;

Цехтың температурасын 30°С деп қабылдаймыз.

Жаз мезгілінде сыртқы ауаның температурасы 20°С тең деп аламыз, ал қыс мезгілінде -20°С анықтама бойынша берілетін ауаның тығыздығы 1,185 кг/м$^3$ және 1,205 кг/м$^3$ құрайды.

Артық жылуды кеміту ушін цехқа қажет ауаның мөлшері:

$$L_T = \frac{221282}{0{,}278 \cdot (30-20) \cdot 1{,}185} = 67171 м^3 / саг;$$

$$L_T = \frac{217250}{0{,}278 \cdot (30-(-20)) \cdot 1{,}205} = 12970 м^3 / саг,$$

Ауаның алмасу мерзімі төмендей өрнекпен анықталады

$$K = L_T / V,$$

мұнда, V – мекеме көлемі, м$^2$;

Цехтың ұзындығы 50 м, ені 24 м, биіктігі 4,5 м болғандықтан, цехтың көлемі 50·24·4,5=5400 м$^3$.

Одан шығады, жазда:$К_л$=67171/5400=12,43 (сағ) .

Қыста: $К_л$=12970/5400=2,4 (1сағ).

Вентиляцияны есептегенде кондиционерлер санын мына формуламен анықталады:

$$n=L_{норм}/L_q,$$

мұнда, $L_q$ –кондиционердің өнімділігі.

СР 30 үшін, вентиляцияны қамтамасыз ету шартынан:

$$n = L_{норм} /L_q = 12970/3520 \approx 4 дана.$$

Вентиляция мен кондиционерлеуді 5400 м$^3$ есептелінген кондиционерді қолданамыз. Қажетті саны – төрт дана.

### 3.4 Адам денесі арқылы өтетін ток есебі және электржабдықтардың апат жағдайындағы жанасу

Өндірісте қызмет ететін барлық адамдар үшін электр қондырғылары үнемі қауіп көзі болып табылады және ол адам органдары құрылғылардағы электр кернеуін белгілі бір қашықтықта сезе алмайды. Электр жарақаттары статистикасы олардың санының көп емес екендігін көрсетеді, ол өндірісте алатын жарақаттың жалпы үлес салмағының 0,5 – 1%-ын құрайды. Бірақ өліммен аяқталатын бақытсыз жағдайлардың себебінің арасында электр тогымен жарақаттанудың үлес салмағы 20-40 %- ды құрайды. Көптеген бақытсыз жағдайлар 127 ден 380 В дейінгі кернеуге арналған кең көлемде қолданылатын электр қондырғыларымен жұмыс істегенде болады.

Адам денесі арқылы өткен кезде электр тогы оған ауыр әсер етеді, ол әсер жылулық (жұмсақ тканьдер мен биологиялық орта ), электролитикалық (қан мен плазманың бөлінуі) және биологиялық (нерв талшықтары мен ағзаның басқа органдарының тітіркенуі) әсерлердің жиынтығы болып саналады.Әсіресе тек тірі ағзаларға тән биологиялық әсер өте күрделі болады. Осы әсерлердің кез- келгені электр жарақатына әкеліп соқтыруы мүмкін, ол

денеміз ағзаның токтың әсерінен немесе электр доғасының әсерінензаладануы. Жергілікті электр жарақаттары және электр соққылары болып бөлінеді. Бақытсыз жағдайлардың 55%-на жуығында екеуінің де сипаттамасы кездеседі.

Жергілікті электрмен жарақаттануға электрмен күю (электр тогының жылулық әсерінің нәтижесі); электр белгісі (токтың әсерінен терінің жарақаттануы), металдық элкектр доғасының балқыған бөліктерімен күюі, электрофтальмия (электр доғасының ульракүлгін сәулелерінің әсерінен көздің сыртқы қабықшаларының қабынуы); механикалық жарақаттану (терінің жыртылуы, сүйектің шығуы, сүйектің сынуы). Олар токтың әсерінен бұлшық еттердің еріксіз жиырылуы нәтижесінде пайда болады.

Электр соққысы адам ағзасының өте қауіпті зақымдануына жатады. Ол дененің тірі тканьдерінің электр тогымен жарақаттануы және бұлшық еттердің жиырылуы нәтижесінде болады. Электр соққылары пайда болатын салдарына қарай төрт деңгейге бөлінеді. 1- естен айрылмай бұлшық еттердің тартылып қалуы; 2- естен айрылып бұлшық еттердің тартылуы, бірақ демалысы сақталып, жүрегі жұмыс істеп тұрады; 3- естен айрылу және жүрек қызметінің бұзылуы немесе тыныс алудың ауырлауы (немесе екеуі де бірге); 4- клиникалық өлім түрінде;

Электр тогымен жарақаттанудың ауырлығы көптеген факторларға байланысты: ток күшінің мәні, адам денесінің электр кернеуі және ол арқылы өткен токтың ұзақтығы, токтың жиілігі, адамның жеке бас ерекшелігі және қоршаған орта жағдайы.

Әсіресе негізгі фактор болып токтың күші саналады. Адамға электр тогының әсерін сипаттау үшін негізгі болып үш критери алынады:

Адам денесі арқылы өтетін ток; бұлшық еттердің тартылып жирылуын туғызатын токтың ең төменгі мәні және фибрилляциялы ток. Фибрилляция дегеніміз жүрек бұлшық еттерінің әр уақытта жиырылуын туғызып оның қызметін тоқтата алатын токты айтады.

