ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр станциялары, тораптары және жүйелері
кафедрасы

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

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: Жезқазғандағы 330 МВт жылу станциясын электрлік бөлігін жасау

мамандығы бойынша

Орындаған Ашимев А.С. ЭЖк-12-01
(аты - жөні) (тобы)

Жетекші Курпенов Б.Қ., аға оқытушы
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер:

Экономикалық бөлім бойынша :
Э.Ғ.К профессор Жакупов А.А.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «10» 06 2016 ж.

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:
доцент т.ғ.к Абдикаратов Ж.С.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «10» 06 2016 ж.

Мөлшер бақылаушы:
доцент Тергеусізова М.А.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «____» _____ 20___ ж.

Пікір жазушы :
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
(қолы) «____» _____ 20___ ж.

Алматы 2016

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электрэнергетика факультеті
5В071800 – „Электрэнергетика" мамандығы
ЭСТжЖ кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Абишев Нурлан Серикович
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы Жезқазғандағы 330 кВт жаңу станциясын электрлік сұлбасын жасау.

ректордың « 19 » 10.2015ж. №148 бұйрығы бойынша бекітілген.

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

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

1. Жезқазғандағы ЖЭО 330 кВт станциясын зерттеу. 2. Электр сұлбаларын зерттеп келтіру. 3. 330 кВт-тық ЖЭО-ның электр жабдықтарын келтіру. 4. Электрлік қондырғыдан бастапқы сұлбасын таңдап алу. 5. ЖЭО-ның тарату құрылғысын келтіру. 6. Электр жүктемесінің есептеулік анықтамаларды есептеу.

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

ЖЭО-ның бас сұлбасын қарастыру
Электр тізбектерін қарастырып сызу
Өзіндік электр жабдықтарының сұлбасын келтіру.
Өмір тіршілік қауіпсіздік сұрақтарын жазу
Экономикалық бөлімін келтіру

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

ЖЭО-ның бас сұлбасы
Тарату құрылғысы 110 кВ
Генераторлар тарату құрылғысының принциптік электрлік сұлбасы
Электрлі қосылудың принциптік сұлбасы
Өзіндік мұқтаждық электр жабдықтарының сұлбасы
Қосқа тұйықтағыш тогының орын басу сұлбасы
Өлшеу құралдарының қосу схемасы

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

1. Хажин Т.Х. Электр станцияларын мен қосалқы станциялар (оқулық). - Алматы., Ғылыми әдебиеттер баспа орталығы, 2002 жыл
2. Ахияров Ә.Ұ., Бимағамбетов С.Ә., Қожиев А., Жұмабаев А.Ұ., Мұхитов И.М., Шотов Ж.Ж., Бисақов Ж.Ә., Қазақша-орысша терм. сөздік Энергетика - Алматы: Республикалық шешімдік-тік „Ғалым" баспасы, 2000 ж.

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	қолы
Өмір тіршілік қауіпсіздігі	Абдикуратов Ж.С.	30.03.16 - 10.06.16	
Экономикалық бөлім	Жақупов Ш.А.	30.03.16 - 10.06.16	
Шаймерден Бақытжанұлы	Тергеусізова М.А.		

диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Ғылыми жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1. Бастапқы деректер	23.02.16	
2. Жолдың техникалық-экономикалық есебі	26.02.16	
3. Жолдың сорғыштарды орналастырудың негізгі ережелері мен қағидалары	4.03.16	
4. Орта мектепті электрмен қамтамасыз ету бөлімі	10.03.16	
5. Өнеркәсіптік қауіпсіздігі бөлімі.	21.03.16.	
6. Экономикалық бөлім	10.04.16.	

Тапсырманың берілген уақыты «*21*» *қазан* 2015 ж.

Кафедра меңгерушісі _____ *(Ефимова О.Н.)*
(қолы) (аты-жөні)

Жобаның ғылыми жетекшісі _____ _____
(қолы) (аты-жөні)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент _____ _____
(қолы) (аты -жөні)

Аннотация

В данном дипломном проекте разрабатывается ТЭЦ-330 мВт электрической станций. Данная станция имеет определенное назначение кроме обеспечения тепловых нужд коммунальных потребителей, она полностью покрывает и промышленное потребление за счет установки специфических турбин.

В специальном вопросе подробно рассматриваются основные параметры, влияющие на электрическую прочность опорных изоляторов высокого напряжения.

Annotation

In this degree project the CHPP - 330 of MW electric stations is developed. This station has a certain appointment except ensuring thermal needs of municipal consumers, it completely covers also industrial consumption due to installation of specific turbines.

In a special question the key parameters influencing the electric durability of basic insulators of a high voltage in detail are considered.

Аңдатпа

Бұл диплом жұмысында ЖЭО-330 МВт-ң қуатының электр станциясының жобасы жасалған. Бұл коммуналдық жылу қабілеттілігін қамтамасыз етеді.

ЖЭО-ның есеп айырысу барысында –жылу және электр құрал-жабдықтарының құрылымның жылу желілерінің және электрлік қосу желілерінің тиімді түрлерін таңдау.

Арнаулы сұрақпен жоғары кернеулі тірек изоляторларының электрлік сынаққа арналған негізгі параметрлері нақты қаралады.

Мазмұны

Кіріспе..... 7
1 Аралық қуат агрегатын таңдау мен ЖЭО сұлбасының құрылымы.... 8
1.1 Генератор саны мен қуатын таңдау..... 8
1.2 Сұлба құрылымын тағайындау..... 8
1.3 Сұлба құрылымы үшін трансформаторларды таңдау..... 9
2 Электрлік қосылудың басты сұлбасын тағайындау..... 12
3. Өзіндік мұқтаждық электр жабдықтаудың сұлбасын тағайындау, ТСН мен РТН таңдау..... 18
4 Қысқа тұйықталу тоғын есептеу..... 20
5 Коммутациялық аппарат таңдау..... 23
6 Ток жүргізетін бөліктерді таңдау..... 32
7 Соңғы өлшеу жүйелерін таңдау..... 35
7.1 ЖЭО-ға өлшеу жүйесі..... 35
7.2 Өлшеу трансформаторларын таңдау..... 37
8 Релелік қорғаныс автоматикасы және ЖЭО автоматика құрылғысын таңдау..... 44
8.1 Генераторлардың релелі қорғанысын таңдау..... 44
8.2 Трансформаторлардың релелі қорғаныстарын таңдау..... 45
8.3 Шинаның релелік қорғанысын таңдау..... 46
8.4 ТСН релелік қорғанысының есептелуі..... 47
8.5 ЖЭО автоматика құрылғысы..... 54
9 ЖЭО тарату құрылғысының құрылысы..... 57
9.1 Тарату құрылғыларына ұсынылған шарттар..... 57
9.2 110 кВ тарату құрылғысының конструкциясы..... 58
9.3 10 кВ тарату құрылғысы..... 5

9.4 6 кВ резервті РУСН мен РУСН құрылысы..... 95
10 ЖЭО электр станциясының бас жоспары..... 96
11 Өмір тіршілігінің қауіпсіздігі..... 102
11.1 Еңбек шарттарын талдау 102
11.2 ЖЭО-2 атмосфераға зиянды заттардың сейілуін есептеу және санитарлық-қорғаныс зонасын анықтау..... 102
11.3 Жұмыс бөлмесінің ауа алмасуын (вентиляция) есептеу..... 106
11.4 Өрт қауіпсіздігі..... 107
12 Экономикалық бөлім..... 115
12.1 Қазақстан Республикасындағы электр энергиясын өндірілуі мен тұтынылуының жалпы теңгерілімі..... 115
12.2 Жылулық энергияны өндіру..... 117
12.3 Инвестициялық қаржының экономикалық тиімділігін бағалау бойынша жалпы ұғымдар..... 117
12.4 ЖЭО-дағы жылу және электр энергиясының өзіндік құнын есептеу..... 117
Қорытынды..... 118
Пайдаланылған әдебиеттер..... 118

Кіріспе

Қазіргі уақытта бірқалыпты энергетикалық блоктың және электрлі бекеттер күшінің жоғарылауы, электрлі жүктеме графигінің күшеюі мен ЖЭС құрылғысын пайдалану режимдерінің қиындатылуы, органикалық отындардың қымбаттауы, электрлі бекеттердің өзектілігінің экономикасы, электр станцияларының актуальді тапсырмаларын қамтамасыз етеді.

Сонымен бірге келешекте тұтынушылардың аудандық жылыту, орталық жылыту, жабдықталуы мен қамтамасыз етілуі қарастырылып отыр.

Электрлі бекеттерді қайта жаңартуға, бөлшектеуге, ескі құрылғыны жаңғыртуға және де осы негізде оның техника-экономикалық тиімділігін жоғарылатуға ең көп көңіл бөлу керек.

Қазақстан Республикасы халықтық экономикасының сәтті жұмыс істеуі, оның отын-энергетикалық комплексі тұрақты жұмыс істеуіне себепкер болды. Бірақ та соңғы жылдары тұтынушыларды керекті отын және энергиямен қамтамасыз ету мәселесі асқынуда.

Жылу электр бекеттері қазіргі күнде электрлік энергияның негізгі бастауы болып отыр. Қазіргі заманғы КЭС , өте аз ПӘК-ке ие, бұл- өндіріс технологиясында қарастырылған. Жылуды қолданудағы электрлі энергияның шығыны ПӘК-ті жоғарылатып, осыдан қазірігі уақыттағы қымбат отынды тұтынуын төмендетеді. Осыған байланысты жаңа ЖЭС жобасын құру, отын ресурстарын жинақтаудың негізгі бағыты болып табылады. Яғни, осындай бағыттағы отын жинағыш, тек қана тұрақты экономика мен көп мөлшер қажет ететін жылу энергиясы өндірісінде ғана болуы мүмкін.