Жарақаттану деңгейіне адам денесінің кедергісі де көп әсер етеді. Әсіресе терінің 0,2 мм ең сыртқы беті көп кедергі жасай алады, ол өлі мүйізденген жасушалардан тұрады. Әртүрлі электрожарақаттарды зерттегенде адамның денесінің кедергісі 1 кОм – ға тең деп алынады.

Сонымен қатар жарақаттанудың дәрежесіне адам денесінен токтың өту уақытының ұзақтығы да әсер етеді, уақыт өткен сайын адам терісінің қарсыласуы шұғыл төмендейді. Басқа жағымсыз жағдайлар болып жүрек жұмысының нашарлауына әкеліп соқтырады.

Адам денесі арқылы өтетін токтың жолы да аса маңызды болып саналады. Әсіресе қауіптісі адамның өмірлік маңызы бар органдары – жүрек, өкпе, миы арқылы өтетін ток.

Жарақаттану дәрежесі сонымен бірге токтың жиілігіне байланысты болып келеді. 20 дан 1000 герцке дейінгі айнымалы ток ең қауіпті болып есептелінеді. Айнымалы ток тұрақты токтан қауіпті, бірақ бұл 250 ден жоғары кернеулерге тән. Үлкен кернеулерде тұрақты ток та аса қауіпті.

Адамдардың жеке бас ерекшеліктері және қоршаған орта жағдайы да жарақаттану деңгейіне әсер етеді. Адамдардың кейбір аурулары (тері аурулары, жүрек- қан тамыр жүйесінің, өкпенің нерв аурулары) оны электр тогының әсеріне әлсіз етеді. Сондықтан электр қондырғыларымен жұмыс істеу үшін арнайы дәрігерлік тексеруден өткен маман ғана жіберіледі.

Адамдарды электр тогымен жарақаттанудан қорғау тәсілдері мен әдістерін дұрыс жобалау үшін адам денесі арқылы өтетін токтың мүмкін деңгейі мен токтың мәнін, жанасу кернеуінің деңгейін білу қажет.

Жанасу кернеуі деп ток тізбегінің екі нүктесінің арасындағы кернеуді атайды (ГОСТ 12.1.009-76). Жанасу кернеуінің мүмкін деңгейі ГОСТ

12.1.038-82 бойынша қабылданған.

Адам денесі арқылы электр қондырғының әдеттегі жағдайында өтетін жанасу кернеуі U жанасу мен ток күші I мына төмендегі мәннен аспау керек.

5.1 кесте Электр қондырғыларының әдеттегі жағдайында жанасу кернеуі мен ток күшінің мәні.

| Ток түрі | Uжанасу В,аспауы керек | I,мА , аспауы керек |
|---|---|---|
| Айнымалы, 50Гц | 2 | 0,3 |
| Айнымалы, 400Гц | 3 | 0,4 |
| Тұрақты | 8 | 1 |

Ескерту:

1. Жанасу кернеуі мен ток тәулігіне 10 минуттан артық әсер етпеуі керек және сезіну реакциясына қарай жасалынған.

2. Жұмысты жоғары температура жағдайында және жоғарғы ылғалдылықта қатыстық ылғалдылық 75% дан көп емес, жұмыс істейтін адамдар үшін жанасу кернеуі мен ток 3 есе аз болуы керек.

ГОСТ12.1.038-82 та жанасу кернеуі мен токтың мүмкін деңгейлері өндірістік электр қондырғылары үшін 100 В дейінге кернеу үшін терең жерге көмілген немесе бейтараптамен бөлінген және 1000 В тан жоғары жеке бейтараптамамен қарастырылған.

Апаттық режим электр қондырғыларының ақауы бар екендігін көрсетеді және ол қызметшілерді электр тогымен жарақаттанатын қауіпті жағдайларға алып келуі мүмкін. Стандарт бойынша қабылданған мүмкін деңгейлері токтың әсер ету ұзақтығына байланысты.

Адам денесі арқылы өтетін ток күшінің мүмкін деңгейлері, егер 1с артық әсер етсе, айнымалы және тұрақты токқа сәйкес келеді. Мұндай нүктелер (6 мА 50 Гц жиілігі бар айнымалы ток үшін және 15 мА тұрақты ток үшін) адамның өзінің босануына жағдай жасайды. Оларды мүмкін деңгей деп санауға болады. Егер қауіпті тереңдететін қосымша жағдайлар жоқ болса . Мысалы, адам биіктікте немесе құрылғылардың қозғалатын немесе айналып тұрған бөлшектеріне жақын жерде жұмыс істесе, онда шұғыл қозғалыстары оны жарақаттануға әкеліп соқтыруы мүмкін.

Адам денесіне тиген жоғары кернеу U жанасу оның толық қарсыласуын 10 есе азайтады.

Адам денесі арқылы өтетін токтың $I_h$, мА үш фазалы төрт сымды 220В кернеуі бар электр желісіне жанасуы кезіндегі токтың мәнін есептеп шығару үшін мына формуланы (П.А.Долин) қолданамыз:

$$I_h=U_ф(r_{зм} + r_0 \cdot 3/r_{зм} \cdot r_0 + R_h(r_{зм}+r_0)),$$

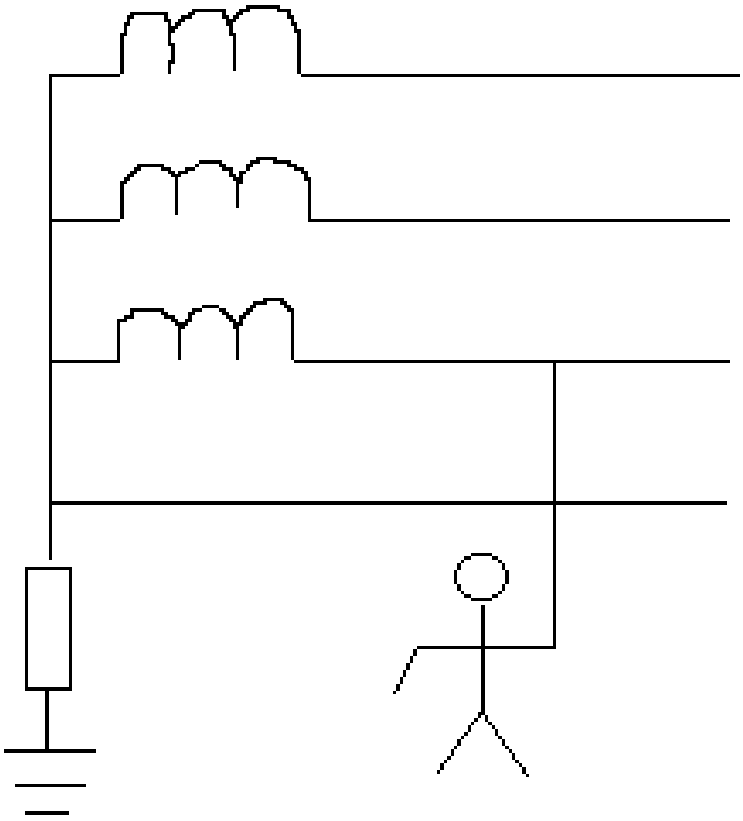
мұндағы $I_h$- ток күші, мА;

$U_ф$- фазалық кернеу, В;

$r_{зм}$- сымның жерге тұйықталу кедергісі, Ом;

$r_0$- жерлендірілген бейтараптаманың кедергісі, Ом;

$R_h$- адам денесінің кедергісі, Ом.



5.2 сурет - Адамның үш фазалық төрт сымды жерлендірілген бейтараптамасы бар апат жағдайындағы желіге жанасу, торап сызбасы

Адам үш фазалы төрт сымды 220 В кернеулі апат жағдайындағы электр желісіне жанасу кезінде денесі арқылы өтетін токтың мөлшерін есептейміз. Екінші фазалық сым жерге $r_{зм}$=50 Ом; $r_0$=4 Ом; $R_h$=1000Ом.

$$I=220+ (50+43/50*4+1000(50+4))=23,2 \text{ мА}.$$

Адам денесі арқылы өтетін және электр құрылғылардың апат жағдайындағы ток 23,2 мА ға тең.

### 3.5 Нөлдік сымға қосу есебі

1 кВ дейінгі кернеуі бар жерлендірілген бейтараптамасы бар электр қондырғыларында адамдарды электр тогымен жарақаттанудан сенімді қорғау үшін нольдік сымға қосу қолданылады.Ол корпусында ақаулық болған кезде желі бөлігінің автоматты түрде ажыратылуын қамтамасыз етеді. Нольдеу деп электр құрылғылардың металл бөліктерін терең жерлендірілген нольдік сымы бар трансформатордың немесе генератордың үш фазалы ток желісінде, терең жерлендірілген бір фазалы ток көзінде, терең жерлендірілген орта нүктесімен тұрақты ток желілерінде кернеуге тап келуі мүмкін жағдайларында арнайы қосуды атайды.

Нольдеу есебі мынадай шарттарды анықтайды: Ол кезде токтан қорғанудың тез қамтамасыз етілуі және зақымдалған қондырғының желіден ажыратылуы. Нольдік сымның кедергісі фазалық кедергіден 2 еседен артық болмаса, токтан қорғану ылғи да іске асады. Бұл арада реактивті кедергісі бар ауалық желілік электр жабдықтауды ескеру керек.

Апатты телімі сенімді түрде ажырату үшін, қысқа тұйықталған тізбектегі ток қорғау қондырғысындағы токтан көп болуы керек, Iкз*кIн,

Мұндағы k- коэффициент, балқымалы мақтандырғыш арқылы қорғану кезінде k > 3, 100 А k=T,4, кезінде автоматты ажыратқыш жағдайында, басқа автоматты қорғану үшін k=1,25.

Бірфазалы КЗ Iкз тогы фаза тұйықталған кезде желінің фазалық кернеуінің U қысқа тұйықталған тізбектің толық кедергісіне қатынасына тең болады. Ол трансформатор фазасының толық кедергілерінен, 7ф фазалық сымнан, “фаза-нуль”сыртқы индуктивті кедергісінен тұрады.

$$Iк.з= U/Zк.з=U/(Zт/3+Zф+Zн+JXв).$$

Қысқа тұйықталған тізбектің кедергісі паралель тармақпен шунтталады. Ол трансформатор орамасының R0 бірінен соң бірі жалғастырылған бейтараптамасының жерлендіру кедергісінен және нольдік сымның Rп қайта жерлендіруінен тұрады. Бұл жерлендірулердің кедергісінің мөлшері қысқа тұйықталған тізбек кедергісінен көп болғандықтан, жерлендіру арқылы пайда болған тармақты есептемеуге де болады.