Шынайы дипломдық жобаның мақсаты ЖЭО – 300 МВт энергетикалық бөлігін жобалау болып табылады.

Осы дипломда ЖЭО электрлі бөлігін жобалау мен күшті трансформатордың релелі қорғауына ең басты көңіл бөлінген. Сонымен қатар жылу құрылғыларын есептеу мен таңдау, еңбек, электрлі бекеттердің техника-экономикалық көрсеткіштерінің есептері қарастырылып отыр.

1 Аралық қуат агрегатын таңдау мен ЖЭО сұлбасының құрылымы

Басты электр станциясы құрылғыларына генераторлар мен трансформаторлар жатады. Саны мен олардың параметрлері, түріне, қуаты мен станция сұлбасына, энергия жүйесінің қуаты мен басқа да шарттарға байланысты таңдалынады.

1.1 Генератор саны мен қуатын таңдау

Жобаланып отырған ЖЭО 10кВ кернеудегі тұтынушылары, 30% станция қуатын құрайтын, 80 МВт максималды режимінде қуат алады. Бірақ тұтынушылардың жүктемесі өсуіне қарай, генератор құрылымын тарату шешімі қабылданды.

Шиналарға қосылған генератор кернеуін ЖЭО генератор қуаты мен санын таңдау кезінде, келесі шарттарға бағынамыз:

- Бас тарату құрылғысына қосылған генераторлар саны, кем дегенде 2-4 аралығында болу керек.
- Барлық генераторлар бірдей қуатты қабылдайды.
- Бас тарату құрылғысына қосылған генератор қуаттарының қосындысы, өзіндік қажеттер мен тұтынушылар қуатынан біршама асуы керек.

Жоғарыда айтылғандарды ескеріп, таңдалған турбиналарға байланысты 2·Т-100, бас тарату құрылғысына 2·ТВФ-110-2ЕУЗ генераторларын жалғаймыз.

ЖЭО қуаттарының соммасы генератордағы кернеудің жүктемесінен асып кеткендіктен, генератор-трансформатор блогін қондырып, жоғарылатылған кернеудегі бас тарату құрылғысына жалғаймыз. Генератор қуатын , ЖЭО қуатына, жоғарылатылған кернеудегі қуатқа және алдын ала таңдалған жылу жабдықтау турбинасы 1·Т-100 бойынша таңдалады. Осыған байланысты ТВФ-110-2ЕУЗ генераторын қондырамыз.

Генератор параметрлерін 1.1. кестесіне енгізейік.

1.1 кесте– Генератор параметрлері

Генератор	S, МВА	$U_н$, кВ	$I_н$, кА	$n_{ном}$, айн/мин	cosφ	Xd″
ТВФ-110-2ЕУЗ	137,5	10,5	7,56	3000	0,8	0,189

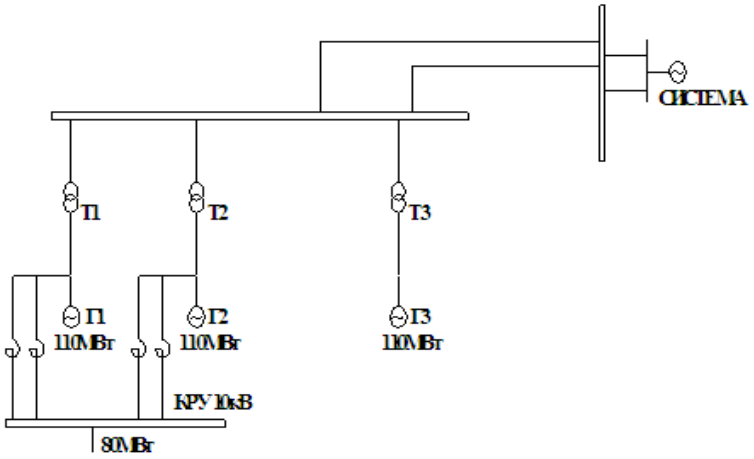
1.2 Сұлба құрылымын тағайындау

Басты сұлбаны жобалаудан бұрын, электр энергиясын беру сұлбасы жасалады, онда орнатудың басты функционалды бөліктері (генераторлар, трансформаторлар, тарату құрылғылары) мен олар арасындағы байланыстары көрсетіледі.

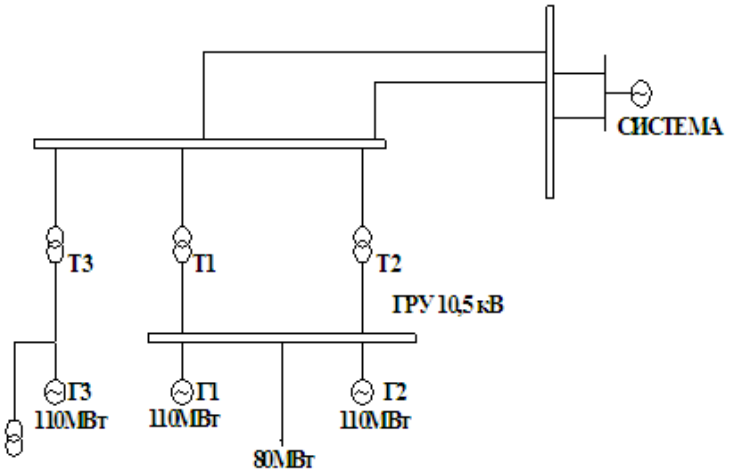
Электр энергиясын беру сұлбасы, станцияның қуаты мен түріне байланысты, құрылым жабдықтары (генератор саны, трансформатордан) және

жүктемені әр түрлі кернеудегі тарату құрылғыларымен таратылады.

Сұлба құрылымының нұсқалары 1.1 және 1.2 суреттерінде көрсетілген.



1.1 сурет - ЖЭО 330 сұлбасы құрылымының бірінші нұсқасы



1.2 сурет - ЖЭО 330 сұлбасы құрылымының екінші нұсқасы

1.3 Сұлба құрылымы үшін трансформаторларды таңдау

1.1 суреттегі бірінші сұлба құрылымы үшін трансформаторларды таңдау.

Блокты трансформаторды генератордың өзіндік қажеттілік қуатына және өз жүктемесіне қарай таңдайды. Өзіндік қажеттіліктер электр станциялары түрі мен отынға байланысты қабылданады. ЖЭО $P_{сн}$=6 % газомазут үшін, ал блок үшін 110 МВт $P_{ген} = 6{,}6$ МВА.

Т3 трансформатор блогының қуаты 2.1 сурет:

$$S_T \geq \frac{P_{ген} - P_{сн}}{\cos\varphi}, \qquad (1.1)$$

$P_{ген}$ – генератор қуаты, МВА;

$P_{сн}$ – өзіндік қажеттілік жүктемесі.

(1.1) бойынша:

$$S_{тз} \geq \frac{110 - 6{,}6}{0{,}8} = 121{,}6 \text{ МВА}.$$

ТДЦ–125000/110 [4] екі орамды трансформаторын қабылдаймыз.

Әр түрлі жұмыс режімінде трансформатор орамдары арқылы ағатын куатты есептейік.

Максималды жүктеме режімі:

$$S_1 = S_1 - S_2 - S_3 \cdot \frac{1}{2} = 137{,}5 \cdot 0{,}06 - \frac{80}{2} = 89{,}25 \text{ МВА}.$$

Минималды жүктеме режімі:

$$S_2 = S_1 - S_3 \cdot \frac{1}{2} - S_n = 137{,}5 - \frac{60}{2} - 137{,}5 \cdot 0{,}06 = 99{,}25 \text{ МВА}.$$

Апатты режім (бір генератордың өшуі):

$$S_3 = S_1 - S_2 - S_3 \cdot 0{,}4 - S_{min} = 137{,}5 \cdot 0{,}06 - 137{,}5 \cdot 0{,}06 \cdot 0{,}4 - 80 = 45{,}95 \text{ МВА}.$$

Анықтама бойынша [4] ТДЦ-125000/110 трансформаторын таңдаймыз.

Өзіндік қажеттілік трансформатор қуатын ЖЭО генераторының өзіндік қажеттілік қуатының пайызы бойынша таңдаймыз. Өзіндік қажеттілік іске қосылу резервті трансформатор қуатын, орта кернеулі жұмыс трансформаторын ауыстыруынан және блокты бастауын қамтамасыз етуінен анықтаймыз. Ол өзіндік қажеттілік жұмыс трансформатор қуатынан 1,5 есе көп. Өзіндік қажеттілік жұмыс трансформаторлар блогы генераторды кернеудің өткізгіштігінен аралық шықпаларына қосылады. Өзіндік қажеттілік іске қосу резервті трансформаторы жоғары кернеудегі тарату құрылғысына қосылған. Орта кернеулі барлық трансформаторлар, сонымен қатар Т1 мен Т2 жоғарылататын трансформаторлары жинақ шиналардағы қажетті кернеуді ұстап тұру үшін, кернеуді жүктелген күйінде реттейді.