Нөлдік және фазалық сымдардың толық кедергілерін мына түрде көруге болады:

$$Zф=Kф+JXф \text{ И } Zн=Rн+JXн,$$

мұндағы: Rф, Rн – белсенді, ал Хф, Хн – ішкі индуктивті кедергілер, Ом, олар фазалық және нольдік сымға сәйкес. Кз токтың абсолютті мәні:

$$Iкз =U/(Zi/3+(Rф+Rн)+(Xф+Xн+Xв)^2)$$

Осылай Кз токтың жуық мәнін анықтауға болады. Себебі трансформатордың толық кедергісінің модулі және «фаза-ноль» тізбегі арифметикалық жолмен есептеледі.

«Фаза-ноль» контурының сыртқы индуктивті кедергісі Хв бірдей диаметрлі d (м) дөңгелек қимасы бар екі сымды желінің индуктивті кедергісі ретінде анықталады, олардың арасында орналастырылған, D(M) ара қашықтықта.

Нольдеу есебін жүргіземіз:

Тіреу электр энергиясын трансформатордан алады.

6/0,4 кВ қуаты Р=400 кВ*А, трансорматордан энергияны қолдану орнына дейінгі ара қашықтық L= 127 м.

Энергияны қолданушылар балқымалы қыстырғылармен қорғанады. Фазалық сымдар ретінде мыс талсымды кабель пайдаланылады.

Диаметрі d=3,56 мм, қимасы S=10мм², нольдік сым болат шинадан қимасы Sст=20 х 4мм² және кабельден L=56 см қашықтыққа орналастырылған.

Ең алдымен нольдік жүйені ажырату бейімділігіне тексеру керек:

- күтілетін ток

$$Iкз\ 3\ Iном;\ Рн=3\ Uл\ Iл=3\ U0\ Iномн,$$

- номиналды ток

$$Iном=Рн/3Uф=27*10^3/3*220=35,6\ А=40\ А$$

күтілетін ток КЗ Iкз*3*40=120 А.

12.2 кестеден анықтаймыз: Zт=0,0906 Ом.Фазалық сымдар кедергісі Rф- pL/Sф=0,018*127/10=0,275 Ом; Хф=0. Егер нольдік сым мыстан жасалған болса, оның кедегісі Rн=2Rф Ом; Хн=0. Егер нольдік сым болат шинадан болса, онда нольдік сымдағы КЗ токтың тығыздығын анықтау керек:

$$i=Iкз/Sнст=120/80=1,4\ А/мм².$$

Осы токтың тығыздығы бойынша 12.4 таблицасынан табамыз R=3,25 Ом/км және: Х=2,11 Ом/км,

$$Rн=3,25*0,15=0,53\ Ом;$$

$$Хн=2Д1*0,15=0,32\ Ом;$$

$$Хв/L=0,1256\ In\ 2D/d = 0,1256\ In\ (2500/3,56)=0,1256\ In\ 280 = 0,66\ Ом/км;$$

$$Хв=0,66*0,127=0,099\ Ом.$$

«Фаза-нөл» тізбегінің толық кедергісі:

$$Z_{кз}=Z_0+Z_н+JZ_н=(R_ф+R_н)j*;$$

$(X_ф+X_н+X_в)=0,27+0,53)+j(0+0,32+0,099)=0,42+j0,41;$

«Фаза-нөл» тізбегінің толық кедергісінің модулі:

$$Z= (R_ф+R_н)^2+(X_ф+X_н+X_в)^2= (0,42)^2+(0,419)^2= 1,39 \text{ Ом}.$$

Нақты мәндегі ток

$$КЗ\ I_{кз}=U_ф/(Z_т/3+Z_{кз})=220/(0,0906/3+1,39)=138,7 \text{ А}.$$

Сонымен токтан үлкен К $ЗI_{к.з} > 3\ I_{ном}$ (138,7А > 120А).

## 4. Экономикалық бөлім

### 4.1 Резюме

Бұл жұмыста мен 2000 МВт КЭС құрылымдық жобалауды қарастырамын. Қарастырылып отырылған КЭС 2000 МВт қуатты өндіреді, алты турбогенератор 500 МВт қуаттан. КЭС салыну мақсаты Қазақстан Республикасынын орталық аймағының қарқынды өсу барысында электр энергиясының тапшылығын алдын алу болып табылады.

Мен жобалап жатқан КЭС Павлодар облысында орналасқан, жәнеде осы тарапта мен мекемемнің орналасу ережелерін осы аймаққа байланыстырып қарастырамын.

Бұл жобаға салынған қаржы салымы 204 млрд. теңгені құрайды. Жалпы шығыным 93409,44 млн. теңге.

Жобаланып жатқан КЭС жасалынатын есептеулер барысында анықталғандай, 11 жылда ақталады.

### 4.2 Электрэнергиясын тұтыну

Энергия графигімен жұмыс істеуге салынған және қазіргі уақытта істеп тұрған КЭС-ның анықталған электр қуаты 6700 МВт-ты құрайды (барлық электр станциялардың қуатынан 38 %)

Содан елдің 48 %-дай электр тұтынылуы жабылады.

Қазақстанның солтүстік аймағында өнеркәсіптік өндіріс пен облыс халқының көбеюіне айқын бет алыс күтілетінін байқаймыз.

Электр энергиясымен жабдықтау жүйелерінің ең негізгі элементтері болып табылатын Қазақстандық энергетикалық жүйелері мен тораптары ескірген жабдықтармен қолданылған, ескірген технологиялармен орындалған, орнатқанда және пайдаланғанға жұмысы көп. Сондықтан қазіргі уақытта олар өздерінің негізінлде рационалды жүйесінде ең сенімсіз буын болды.

Қазақстан Республикасының нарықтық экономика ұстанымына ауысуы

электр энергиясының келешектегі даму ырғағын өзгерту қажеттілігімен түсіндіріледі. Өнеркәсіптегі құрылыстық өзгерістер, тұрғын үй құрылысындағы жаңа бағыттар, органикалық отынның бағасының тез өзгеруі, экологиялық қауіпсіздігі мен жылу сапасы өсіп келе жатқан талаптар энергия өндіретін серіктестіктерден басқаруда жаңа жақындауларды талап етеді. Жобаланатын КЭС-ның меншікті пішіні.

Қазіргі кезде Республикадан көптеген энергия өндіретін серіктестіктер жеке меншікте. Ең ірілері мемлекет меншігінде қалады, бірақ олардың бір бөлігі көп мезгілде Республикадағы ұсақ жұмысқа емес, уақытша пайдалануды көздеген жеке шет ел инвесторлары (қаржы салушылар) басқаруында.

Қаржыландыру көзі болып жеке инвесторлар табылады. Бірақ мемлекет электр энергия болып табылатын стратегиялық өнімді бақылап отыруы қажет. Сондықтан жаңа станциялар құрылысы болашақта шет ел капиталы қатысуымен бірлескен кәсіптер қорында жасалады. Сонымен қатар Қазақстан бизнесмендерінің қаржы салуы да жоққа шығырылмайды.

КЭС-ның технологиялық және техникалық режімдер өзара байланысты. Тарифті тағайындау станциялардың паралеллді жұмыс істеу шарттарында жасылынған. Жабдықтарды ұзақ мерзім қолдану себебінен олар ескіреді, физикалық жағынан тозған (62%), істен шығу коэффициенті қазіргі жағдайда 0,9% құрайды. Станциялар өндіретін электрэнергия бағасы жоғары, сырттан тасымалданатын электрэнергияға қарағанда.

Еліміздің Солтүстік аймағында ішкі қажеттіліктің жобалануы: 2015 жылы – 13,5 млрд.кВтсағ; 2020 жылы – 18,3 млрд.кВтсағ; 2025 жылы – 22,0 млрд.кВтсағ; 2030 жылы – 27,0 млрд.кВтсағ;

Электр энергиясын көп мөлшерде тұтынудың басты себебі Қазақстан аймақтарының индустриалануы және өнеркәсіптің дамуы.

Жаңа 2000 МВт КЭС-ын жобалағанда қала экологиясын жақсарту үшін комплексті шаралар қарастырылады, атмосфераға зиянды заттар шығаруды азайтуға қазіргі заманға жабдықтар қолданылады.

Нысанның жалақысы өндірістік әрекетінде өндірілген электроэнергия сатудан, қалыптасқан электроэнергия тарифінен түседі. Жаңа электр станциясын салудың бәсекелес туғызу нәтижелерін бағалауда қалыптасқан бағалар және тарифтер ескеріледі. Әйтседе, толық тариф құны алынбайды, тек құрамындағы энергияны өндіруші кәсіпорынды ескере тарифтің белгілі бір пайызы ғана ескеріледі.

ЭМАЭС-1,2, ЕЭК негізгі тарифы 3,5тг ал 2015 жылға шекті тарифы 8,8 тг

АлЭС негізгі тарифы 4,38тг ал 2015 жылға шекті тарифы 8,6 тг

Қарағанды МАЭС-2, Павлодар ЖЭО-2, Балхаш, Жезқазған ЖЭО 3,25тг ал 2015 жылға шекті тарифы 6,0 тг

### 4.3 Станция салуға кететін ақша құйылымдарын анықтау

4.1 кесте - Электр станцияларының негізгі өндірістік қорларының құнын анықтау

| | |
|---|---|
| Электрстанцияның түрі | КЭС |
| Орнатылған қуат, МВт | 2000 |
| Агрегат саны | 4х500 |
| Қаржы құю, млн. Тенге | 200000 |

Айналым қаржының есепке алғанда энерго бірлестіктердің негізгі өндірістік қоры

$$K=1.02\sum K_{CT},$$

$$K=1,02\cdot 200000=204000 \text{ млн.тенге}$$

мұндағы $K_{CT}$ - электрлік станцияға қаржы құю;

Өнімнің өзіндік құны дегеніміз, ақшалай түрде болатын кәсіпкерліктің өндіріске шығындалған қаржыларының негізгі және айналым орнын толтыратын шығындар мен қажетті өнім шығаратын адамдар еңбегіне ақы төлеу, қоғамға қажетті өндіріс шығындары мен өнімнің сатылуының бір бөлігі. Өзіндік құны өндіріс шығынының өлшеуіші ғана емес, сонымен олардың реттеуіші. Онда еңбек өнімділігі деңгейі; негізгі қорларды пайдалану деңгейі; жабдықтар, шикізаттар, отын шығындары үнемділігі; өндірісті пайдалану және ұйымдастыру сапасы кешенді түрде көрсетіледі. Өзіндік құнды азайту қоғамдық өндірістің нәтижелілігін көбейтудің негізі және өндірістің пайдасы мен тиімділігін арттырудың бірден бір жолы.