1.2 суреттегі екінші сұлба құрылымы үшін трансформаторларды таңдау

Максималды жүктеме режімі:

$$S_1 = S_1 - S_2 - S_3 \cdot \frac{1}{2} = 137{,}5 - 137{,}5 \cdot 0{,}06 - \frac{80}{0{,}8} \cdot \frac{1}{2} = 79{,}3 \text{ МВА}.$$

Минималды жүктеме режімі:

$$S_2 = S_1 - S_{3min} \cdot \frac{1}{2} - S_{ni} = 137{,}5 - \frac{60}{08} \cdot \frac{1}{2} - 137{,}5 \cdot 0{,}06 = 91{,}8 \text{ МВА}.$$

Апатты режім (қандай да бір генератордың өшірілуі):

$$S_3 = S_1 - S_2 - S_{max} \cdot \frac{1}{2} - S_{ni} \cdot 0{,}4 = 0 - 0 - \frac{80}{0{,}8} \cdot \frac{1}{2} - 3{,}3 = -53{,}3 \text{ МВА}.$$

Трансформаторлар паралельді жұмыс істейтіндіктен, трансформатордың 40 %-ға жүктелу мүмкіндігін есепке алу керек.

$$S_{тдц} \geq \frac{S_{тдц}}{1{,}4} = \frac{91{,}8}{1{,}4} = 65{,}6 \text{ МВА}.$$

Анықтама бойынша [4] ТДЦ- ТДЦ-80000/110 трансформаторын таңдаймыз.

1.2 кесте – Трансформаторлар параметрі

Трансформатор	S, МВА	Uн, кВ	Uк, %	Рк, кВт	Рх, кВт	Цена, тыс. у.е
ТДЦ–80000/110	80	121/10,5	10,5	310	85	113,7
ТДЦ–125000/110	125	121/10,5	10,5	400	120	140

2 Электрлік қосылудың басты сұлбасын тағайындау

Басты сұлба деп негізгі станция құрылғысының (генетаторлар, трансформаторлар) өзара және қалған желілермен қосу тәртібін айтады.

Басты сұлба электрлік станциялар қуатының істен шықпауын қамтамасыз ету керек, яғни сенімді болу керек. Сенімді болу шарттарының бірі электрлі станцияларды қосу сұлбасы болып табылады. Яғни, жүйенің меншігі, аппараттың, қажетке жарату кезінде берілген параметр процесстерін сақтау барысында өз функциялар сұлбасын орындау.

Басты сұлбаларға қойылатын екінші маңызды шарт, ол тиімді болуы, яғни, материалды ресурстар шығындарын минималды етіп, тарату кезінде уақыты мен қажетке жарату кезінде жыл сайынғы шығындарын минималды ету.

Тарату құрылғысын қабылдау барысында басқа да маңызды шарттар бар; басқа факторлар арасында тәуелді болатыны ол - басты сұлбаның қарапайымдылығы мен көрінісі. Сұлбаның көрінісі мен оның жақсы көшірілуі операторлы сенімділігін жоғарылатады, персоналдың қатесін азайтады [3].

Жобалау, монтаждау мен қажеттілікке жарату кезіндегі техникалық құжат электр станцияның басты сұлбасының электрлі қосылуы болып табылады.

Электр қосылудың басты сұлбасы станияның қуатты берудің сұлбасы бойынша жасалынған.

Жоғарылатылған кернеудегі тарату құрылғылар сұлбасына электр жабдықтаудың сенімділігі бойынша келесі шарттар енгізіледі.

- Қандай да бір ажыратқыштың істен шығуы мен зақымдануы екі тізбекті желінің бір тізбегінің өшірілуіне алып келмеуі керек.

- Электрлік желілерді өшіру кем дегенде екі ажыратқышпен, ал жоғарылатылған трансформаторды, автотрансформаторлар жүйесін, өзіндік қажеттілік трансформаторларын – кем дегенде үш ажыратқышпен өшіру керек.

- Ажыратқыштарды жөндеу мүмкіндігі қамтамасыз етілуі қажет.

Тарату құрылғылар сұлбасын таңдау үшін, әр қайсысына тұтынушылар желілер санына есептеліп қосылған сандары ($n_{лэп}$), жүйемен бірге желі саны ($n_{св}$) мен трансформаторлар саны жүйесі ($n_{т.св}$) немесе қоректенетін трансформатор ($n_т$) таратын құрылғыға қосылуына байланысты анықталады.

$$n_п = n_{лэп} + n_{св} + n_{т.св} + n_т \qquad (2.1)$$

Алыстатылған желілердің санын, жіберу алыстығынан және жіберу шамалар қуаты экономиясынан анықтаймыз:

$$n_{лэп} \geq \frac{P_{max}}{P_л} \qquad (2.2)$$

где P_{max} - максималды жүктеме, МВт;

$P_л$ бір желіге барынша жіберілетін қуат, МВт.

Әр түрлі кернеудегі электр жіберу желілерінің ұзындығы мен барынша жіберілетін қуаттап 2.1. кестесінде көрсетілген.

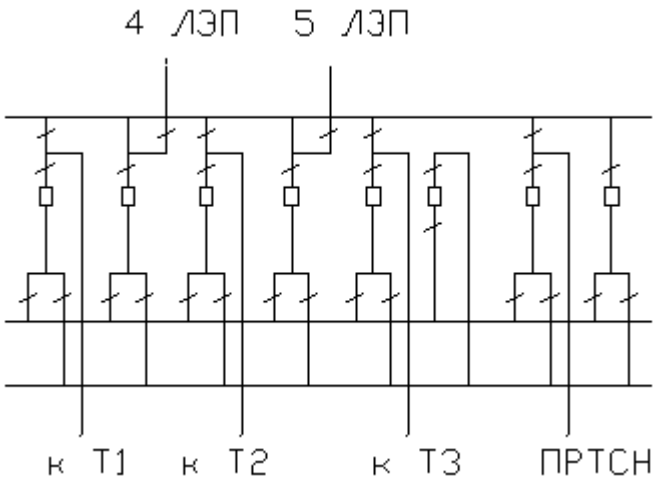
2.1 кесте – Кернеуге электр жіберу желілері

Желінің кернеуі, кВ	Желі ұзындығы, км	Бір тізбекке жіберілген қуат, МВт
6-10	10-15	3-5
110	50-150	25-50

[10] желілері үшін 110 кВ берілген қуат 25-50 МВт тең. Осыдан табатынымыз:

$$n_{лэп} \geq \frac{230}{50} = 4{,}6.$$

сәйкес $n_{лэп} \geq 230/50$. $n_{лэп}=5$ қабылдаймыз. Осыған сәйкес (2.1)-ден тарату құрылғысына қосылған 110 кВ тең:
$n_п = 3+2+2+2=9$. Тарату құрылғысы сұлбасын 110 кВ екі жұмыстық және үш айналу жүйе шинасымен қабылдаймыз. (2.1сурет).

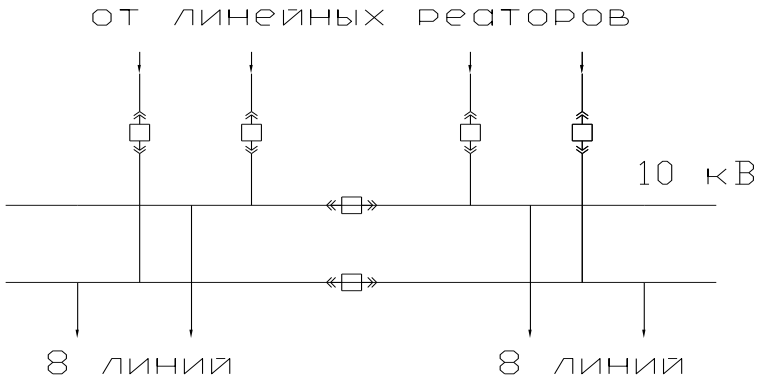


2.1 сурет - Тарату құрылғысы 110 кВ

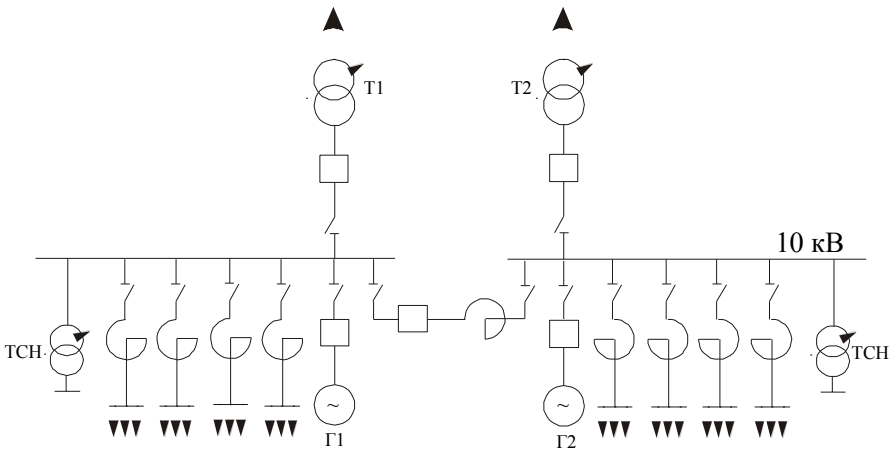
Осыдан кернеу бөлігінен және қосылған сандардан тарату құрылғылар сұлбасын таңдаймыз:

- ашық тарату құрылғылары - 110 кВ - екі еселік шина жүйесі

тарату құрылғысы 10 кВ қосылған санын аналогті анықтаймыз. 2.2 мен 2.3 суреттерінде нұсқа үшін № 1 мен № 2 тарау құрылғылары 10 кВ сұлбасында көрсетілген.