Жобаланып отырған КЭС-да он екі қазандық орнатылған. Әр қазандықта үш-үштен көмір ұнтақтағыш бар, оның екеуі жұмыс істеп, біреуі резервте тұрады. Қазандықтар жалпы электрэнергиясын арналған.

Өндірілетін электр энергияның өзіндік құнын есептегенде 1т көмір 8000 тг екенін есепке аламыз. Күніне әр қазанда шамамен 2800 тонна көмір жағылады. Жылына шамамен 1022 мың. тонна көмір жағылады деп есепке аламыз.

### 4.4 Электр энергиясының шығындарына байланысты ұстанымдарды анықтау.

Энергия өндіретін ұйымдарда жылдық ұстанымдар: отынға кететін шығындардарды ескеретін, жалақы, негізгі қорлардың амортизациясы, жөндеу, қоғамдық және т.б. керек жарақтардың қосындысы деп қарастырамыз.

$$И_{СТ} = \sum (И_Т + И_{ЗП} + И_А + И_{ТР} + И_{ОС.Т} + И_{С.Н}). \qquad (4.2)$$

мұндағы $И_Т$ -отынға кеткен ұстанымдар, мың теңге/жыл;
$И_{ЗП}$-жалақыға кеткен ұстанымдар, мың теңге/жыл;
$И_А$-аматризация ұстанымдар, мың теңге/жыл;
$И_{ТР}$ -жөндеуге кеткен ұстанымдар, мың теңге/жыл;
$И_{ОСТ}$ - қоғамдық және т.б. ұстанымдар, мың теңге/жыл;
$И_{СН}$ -өзіндік ұстанымдар, мың теңге/жыл;

Отынға кеткен ұстанымдар келесі өрнекпен анықталады:

$$И_Т = ц_Т \cdot В^Г$$

мұндағы $ц_Т$ -отын бағасы, теңге $В^Г$ -отынның жылдық шығыны.
$И_Т$ = 8000=1022000=8176=$10^6$ теңге/жыл

Қаржы салулар және негізгі қорлардың амортизациялық шығарылулары $И_а$ млн.теңге шығындық немесе негізгі жабдықтардың, құрылыстар, ғимараттар, қосалқы жабдықтарды жетілдіруі мен жаңартылуына шығарылатын қаржымен анықталады. Ұлттық экономикада тұрақтылық болмағасын және тіпті амортизация процессі туралы бір ауыздық пікір болмағанның қазіргі мезгілде амортизация шығаруға қажетті санды анықтау өте қиын.

$$И_а = \frac{7,9}{100} \cdot К$$

$$И_а = \frac{7,9}{100} \cdot 204000 = 16116\,млн.тенге$$

мұнда di – амортизацияның орта өлшем мөлшері (6,7-7,9) %;
К – негізгі өндірістік қорлар құны, млн.теңге.

КЭС-ның пайдаланатын қызметкерлер табысы $И_т$, млн.тг, ішінде: негізгі жұмысшы қызметкерлер табысын; инженерлі-техникалық жұмысшылар, жөндеуші қызметкерлер, әкімшілік қызметкерлер табысын кіргізеді.

КЭС-ның жұмысшыларының орташа жалақысы 140 мың теңге.

$$И_{та} = n_{шт} \cdot N_у \cdot З_{ср}$$

мұнда $n_{шт}$ – берілген станцияүшін штаттық коэффициент, 1,5;
$N_у$ – электр станцияның орнатылған қуаты;

$З_{ср}$ – өнеркәсіптік өндірістегі қызметкерлердің бір адамның орта жылдық қорының табысы.

$$И_{та} = 1,5 \cdot 2000 \cdot 1680000 = 5040\,млн.тенге$$

$$И_{сн} = (И_{та} - 0,1 \cdot И_{та}) \cdot 0,11 = (5040 - 540) \cdot 0,11 = 4500 \text{ млн. тенге}$$

Ағымдағы жөндеу шығындары $И_{аж}$ млн.теңге, негізгі және қосалқы жабдықтар, құрылыстар, ғимараттар және автопарктің ағымдағы жөндеуінің шығындары

$$И_{аж} = (0,1 - 0,2) \cdot И_{а}$$

$$И_{аж} = 0,1 \cdot 16116 = 1611,6 \text{ млн. тенге}$$

Жалпы станциялық шығындар $И_{ж}$ млн.теңге, өзіне сым тетікке, ұялы байланыс және байланыстың басқа түрлеріне кететін шығындар, есептегіш техниканың қызметі, еңбекті қорғау шығындары, кадрлар дайындау шығындары, құқықтық дәрістік шығындар, банк қызметі, агротехника қызметі, лифтілер, өрт сөндіруші және ведомстволықсыз қорғаныс қызметі, кеңселік және почталық қызметтерді өзіне енгізеді.

$$И_{ж} = (0,47 - 0,94) \cdot (И_{та} + И_{а} + И_{аж} + И_{сн})$$

$$И_{ж} = 0,47 \cdot (35040 + 16116 + 1611,6 + 4500) = 27069,44 \text{ млн. тенге}$$

КЭС бойынша жалпы шығындар:

$$И_{жш} = (8176 + 35040 + 16116 + 1611,6 + 27069,44 + 4500)$$

$$И_{жш} = 93409,44 \text{ млн. тенге}$$

**4.5 Жылдық өндірісті есептеу**

КЭС электр энергиясының жылдық өндірісі:

$$W_В = P_{уст} \cdot h_{уст} \text{ МВт·сағ.} \qquad (4.4)$$

мұндағы $P_{уст}$ -станцияның орнатылған қуаты кВт;

$h_{уст}$ -конденсациялық станцияның орнатылған қуатын пайдалану сағат саны 5000-6000 сағ/ж;

$$W = 2000 \cdot 10^3 \cdot 6000 = 12000 \text{ МВт} \cdot \text{саг}$$

Тұтынушыларға бір жыл ішінде электр энергиясын жіберу.

$$W_{сн} = 0,1W = 0,1 \cdot 12000 = 1200 \text{ МВт саг/жыл}$$

$$W_{отп} = W - W_{сн} = 1200 - 1200 = 11800 \text{ МВт саг/жыл}$$

**4.6 Өзіндік құнды есептеу.**

Бір кВт·сағ өзіндік құны:

$$S = \frac{И_{жш}}{W_{отп}}$$

$$S = \frac{93409,44 \cdot 10^6}{11800 \cdot 10^6} = 7,9 \text{ теңге/кВ т} \cdot \text{сағ},$$

Өзіндік құнымен электрэнергияны сату мына өрнекте көрсетілген:

$$D = W_{отп} \cdot S = \text{теңге/жыл},$$

$$D = 11800 \cdot 10^6 \cdot 7,9 = 93220 \cdot 10^6 \text{ теңге/жыл.}$$

Жобаланатын станция бәсекеге қабілеті болуы үшін, 20% тиімділікті ескере, 6,5 теңге.кВт·сағ тарифын орнатамыз.

$$П = 11800 \cdot 10^6 \cdot 8,9 = 105020 \cdot 10^6 \text{ теңге/жыл}$$

Түскен пайданы есептеу:

$$T_п = П - И_{жш}$$

$$T_п = 105020 \cdot 10^6 - 93409,44 \cdot 10^6 = 11610,56 \cdot 10^6 \text{ теңге/жыл},$$

Салыққа шығынды есептегенде қалатын пайда(салық ұстанымы деп 20%):

$$П^{/} = 0,8 \cdot T_п$$

$$П^{/} = 0,8 \cdot 11610,56 \cdot 10^6 \text{ теңге/жыл},$$

Бірақ өндіріс барысында инвестицияға тек 50% жіберіледі.

$$П^{/} = \frac{9288,45 \cdot 10^6}{2} = 4644,25 \cdot 10^6 \text{ теңге/жыл},$$

**4.7 Жобаның экономикалық көрсеткіштерін есептеу**

NPV – таза құнды анықтау әдісі

Бұл фирманың құндылығы инвестициялық жобаны іске асыру нәтижесінде өсетін инвестицияны талдау әдісі:

1) Кез келген фирма өз құндылығын өсіруге ұмтылады;
2) Әртүрлі уақыттық шығындардың құны әртүрлі.

Ақшаның құндылығы уақыт бойынша да өзгеріп тұрады. Мұның мәні инфляцияда емес, коммерциялық операцияға салынған тенге бір жыл ішінде одан түскен табыс есебінен қомақты сомаға айналуы мүмкін.

Дисконттау – бұл бүгін инвестицияланатын құралдардың болашақ бағасын есептеу процессі немесе ақша құндылығының кері есептеулері, яғни келешекте белгілі соманы алу үшін бүгін оны қандай көлемде инвестициялауды анықтау.

$$PV = \frac{1}{FV \cdot (1+r)^n},$$

мұндағы, PV – құралдардың болашақ қосындысы;
FV – банктің пайыздық ставкасы;
n – жобаны іске асыру уақыты.

NPV – бұл жобаны іске асыру тудыратын ақша салымдарының қосындысымен, оның ағындық құнына дисконтталған және осы жобаны іске асыруға қажетті барлық шығындардың ағындық құндарының дисконтталған қосындысы.

$$NPV = \sum_{t-1}^{n} \frac{CFn}{(1+r)^t} - И_0,$$

$$CF = П - И_a = 9288{,}45 + 16116 = 25404{,}45 \cdot 10^6 \text{ тенге/жыл},$$

Мұндағы $I_o$ – бастапқы салынған құралдар;
CF – қаржы құралдарының түсуі;
r – банктың пайыздық ставкасы;
t – жобаның іске асыру жылдары.

Инвестиция салымының өтелу мерзімі(дисконтированиены ескермегенде):

$$PP = \frac{К}{CF} = \frac{204000}{25404{,}45} = 7{,}9 \text{ года}$$

Пайданың ішкі нормасын есептеу әдісі (IRR). IRR пайданың ішкі әдісі инвестициялау мақсатындағы құралдардың ақталу деңгейін немесе NPV кездегі r нөл мәні. IRR жоба бойынша риск деңгейінің индикаторы қызметінде. IRR фирманың қабылданған тосқауыл коэффициенті қандай үлкен деңгейде басып озады, соншалықты жобаның төзімділігі қоры үлкен және болашақ ақша салымдарын есептегендегі қателіктер аз болады.