2.2 сурет - 10 кВ тарату құрылғысының принциптік электрлік сұлбасы.



2.3 сурет - Генераторлы тарату құрылғысының принципиалды электрлік сұлбасы

ЖЭС электрлі қосудың басты сұлбасын жобалау кезінде анализдеу мен техника-экономикалық көрсеткіштері үшін бірнеше нұсқаулар туындайды. Техника-экономикалық нұсқауларды салыстыру генераторлардың әр түрлі кернеулер арасында таратудың экономикалық нұсқауын, генераторлар (трансформаторлар) күшін анықтау, берілген техникалық шарттар бірнеше сұлбаларды қанағаттандыруда, тарату құрылғысы сұлбасын таңдау мақсатында өндірілуі мүмкін.

Электрлі қосылудың басты сұлбасы үшін техника-экономикалық салыстыру келесі көрсеткіштер топтарынан орындалады: генераторланған қуаттың жоғалуынан және әр түрлі авариялы және жөндеу режимінде алыстатылған желіні, капиталды шығындар, энергияның жоғалуы мен алып келген шығындар.

Салыстыру кем дегенде минимум шығыннан өндіріледі:

$$З_i = Е_н \cdot К_i + И_i + У_i, \quad (2.3)$$

$Е_н$ - нормативтікоэффициент, 0,125 деп алынады;
К – капиталды салымдар, мың.у.е.;
И – жылдық шығындар, мың.у.е.;
У – халық шаруашылық залал, мың.у.е.

Көлемді азайту үшін, екі жақтағы сұлба үшін қамтылған капитал енгізуді шегеру қажет [10].

Капитал салым электр орнатудың әр түрлі нұсқалары 4.1.кестесінде көрсетілген.

Жылдық қажетке жарату салымы жылдық қажетке жарату шығындардан, Ру трансформаторларында энергияның жоғалуы, $И_а$ амортизация құрылғысынан және шығындардан салынады:

$$И = И_а + И_{РУ} = \frac{Р_а + Р_0}{100} \cdot К + \beta \cdot \Delta Э \cdot 10^{-5} \text{ мың теңге.}$$

$Р_а$ и $Р_о$ – аммортизация және техникалық аударымдар, %;
ΔЭ – энергия шығыны в кВт·сағ;
β – бір кВт·сағ энергия шығыны 0,8 коп/(кВт·сағ).

2.2.кесте – Жылдық энергия шығыны

Жабдық	Бағасы бірлігі, у.е.	Нұсқалар			
		Бірінші		Екінші	
		Саны ед., шт.	Жалпы бағасы., у.е.	Саны ед., шт.	Жалпы бағасы., у.е.
Ажыратқыш ұяшығы 110кВ	42.6	1	42.6	-	-
ТДЦ–80000/110	113,7	-	-	2	227,4
ТДЦ–125000/110	140	2	280	-	-
ТДНС-16000/110	48	1	48	-	-
ТДНС-16000/20	43	-	-	1	43
Кірістегі реактор ажыратқышы, 4000 А	26.6	4	106.4	-	-
Желілік топтық реактор, 2500 А	27.18	-	-	8	217.4
Ажыратқыш ұяшықтары 10кВ реакторымен	24.5	-	-	1	24.5
Ажыратқыш ұяшықтары 10кВ	17.6	6	105.6	2	70.4
Барлығы			574,6		595,7

Жылдық қажет ететін салым жылдық қажет ететін шығындардан, Ру трансформаторларында энергияның жоғалуы, $И_а$ амортизация құрылғысынан және шығындардан салынады:

$$И = И_а + И_{РУ} = \frac{Р_а + Р_0}{100} \cdot К + \beta \cdot \Delta Э \cdot 10^{-5} \text{ мың теңге.} \qquad (2.4)$$

$Р_а$ и $Р_о$ – аммортизация және техникалық аударымдар,%.

35-150 кВ кернеудегі электр жабдықтары үшін: Ра=6,4%; Ро=3%;

$\Delta Э$ - энергия шығыны кВт· сағ;

В - бір кВт·сағ. энергия шығыны 0,8 у.е./(кВт·сағ).

Екі орамды трансформатордағы энергия шығыны, кВт·сағ, [1,3]:

$$\Delta Э = \Delta Р_{хх} \cdot Т + \Delta Р_{кз} \cdot \left(\frac{S_м}{S_н} \right)^2 \cdot \tau \qquad (2.5)$$

$\Delta Р_{хх}$ – бос жүріс шығыны;

$\Delta Р_{кз}$ – қысқа тұйықталу шығыны;

$S_н$ – трансформатордың номиналды қуаты, МВА;

$S_м$ – трансформатордың максималды жүктемесі, МВА;

Т – трансформатор жұмысының уақыт саны, 8760 сағ.;

τ - максималды шығынның уақыт саны; графиктік тәуелділіктен алынады $\tau = f(Тм)$ (τ=3600 сағ)[2].

(2.1)-(2.5) сәйкес келесілерді аламыз:

Яғни, генерторлар мен трансформаторлардың екеуіндегі нұсқалардың саны мен қуаты сәйкес келеді, сонда трансформаторлардағы энергияның жоғалуы бірінші жағдайдағыдай екінші жағдайда тең деп есептейміз.Соған сәйкес, есептерде оны ескермейміз.

$$\Delta Э_1 = 2 \cdot \left(120 \cdot 8760 + 400 \cdot \left(\frac{99,25}{125} \right)^2 \cdot 3600 \right) = 3389 \cdot 10^3 \text{ кВт·сағ.}$$

$$\Delta Э_2 = 2 \cdot \left(85 \cdot 8760 + 310 \cdot \left(\frac{65,6}{80} \right)^2 \cdot 3600 \right) = 2989 \cdot 10^3 \text{ кВт·сағ.}$$

$$Е' = \frac{6,4 + 3}{100} \cdot 574,6 + 0,8 \cdot 3389 \cdot 10^{-2} = 27,65 \text{ кВт·сағ.}$$

$$Е'_2 = \frac{6,4 + 3}{100} \cdot 595,7 + 0,8 \cdot 2989 \cdot 10^{-2} = 24,47 \text{ кВт·сағ.}$$

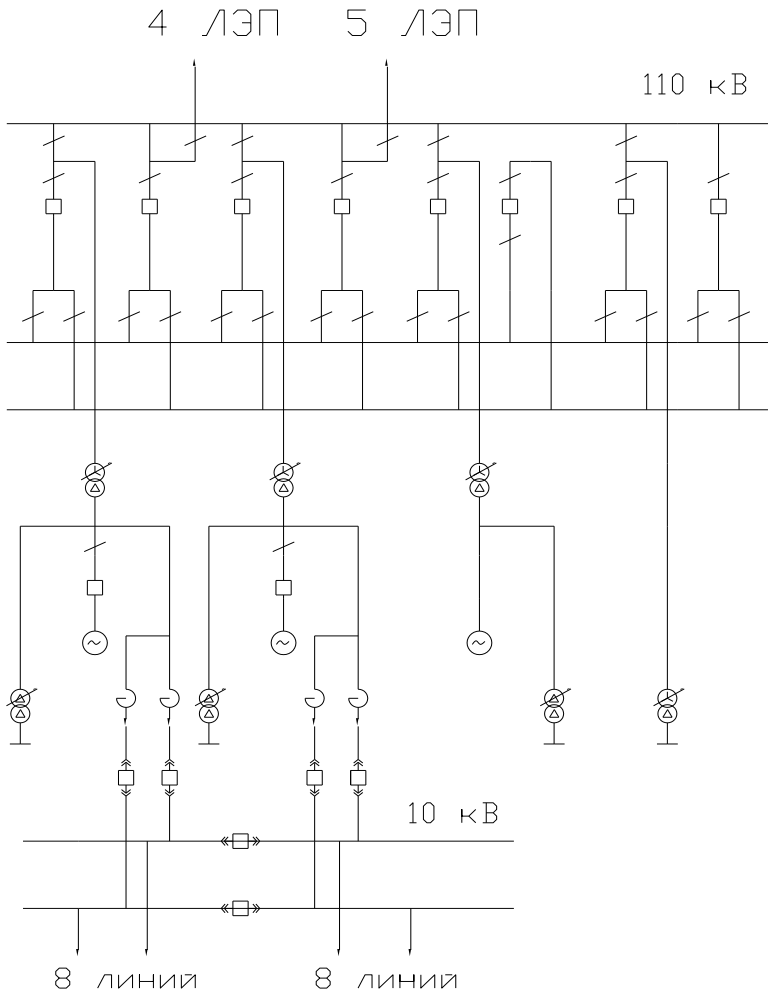
$$G_1 = 0{,}125 \cdot 574{,}6 + 27{,}65 = 99{,}48 \text{ о.е.}$$

$$G_2 = 0{,}125 \cdot 595{,}7 + 24{,}47 = 99{,}93 \text{ о.е.}$$

$$\varepsilon = \frac{99{,}48 - 98{,}93}{99{,}48} \cdot 100\% = 0{,}55\%. \text{ о.е.}$$

Нұсқаулар тең. Келесі есептеуде бірінші жағдайды таңдаймыз.

2.4 суретінде №1 нұсқауына сәйкес, электрлі қосылудың приниципиалды сұлбасы көрсетілген. ЖЭО электр қосылудың сұлбасы туралы толықтай ақпарат 3 бетте айтылған.



2.4 сурет - Электрлі қосылудың принциптік сұлбасы.