4.2 кесте - Кірістің ішкі нормасының көрсеткіші

| Жылдар | CF | R | PV | NPV |
|---|---|---|---|---|
| 0 | -204000,00 | 1,00 | -204000,00 | -204000,000 |
| 1 | 25404,45 | 0,934 | 23727,7 | -180272,3 |
| 2 | 25404,45 | 0,873 | 22178,1 | -158094,2 |
| 3 | 25404,45 | 0,816 | 20730 | -137364,2 |
| 4 | 25404,45 | 0,763 | 19383,6 | -116980,6 |
| 5 | 25404,45 | 0,713 | 18113,4 | -98867,2 |
| 6 | 25404,45 | 0,666 | 16919,4 | -80947,8 |
| 7 | 25404,45 | 0,623 | 15827 | -65120,8 |
| 8 | 25404,45 | 0,582 | 14785,4 | -40335,4 |
| 9 | 25404,45 | 0,582 | 14785,4 | -25550,4 |
| 10 | 25404,45 | 0,582 | 14785,4 | -10764,6 |
| 11 | 25404,45 | 0,582 | 14785,4 | 4020,8 |

Кестеден көріп отырғанымыздай жылдық пайда станцияны жобалағаннан кейін 11-ші жылдан бастап алады.

## Қорытынды

Бұл дипломдық жобада қуаты 2000 МВт блокты КЭС-нің электр сұлбасын өңдеу жұмысы орындалған. Жұмыстың тақырыбына сәйкес КЭС орналасқан генераторлардың турбиналарын Электр станцияның тұтынушыларының графигі тұрғызылды және өзіндік мұқтаждық трансформаторларына таңдау жасап, олардың релелік қорғаныс аппараттары таңдалды. Станциясының электрлік сұлбасында қысқа тұйықталу токтарына есептеу жүргізілді.

Электр-техникалық бөлімінде КЭС сұлбасы және негізгі электрлік жабдықтары таңдалынды, қысқа тұйықталу токтары есептелініп, барлық коммутациялық аппараттар, ток және кернеу трансформаторлары, жинақ шиналары мен ток өткізгіштер, тарату құрылғылары таңдалынды.

Өмір тіршілігінің қауіпсіздігі бөлімінде станциядағы еңбек заттардың ауаға бөліну концентрациясы анықталды. Электр қауіпсіздігі шарасында олардың шектелген рұқсат деңгейімен салыстырылды.

Сенімді және жоғары сапалы негізгі және қосымша қондырғыларды орнату, электр энергиясын өндіру үрдісінің экологиялық тиімді.Техникалық шаралар, орнатылған өртке қарсы комплекс, апатқа қарсы ұйымдастыру шаралары апаттық және төтенше жағдайлар мүмкіндігін азайтады.

Жаңа объектілердің енуі және әлемдік нарық мүмкіндіктерінің өсуі жаңа жұмыс орындары пайда болуы мен Қазақстан Республикасының экономи-касының өсуіне әкеледі.

**Пайдаланылған әдебиеттер тізімі**

1 Леонков А.М., Яковлев Б.В. Тепловые электрические станции. Дипломное проектирование. Под общ. ред. А.М. Леонкова. Мн.,”Вышей. школа”, 1978.

2 Э.А. Сериков. Источники и системы теплоснабжения промышленных предприятий. Методические указания к курсовому проекту. Алма-Ата: АЭИ, 1989.

3 Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – 5-ое изд., перераб. – М.; Энергоиздат. 1982.

4 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987.

5 Ривкин С.А., Александров А.А. Термодинамические свойства воды и водяного пара: Справочник. Рек. Гос. Службой стандартных справочных данных – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984.

6 Теплотехнический справочник. Изд. 2-е, перераб. Под. ред. В.Н. Юренева и П.Д. Лебедева. Т.1. М., “Энергия”, 1975.

7 Г.Х. Хожин. Электр станциялары мен қосалқы станциялар. Оқулық – Алматы: “Ғылым” ғылыми баспа орталығы, 2002.312-б.

8 Г.Х. Хожин. Электрическая часть электростанций. Учебное пособие АЭИ, Алматы, 1996.

9 Двоскин Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств. – 3-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

10 Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов/Под ред. В.Я. Гиршфельда. – 3-е изд., перераб. и доп. – М: Энергоатомиздат, 1987.

11 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций подстанций: Справочные материалы для курсавого и дипломного проэктирования: Учеб. Пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

12 Правила устройства электроустановок/Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

13 Руководяшие указания по расчету токов короткого замыканий, выбору и проверке аппаратов и проводников по условиям короткого замыкания. 1-я редакция, Главтехуправление Минэнерго СССР. – МЭИ, 1975.

14 Чернобробов Н.В. Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд. 5-е, перераб. и доп. М., “Энергия”, 1974.

15 Авербух А.М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами. Л., “Энергия”, 1975.

16 Дукенбаев К.Д. Энергетика Казахстана и пути ее интеграции в мировую экономику. Алматы: Галым, 1996.

17 Лапицкий В.И. организация и планирование энергетики. 2-е изд. перераб. и доп. Учебник. М., “Высш. школа”, 1975.

18 Л.Ш. Валиева, А.А. Жакупов. Организация и планирование производства. Управление предприятием. Методические указания к курсавой работе (для специальности 10,02 всех форм обучения). – Алма-ата: АЭИ, 1989.

19 Липов Ю.М. и др. Компоновка и типовой расчет парового котла: Учеб. пособие для вузов/ Ю.М. Липов, Ю.Ф. Самойлов, Т.В. Виленский. – М.: Энергоатомиздат, 1998.

20 Н.Г. Суляева, А.А. Кибарин. Расчет рассеивания вредных выбрасов в атмосфере для тепловых электростанций и кательных на ПЭВМ. Методические указания к выполнению дипломного проекта, раздел “Безопасность жизнедеятельности”. – Алматы: АЭИ, 1995.

21 Трухний А.Д. Стационарные паровые турбины. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990.