3. Өзіндік мұқтаждық электр жабдықтаудың сұлбасын тағайындау, ТСН мен РТН таңдау

Өз керегіне қажетті электр станцияның қорек жүйесі басқа да энергия жүйелер арасында маңызды орын алады. Өз керегіне қажетті орта кернеулі электрмен жабдықтар механизмін бұзылуы тек сатанциянының ғана емес, сонымен бірге қуат жетіспеген кездегі электр жүйені тұтынуына әсер етеді.

Өз керегіне қажетті электр станцияларын тұтынушылары қорек сенімділігі бойынша 1-ші катергорияға жатады және электрмен жабдықталуы кем дегенде екі тәуелсіз қорек көзінен қажет етеді.

1 катергория бойынша өз керегіне қажетті жылу станциялар тұтынушылары жауапты және жауапсыз деген топтарға бөлінеді. Жауапты топқа өзіндік қажеттілік механизмі жатады, яғни ол қысқа уақытылы авариялық өшірілуіге немесе станция агрегатына жүктемеуіне әкеліп соқтырады.

Станцияның өзіндік қажеттілік механизм жетегі өзіндік қажеттілік тарату құрылғыларынан қорек алады. [11] бойынша өзіндік қажеттілік электрқозғалтқыш негізі асинхронды қысқа тұйықталған ротордан қабылдайды. Олардың құрылысы өте қарапайым, сол себепті олар жұмыста сенімді қызмет көрсетуді.

ЖЭО өзіндік қажеттілік кернеуі 10 кВ генератордың кернеуі кезінде 6 кВ қабылдайды. Өзіндік қажеттілік кернеуі трансформаторлардан іске асырылады. ЖЭО өзіндік қажеттілік жұмыс трансформаторлары генератор ажыратқышы мен трансформаторлар арасындағы блоктан жабыстырылып қабылданады.Өзіндік қажеттілік жұмыс трансформаторларының қуатын генератор қуатынан өзіндік қажеттілігі шығынның пайызынан таңдаймыз.

6 кВ ЖЭО блогы үшін секциясының санын әр блокқа екеу қабылдаймыз. Әр секция өзіндік қажеттілік трансформаторына қосылады. ТСН 1, ТСН 2, ТСН 3 трансформаторлар 6 кВ секциясы бірінші блоктың 1А, 1Б сәйкес, екінші блок – 2А, 2Б, үшінші блоктың – 3А,3Б (3.1 сурет). Осы секцияларға электрқозғалтқыштардың 6 кВ турбиналы және котельді бөлімдеріне, жалпы стационды жүктеме мен 6/0.4 кВ трансформаторы қосылады.

ТСН ЖЭО қуаты мына формула бойынша анықталады (3.1):

$$S_1 = \frac{P_a}{\cos\varphi}, \qquad (3.1)$$

$P_a = 6{,}6$ МВт; өзіндік қажеттілік жүктемесі 2, МВт;

ТВФ – 110 – 2ЕУЗ генераторы үшін:

$$S_1 = \frac{6{,}6}{0{,}8} = 8{,}25.$$

[4] бойынша ТДНС-10000/35 трансформаторын қабылдаймыз $U_к$ = 8 %.

Өзіндік қажеттілік секцияның резервті қорегі өзіндік қажеттілік (ПРТСН) резервті трансформаторына жалғасқан резервті магистральдан іске асырылады.

Резервті магистральды икемділігі мен сенімділігі үшін екі блок арқылы ажыратқыштармен секциоланады.

ЖЭО-ға 3 өзіндік қажеттілік жұмыс трансформаторлары санынан бір өзіндік қажеттілік резервтік қосылу трансформаторын қабылдаймыз. Өзіндік қажеттілік резервті трансформатордың қуаты бір блоктың жұмыс трансформаторын ауыстыруын және бір уақытта қосылуын немесе екінші блоктың апатты қондыруын қамтамасыз ету керек. Өзіндік қажеттілік резервті трансформатордың қуаты кем дегенде 1.5 есе өзіндік қажеттілік жұмыс трансформаторынан көп. Өзіндік қажеттілік резервті трансформатор жоғары кернеулі желілері бойынша энергожүйемен байланыста болған, жоғарғы кернеулі (110 кВ) шинасына қосамыз (барлық генераторлар станцияларының апатты өшіруі жағдайына).

Осыған орай резерв ретінде ТДНС-16000/20 с $U_к$ = 10 % трансформаторын орнатамыз.

Көп сапалы тұтынушылар өзіндік қажеттілік кернеуімен 0.4 кВ пен жарты жалпы станционды жүктеме, 6/0.4 кВ трансформаторынан қорек алатын, 0,4 кВ секциясынан қоректенеді. Көбінесе жауапты тұтынушылар 0,4 кВ жарты секциясына қосылған. 6/0.4 кВ трансформаторларын мүмкіндігі бойынша жүктеменің ортасына орналастырамыз: котельді және турбинді бөлімде, біріктірілген көмекші бөлімде, компрессорды және т.б.

0,4 кВ өзіндік қажеттілік тарату құрылғы резервісі ЖЭО-ға 6/0.4 кВ трансформаторынан орындалады, саны мен қуаты 6 кВ өзіндік қажеттілік тарату құрылғы резервісі сияқты осы принцип бойынша іске асырылады. Осы кезде жұмыс және резервті трансформатор 6 кВ өзіндік қажеттілік әр түрлі секцияларына қосылады.

Шинадағы кернеудің керекті сатысындағы өзіндік қажеттілік ТСН мен ПРТСН қолдау үшін РПН (кернеуді жүктеме кезінде реттеу) ие.

Тоқтың қысқа тұйықталуын шектеу үшін 6 кВ секцияның бөлек жұмысы қолданылады. Тоқтың қысқа тұйықталуын шектеу үшін 0,4 кВ жағындағы орнатылған реакторларды жинау кірісінде.

4 Қысқа тұйықталу тоғын есептеу

Электрлі құрылғыларды таңдау мен тексеру үшін, ең алдымен қысқа тұйықталудың дұрыс есептелуін бағалау, есепті сұлба құру, қысқа тұйықталудын есептелу нүктесінің орналасқан жерін белгілеу, қысқа тұйықталу тоғы ағуының есептелу уақытын анықтау керек.

Біршама қиын жағдайларға сәйкес есептелу нүктелерін сұлбада белгілейді:

− әр кернеудің тарату құрылғысындағы жиналған шиналарына;

− генератор шығыстарына;

− өзіндік қажеттілік жұмыс пен резервті трансформаторларға.

Қысқа тұйықталудың есептелу уақытысы есеп мақсатында бағаланады. Егер құрылғының электрдинамикалық төзімділігіне тексеріс керек болса, уақыт нөлге тең болып алынады. Егер ажыратқыштардың өшіру қабілеттілігіне тексеріс керек болса, онда уақыт қорғау қызметінің аз ғана мүмкіндігі соммасы ретінде және өз уақытының ажыратқыштың өшіруінен анықталады (0,01с).

Қысқа тұйықталудың есептелу уақыты ретінде үш фазалы тұйықталу қолданылады.

ТКЗ программасы бойынша есептеуді жүргіземіз.

Жобаланып отырған станцияның біржақты электрлі сұлба болып табылатын, барлық қорек көзі және де олар арасында барлық байланыстар мен жүйелер қосылған есептеу сұлбасын құрамыз (6.1 сурет).

Берілген тапсырманы және басында таңдалынған трансформаторлар мен генераторларды пайдалана отырып, элементтердің кедергілерін есептейік.

Есептеу салыстырмалы бірлікте жасалады.

$S_б$ = 1000 МВ·А деп қабылдаймыз.

Берілген генератор мен трансформатордың кедергіні есептеуге қажетті деректер 6.1 кестесінде көрсетілген.

4.1 кесте –Трансформаторлар мен генераторлар бойынша деректер

Электр қондырғы элементтері	Берілген параметрлер	Кедергіні анықтау көрсеткіштері о.е.	Кедергілер мәні
Генераторлар Г1, Г2, Г3	X”d.ном Sном	X_*=X”d.ном· Sб/Sном	X_*=0,189·1000/137.5=1.375
Трансформатор Т3	Uк % Sном	X_*=(Uк% /100)·(Sб /Sном)	X_*=(10.5/100)·(1000/125)=0,84
Трансформаторлар Т1, Т2	Uк % Sном	X_*=(Uк% /100)·(Sб /Sном)	X_*=(10.5/100)·(1000/125)=0,84
Трансформатор ТСН3	Uк % Sном	X_*=(Uк% /100)·(Sб /Sном)	X_*=(8/100)·(1000/10)=8
Трансформаторлар ТСН1, ТСН2	Uк % Sном	X_*=(Uк% /100)·(Sб /Sном)	X_*=(8/100)·(1000/6,3)= 8
Іске қосылу резервті ТСН	Uк % Sном	X_*=(Uк% /100)·(Sб /Sном)	X_*=(10/100)·(1000/16)=6,25
Энергожүйе	Sном Xс.ном	X_*= Xс.ном·Sб /Sном	X_*=0,32·1000/7000=0.046

Реактор	Хр	$X_*=Xр\cdot Sб /U^2$	$X_*=0,18\cdot1000/10,5^{2=}1,633$
Электр беріліс желісі	Худ L	$X_*=Худ\cdot L\cdot Sб /U^2ср$	$X_*=0,4\cdot95\cdot1000/115^2=1,437$

Желілер:

Желілердің кедергісі келесі формула бойынша анықталады

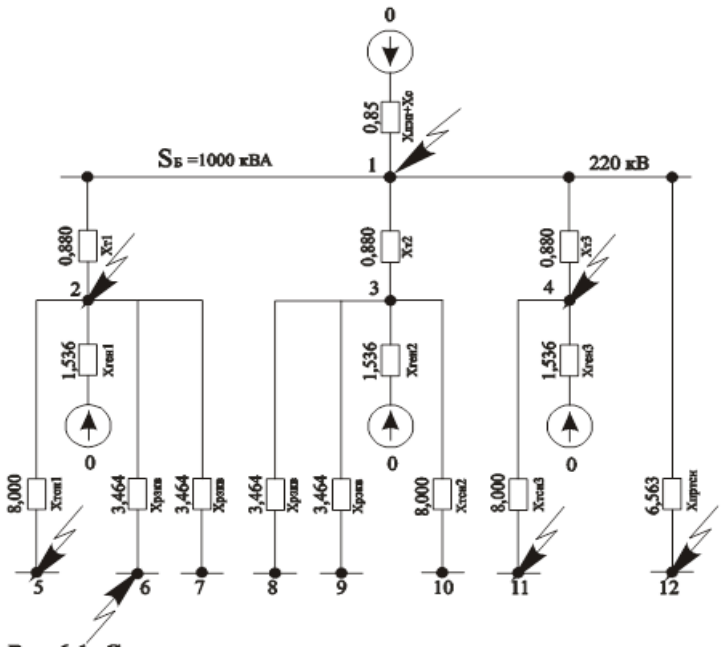
$$X_* = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср.н.}^{\ 2}} \cdot \frac{1}{n}, \qquad (4.1)$$

$X_{уд}$ –кедергі (удельное) 1 км желі 0,4 Ом;
l – желі ұзындығы;
$U_{ср.н.}$ – орта номиналды кернеу;
n – тізбек саны.

Энергожүйемен станцияны біріктіріп отырған екіцепті желінің кедергісі:

$$X = 0,4 \cdot 95 \cdot \frac{1000}{115^2} \cdot \frac{1}{2} = 1,437.$$

Орынбасу сұлбасы 6.1 суретінде көрсетілген



4.1 сурет – Қысқа тұйықталу тогын есептеу сұлбасы

ТКЗ программасы бойынша қысқа тқйықталу тогын есептейік. Бастапқы деректер файлы мен есеп нәтижелерін А қосымшасына келтіреміз. Бастапқы деректер файлдарын формировка жасау үшін 6.2 кестесін құрамыз.

Соққы тогын есептейік:

Мысалы үшін төрт түйін ішінде соққы тоғының есебін жүргіземіз, ал соққы тоқтары аналогты анықталатын жердегі басқа нүктелер нәтижелерін 6.3 кестесіне енгіземіз.

Қысқа тұйықталудың соққы тоғы 4.2 формулсы бойынша есептеледі:

$$i_у = \sqrt{2} \cdot K_у \cdot I_{по}, \qquad (4.2)$$

$K_у$ – соққы коэффициенті;

$I_{по}$ – периодты құрайтын қысқа тұйықталу тогы.

Сәйкес тармақтағы құрылған периодты ток таратудың коээфицентін көбейту, сәйкес тармақтар құрылған токка қысқа тұйықталу нүктесі арқылы анықталады.

4.2 кесте - Соққы тоғы

ҚТ нүктесі	Қайнар көзі	$I_{п.0}$ кА	$i_у$, кА
К1	Жүйе	11,38	19,89
	Генератор 1,2,3	1,75	3,81
	Барлығы	18,18	37,18
К2=К4	Жүйе	34,034	77,01
	Генератор 1	39,989	110,84
	Генератор 2,3	6,779	18,79
	Барлығы	87,58	225,43
К5=К11	Жүйе	4,125	9,34
	Генератор 1	4,85	13,03
	Генератор 2,3	0,822	2,209
	Барлығы	10,622	26,789
К6	Жүйе	9,45	21,38
	Генератор 1	11,1	29,84
	Генератор 2,3	1,88	5,06
	Барлығы	24,32	61,34
К12	Жүйе	8,79	19,89
	Генератор1, 2,3	1,75	4,7
	Барлығы	14,04	33,99

5 Коммутациялық аппарат таңдау

Мысалы үшін 110 кВ тарату құрылғысы үшін таңдау ажыратқышы мен айырғышты қарастырамыз. Басқа ажыратқыштардың таңдау нәтижесін кестеге енгіземіз.

110 кВ ажыратқышының таңдау.

Алдын ала ВЭК – 110 – 40/2000У1 компаниясының өнімі элегазды ажыратқышты белгілейміз. Содан кейін маңызды көрсеткіштері бойынша ажыратқыштарды тексеруін өңдейміз.

Кернеуі бойынша орнатылулар:

$$U_{уст} \le U_{ном},$$

$$110 \le 110.$$

Номинал тоғы бойынша:

$$I_{ном} \le I_{ном}, \; I_{max} \le I_{ном}.$$

Ең қуатты (трансформатор байланысы) жалғанудың ұзақ токты есебін анықтаймыз:

$$I_{ном} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0{,}8} = 0{,}69 \text{ кА},$$

$$I_{max} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{уст} \cdot 0{,}95 \cdot \cos\varphi} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0{,}8 \cdot 0{,}95} = 0{,}727 \text{ кА},$$

$$0{,}69 < 2 \; , \; 0{,}727 < 2.$$

Симметриялы ток өшіруіне тексеріс:

$$I_{п,\tau} \le I_{отк,ном},$$

$I_{п,\tau}$ - момент уақытындағы периодты құрайтын КТ тогы τ, с.

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в} = 0{,}01 + 0{,}04 = 0{,}05 \text{ с},$$

$t_{з.мин}$=0,01с – релелік қорғаныс істейтін минималды уақыт,

$t_{с.в}$ – ажыратқыштың өзіндік уақыты.

Қысқа тұйықталу тогының периодты құрылған бастапқы мағынасы Г3 генераторынан қысқа тұйықталу кезінде 1 нүктесінде (6 қосымшаны қара) номиналды токқа қатынасы:

$$\frac{I_{п,\tau}}{I_{отк,ном}}\frac{1,24}{0,69}=2,05,$$

τ уақыты мен берілген қатынасы бойынша қисығы арқылы анықтаймыз:

қатынас $\frac{I_{п.\tau.г}}{I_{п.0.г}}=0,96$

$$I_{п.\tau.г}=e_1=0,96\cdot 1,42=1,36\,кА,$$

Қысқа тұйықталу нүктесіне әкелген алыстағы генератордың номиналды тогын анықтаймыз:

$$I_{ном}=\frac{P_1+P_2}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}\cdot\cos\varphi}=\frac{220}{\sqrt{3}\cdot 115\cdot 0,8}=1,38\ \ кА,$$

Қатынасты табамыз:

$$\frac{I_{A1+A2}}{I_{A1+A2}}=\frac{1,42}{1,38}=1,03,$$

τ уақыты мен берілген қатынасы бойынша қисығы бойынша қатынасты анықтаймыз:

$$\frac{I_{п.\tau г}}{I_{п.0.г}}=0,99$$

$$\frac{I_{п.\tau г}}{I_{п.0.г}}=0,99$$

$$I_{i\tau,A1+A2}=e_1\cdot I_{i0,A1+A2}=0,99\cdot 1,42=1,41\,кА,$$

$$I_{i\tau,N}=I_{i0,N}=11,38\,кА,$$

$$I_{i\tau,\Sigma}=11,38+1,36+1,41=14,15\,кА,$$

$$14{,}15 < 40.$$

Апериодикалық құрылған қысқа тұйықталған тоғын өшіруін тексеру. Апериодикалық құрылған қысқа тұйықталған тоғын (5.1) формуласы бойынша анықтаймыз:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \qquad (5.1)$$

$$I_{a\tau,A3} = \sqrt{2} \cdot 1{,}42 \cdot a^{-\frac{0{,}05}{0{,}26}} = 1{,}66\,\text{кА},$$

$$I_{a\tau,A1+A2} = \sqrt{2} \cdot 1{,}42 \cdot a^{-\frac{0{,}05}{0{,}15}} = 1{,}44\ \text{кА},$$

$$i_{a\tau,N} = \sqrt{2} \cdot 11{,}38 \cdot a^{-\frac{0{,}05}{0{,}02}} = 1{,}33\ \text{кА},$$

$$i_{a\tau\Sigma} = 4{,}43,$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot \beta_i \cdot I_{i0} = \sqrt{2} \cdot 0{,}3 \cdot 40 = 16{,}97\ \text{кА}.$$

Тексерісті шарттары бойынша орындаймыз:

$$i_{a\tau} \le i_{a,i},$$

$$4{,}43, 16{,}97.$$

Егер $I_{n,\tau} \le I_{отк,ном}$, шарты қанағаттандырылса, $i_{a,\tau} I_{a,ном}$, онда толық қысқа тұйықталу тоғының өшіру қабілеттілігі тексеріліске жіберіледі:

$$\left(\sqrt{2} \cdot I_{n\tau} + i_{a\tau}\right) \le \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot (1 + \beta_н).$$

Термиялық қабілеттілігіне тексеріс:

$$B_к \le I_т^2 \cdot t_т,$$

$$I_Т^2 t_Т = 50^2 \cdot 3 = 7500\ \text{кА}.$$

$B_к$ - жылу импульсін келесі формула бойынша анықтаймыз

$$B_к = I_{п0}^2(t_{откл} + T_а), \quad (5.2)$$

$t_{откл}$ - өшіру уақыты (время действия к.з.) келесі формула бойынша табылады (5.3).

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{о.в.}, \quad (5.3)$$

$t_{р.з.} = 0{,}1\,с$ - негізгі релелік қорғаныстың жұмыс уақыты.

$$t_{откл} = 0{,}1 + 0{,}05 = 0{,}15\,с.$$

Онда:

$$i_{ат,п} = 11{,}38^2 \cdot (0{,}15 + 0{,}02) = 22{,}02\ \ кА,$$

$$i_{ат1,2} = 1{,}42^2 \cdot (0{,}15 + 0{,}02) = 0{,}6\,кА,$$

$$i_{а,тг3} = 1{,}42^2 \cdot (0{,}15 + 0{,}26) = 0{,}83\,кА,$$

$$i_{атΣ} = 23{,}45.$$

Термиялық төзімділік шарттары орындалды:

$$23{,}45 < 7500$$

Динамикалық төзімділікке:

$$i_у \le i_{дин},\ I_{по} \le I_{дин},$$

37,18 кА≤102 кА, 15,34 кА≤40 кА.

Осыған байланысты, ашық тарату құрылғылары (ОРУ) 110 кВ-ға ажыратқыш орнатамыз ВЭК – 110 – 40/2000У1.

Сонымен қатар мысалы үшін ашық тарату құрылғылары (ОРУ) 110 кВ-ке орнатылатын айырғышты таңдауын жүргіземіз.

Алдын ала [4] айырғыш РНДЗ.1-110/1000У1 параметрін 5.1 кестесінде келтірілгендей белгілейміз. Ары қарай айырғышты келесі көрсеткіштері бойынша тексеріс өткіземіз.

Кернеуі бойынша:

$$U_{ном} \le U_{уст}$$

$$110=110$$

Ток бойынша:

$$I_{норм} \le I_{ном},\ I_{max} \le I_{ном},$$

$$0{,}69 < 1{,}0727 < 1.$$

Электрдинамикалық төзімділігі бойынша:

$$i_{у} \le i_{дин},$$

$$37{,}18 < 160;$$

Термикалық төзімділігі бойынша:

$$I_{max} \ge I_{Т}^{2} t_{Т} = 31{,}5^{2} \cdot 4 = 3969 \text{ кА},$$

$$23{,}45 < 3969 .$$

Таңдауы бойынша деректерді 5.1 кестесіне келтіреміз.

Басқа да ажыратқыштарды аналогты есептейміз, ал нәтижелерін кестеге келтіреміз.

Өзіндік қажеттілік жүйесінде 110 МВт энергоблогында электрқозғағышынан алатын қоректі есептей отырып, қысқа тұйықталған тоқты анықтаймыз. Секцияның қорегі жұмыс трансформаторынан орындалады. Әрі қарай есептеуде $\sum P_{ном} = 13680.$ кВт аламыз.

$X_{А} = X_{экв.}$ болғандықтан, генератор қысқа тұйықталу орнынан үлкен соққыда орналасқан және оның энергожүйесі құрамына есептеуді жеңілдету үшін қосуын бекітуге болады.

6 қосымшадан $I_{пос} = 10{,}622$ кА, ал периодты құрылған қысқа тұйықталған тоқтын бастапқы мағынасынан тұратын Б секциясы эквивалентті электрқозғалтқышынан:

$$I_{пос} = 4 \cdot \frac{\sum P_{ном}}{U_{ном}} = 4 \cdot \frac{13{,}68}{6} = 9{,}12 \text{ кА}.$$

Қысқа тұйықталған соққы тоғы (ЭД):

$$i_у = \sqrt{2} \cdot К_{уд} \cdot I_{под} = \sqrt{2} \cdot 1{,}65 \cdot 9{,}12 = 21{,}28 \text{ кА}$$

Периодты құрылған қысқа тұйықталған тоқтың бастапқы суммасы:

$$I_{по} = I_{пос} + I_{под} = 10{,}622 + 9{,}12 = 19{,}742 \text{ кА}.$$

Қысқа тұйықталған соққы тоғы:

$$i_у = i_{ус} + i_{уд} = 26{,}789 + 21{,}28 = 48{,}1 \text{ кА}.$$

Периодты құрылған қысқа тұйықталған тоғы кезінде $t = \tau = 0.1 с$ (выключатель ВВ/TEL – 10 – 20/1000):

$$I_{пτ} = I_{пос} + I_{под} \cdot e^{\frac{-0{,}1}{0{,}07}} = 10{,}622 + 9{,}12 \cdot e^{\frac{-0{,}1}{0{,}07}} = 10{,}622 + 2{,}2 = 12{,}822 \text{ кА}.$$

Апериодты құрылған қысқа тұйықталған тоғы кезінде $t = \tau = 0.1 с$:

$$i_{а,\tau} = i_{а,\tau,с} + i_{а,\tau,д} = \sqrt{2} \cdot I_{пос} e^{\frac{-0{,}1}{0{,}05}} + \sqrt{2} \cdot I_{под} e^{\frac{-0{,}1}{0{,}04}} = 2{,}05 + 1{,}07 = 3{,}12 \text{ кА}.$$

Өзіндік қажеттілік жүйесінде 110 МВт энергоблоктың электрқозғалтқышы әсерінен ТДНС-16000/20 с $U_к$=10% резервті трансформаторынан қорегі кезінде қысқа тұйықталған тоқты анықтаймыз.

ЭД эквивалентінен периодты құрылған қысқа тұйықталған тоқтың бастапқы мәні:

$$I_{под} = \frac{4 \cdot 1{,}25 \cdot S_{ном}}{2 \cdot U_{ном}} = 4 \cdot \frac{1{,}25 \cdot 16}{2 \cdot 6} = 6{,}67 \text{ кА}.$$

Периодты құрылған қысқа тұйықталған тоқтың бастапқы суммасы:

$$I_{по} = I_{пос} + I_{под} = 14{,}04 + 6{,}67 = 20{,}71 \text{ кА}.$$

Қысқа тұйықталған соққы тоғы:

$$i_у = i_{ус} + i_{уд} = 33{,}99 + 15{,}56 = 49{,}55 \text{ кА}.$$

Периодты құрылған қысқа тұйықталған тоғы кезінде $t = \tau = 0{,}1 с$:

$$I_{П,\tau} = I_{П,О,С} + I_{П,О,Д} \cdot e^{\frac{-0{,}1}{0{,}07}} = 14{,}04 + 6{,}67 \cdot e^{\frac{-0{,}1}{0{,}07}} = 14{,}04 + 1{,}6 = 15{,}65 \text{ кА}.$$

Апериодты құрылған қысқа тұйықталған тоғы кезінде $t = \tau = 0.1$с:

$$i_{а,\tau} = i_{а,\tau,с} + i_{а,\tau,д} = \sqrt{2} \cdot I_{пос} e^{\frac{-0,1}{0,05}} + \sqrt{2} \cdot I_{под} e^{\frac{-0,1}{0,04}} = 2,7 + 0,78 = 3,48 \text{ кА}.$$

Желі реакторын таңдау.

X_0 желі реакторының кедергісі қысқа тұйықталу тоғының шектеу шартынан ВВ/TEL –10-20/2500 $(I_{п.о.} = 20)$ кА ажыратқыштың өшіру қабілеттілігіне дейін анықталады.

Қысқа тұйықталу желінің нәтижелі кедергісі X_Σ реакторына дейін келесідей анықталады:

$$X_\Sigma = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} I_{п.о.}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 24,32} = 025 \text{ кА}.$$

$I_{п.о.}$ - 10,5 кВ шинадағы ҚТ тоғы

$I_{п.о.}$ қамтамасыз ету үшін керекті қысқа тұйықталу желі кедергісі

$$X^{треб} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot 20} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0,303 \text{ Ом}.$$

Сонда: $X_Р = X^{треб} + X_\Sigma = 0,303 - 0,25 = 0,053$ Ом

Реактордың номиналды тоғы 10,5 кВ шинасына қосылған, негізгі тарату желісінің көп тоғынан анықталады.

$$I_{п.о.} = \frac{P_{ном.max} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi}$$

10,5 кВ $P_{max} = 80$ кА шинасына қосылған жалпы кернеу. 1 алыстатылған желісіне жүктеме 3-5 МВт аспауы керек, шартына орай, 16 алыстатылған желіні қабылдаймыз. Сонда 1 желіге жүктеме $В_к = \frac{80}{60} = 5$ А, ал реактор арқылы өтетін жүктеме 5*8=40 МВт, бірақ менде 2 реактор бір секцияға 4 болғандықтан, онда 40/2=20 МВт.

$$I_{п.о.} = \frac{P_{номmax} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi} = \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 1375 \text{ А}.$$

$$I_{п.о.} = \frac{5 \cdot 5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5 \cdot 0{,}8} = 1702 \text{ А}.$$

Каталогты берілгендер боынша РБД-10-2500-0,14У3 реакторын таңдаймыз.

Алыстатылған кабельді желілерді ажыратқыштарын таңдау 10 кВ (в КРУ).

Каталогты берілгендер бойынша ВВ/TEL-10-20\600 типті вакуумды ажыратқышты таңдаймыз. Таңдау шартының тексерісі 5.2 кестесінде келтірілген.

5.2 кесте– ОРУ110 кВ үшін ажыратқыш таңдау

Есептік берілгендер	Ажыратқыш берілгендері ВЭК – 110 – 40/2000У1	Айырғыш берілгендері РНД-110/1250Т1
$U_{УСТ}$ =110 кВ	$U_{НОМ}$ =110 кВ	$U_{НОМ}$ =110 кВ
$I_{МАХ}$ =0,727 кА	$I_{НОМ}$ =2 кА	$I_{НОМ}$ =1000 А
$I_{п,\tau}$ =14,15 кА	$I_{отк.ном}$ =40 кА	-
$i_{а,\tau}$ =4,43 кА	$i_{а,ном}$ =16,97 кА	-
$I_{п,0}$ =18,18 кА	$I_{дин}$ =40 кА	-
$i_{у}$ =37,18 кА	$i_{дин}$ =102 кА	$i_{дин}$ =160 кА
$B_к$ = 23,45 кА^2·с	$I^2_{тер}\cdot t_{тер}$=7500 кА^2·с	$I^2_{тер}\cdot t_{тер}$=3969 кА^2·с

5.3 кесте - Г1, Г2 генераторлары үшін ажыратқыш пен айырғышты таңдау

Есептік берілгендер	Ажыратқыш берілгендері МГУ-20-90/9500У3	Айырғыш берілгендері РВР-20/6300У3
$U_{уст}$=20 кВ	$U_{ном}$=20 кВ	$U_{ном}$=20 кВ
I_{max}=7,96 кА	$I_{ном}$=9,5 кА	$I_{ном}$=8 кА
$I_{п,\tau=}$76,504 кА	$I_{отк.ном}$=90 кА	
$I_{п.о}$=87,58 кА	$I_{пр.с}$=105 кА	
$i_{у}$=225,43 кА	$i_{пр.с}$=300 кА	$i_{пр.с}$=320 кА
$B_к$=623,66 кА2·с	$I_{2Т}\cdot t_Т$=32400 кА2·с	$I_{2Т}$·tТ=62500 кА2·с

5.4 кесте - ТСН Г1, Г2, Г3 үшін орнатылған ажыратқыш пен айырғышты таңдау

Есептік берілгендер	ВВ/TEL-10-20/1000 (“Таврида электрик”)
$U_{уст}$=6,3 кВ	$U_{ном}$=6,3 кВ
I_{max}=0,96 кА	$I_{ном}$=1,0 кА
$I_{п,\tau}$=9,6 кА	$I_{отк.ном}$=20 кА
$I_{п.о}$=10,477 кА	$I_{пр.с}$=20 кА
$i_{у}$=26,66 кА	$i_{пр.с}$=50 кА
$B_к$=24,14 кА^2·с	$I^2_Т\cdot t_Т$=3200 кА^2·с

5.5 кесте - ПРТСН үшін ажыратқыш пен айырғышты таңдау

Есептік берілгендер	Ажыратқыш берілгендері

	VD4 – 4 – 25/1600 (“Таврида электрик”)
$U_{уст}$=6,3 кВ	$U_{ном}$=6,3 кВ
I_{max}=0,96 кА	$I_{ном}$=1,6 кА
$I_{п,\tau}$=9,6 кА	$I_{отк.ном}$=25 кА
$I_{п.о}$=8,907 кА	$I_{пр.с}$=25 кА
$i_{у}$=21,458 кА	$i_{пр.с}$=63 кА
$B_{к}$=24,14 кА^2·с	$I^2_{Т} \cdot t_{Т}$=1875 кА^2·с

6 Ток жүргізетін бөліктерді таңдау

ЖЭО негізгі электрикалық құрылғылары мен аппараттары осы тізбектерде бір бірімен электрлік орнатудың тоқ өткізетін бөлігі болып асырылатын, әр түрлі өткізгіштер арқылы жалғасады.

Берілген ЖЭО-да қолданылатын өткізгіштер типін қарастырайық.

1. Генератор аймағынан жоғарылатылған трансформаторға дейін, сонымен қатар өзіндік қажеттілік трансформаторы аралық шықпаларына фазаралық-эранды комплекті ток өткізгіштігін орындаймыз.
2. ТСН аймағынан 6,3 кВ жинақ шинасына дейін комплекті ток өткізгіштігін орындаймыз.
3. Блог генераторынан аралық шықпаларына– реакторға дейін трансформатор икемді ток өткізгіштігін орындаймыз.
4. 110 кВ ашық тарату құрылғылары (ОРУ) ток жеткізетін бөлігіне және жұмыс трансформаторына дейінгі шиналау мен іске қосатын – ТСН резервін икемді ток өткізгіштігін орындаймыз.

Комплекті ток өткізгіштік номиналды ток пен номиналды кернеуі бойынша таңдалынады және келесі шарттары бойынша тексеріледі:

$I_{max} \le I_{ном}$; $i_у \le i_{дин}$, I_{max} , $I_{ном}$ – тізбекке сәйкес үлкенірек номиналды ток, $i_у$, $i_{дин}$ - [1,3] сәйкес соққы тогы мен динамикалық төзімділіктің мағынасы.

Икемді ток өткізгіштігін таңдау токтың экономикалық тығыздығымен өндіріледі [1,3]:

$$q_э = \frac{I_{норм}}{j_э} \qquad (6.1)$$

$I_{норм}$ – қалыпты режимдегі ток (без перегрузок),
$j_э$ – ток тығыздығы, А/мм^2

Таңдалған қалындық тексерледі:

1. Қызуға:

$$I_{max} \le I_{доп} \qquad (6.2)$$

2. Қысқа тұйықталған токтың термиялық қызметі бойынша:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_к}}{C} \le q \qquad (6.3)$$

q_{min} – өткізгіштің минималды қалыңдығы,
C - функци.

3. Тәждену шарты бойынша (35 кВ және одан да жоғары өткізгіштіктер үшін).

$$1{,}07 \cdot E = \frac{0{,}354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{ср}}{r_0}} \le 0{,}9 \cdot E_0 = 30{,}3 \cdot m\left(1 + \frac{0{,}299}{\sqrt{r_0}}\right) \qquad (6.4)$$

E_0 – басапқы криикалық кернеудің максималды шамасы,

m –өткізгіш бетіндегі бұдырлығын ескеретін кэффициент (т=0,82),

r_0 – өткізгіш радиусы, см.,

E – тарамдалмаған өткізгіш бетіндегі электр өріс кернеулігі,

U – сызықтық кернеу, кВ,

$D_{ср}$ – өткізгіштер арасындағы орта геометриялық аралық, 1,26D,

D – көрші фазалар арасындағы аралық, см.

110 кВ жинақталған шинасын таңдау мен ток жүргізетін бөліктерден жинақталған шиналардан блогтік транформаторларға дейін мысал келтіріп көрейік, ал басқа да тоқ жинақталған бөліктерді таңдау нәтижелерін 8.1 кестесіне енгіземіз.

Содан жинақталған шина экономикалық токтың тығыздығы бойынша таңдалмайды, максималды шина кезінде рұқсат етілетін тоғы бойынша қалындықты қабылдаймыз, тоққа тең келетін қуатты қосып, мұндай жағдайда трансформатор-генератор блогы:

$$I_{норм} = \frac{S_{нормг}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{137{,}5}{\sqrt{3} \cdot 110} = 722 \text{ А.}$$

Блогтік трансформатор 137,5 МВА генератор қуатынан көп қуатынан жүктелмеуі керек, сол себепті

$$I_{max}=I_{норм}=722 \text{ А.}$$

бойынша, АС-400/22; q=400 мм^2; d=26,6 мм; $I_{ном}$=830 А. аламыз.

$I_{п.0}^{(3)}$< 20 кА [10]. болғандықтан, шинаны тексеруге өндірмейміз,

Термиялық әрекетке тексеру жасамаймыз, өйткені шиналар ашық ауада жалаңаш өткізгіштіктермен іске асырылған. [12].

Короналау шарты бойынша тексеру. Бастапқы критикалық кернеудің максималды мағынасын анықтаймыз

$$E_0 = 30{,}3 \cdot 0{,}82\left(1 + \frac{0{,}299}{\sqrt{1{,}33}}\right) = 30{,}4.$$

Электрлікөрістің кернеуі тарамдалмаған өткізгіштік қабатына тең:

$$E = \frac{0{,}354 \cdot 110}{1{,}33 \cdot \lg \frac{1{,}26 \cdot 400}{1{,}33}} = 24{,}9 \text{ кв/сағ.}$$

1,07·24,9=26,6<0,9·30,4=27,4. олғандықтан, берілген қалыңдық короналау шарты бойынша өтеді.

Ток жүргізетін бөлік 110 кВ блогты трансформаторының шығысынан жинақталған шинаға дейін икемді өткізгіштікпен іске асырамыз. Қалыңдықты $j_э$=1 А/мм^2 тоқтың экономикалық тығыздығы бойынша таңдаймыз.

$$q_э = \frac{722}{1} = 722 \text{мм}^2.$$

АС-400/22 маркасындағы өткізгіштікті қабылдаймыз. 722 А<830 А берілгеніне сәйкес. Аймақ 110 кВ жинақталған шинасынан өзіндік қажетілік резервті қосылу трансформатрына дейін, АС-400/22 маркасының өткізгіштігімен іске асырамыз.

6.1 кесте – Трансформатор маракалары

Сұлба аймағы	Өткізгіш типі	Параметрлері
Генератордан жоғарылататын трансформаторға дейін және ТСН аралық шықпаларына дейін	Фазалы - экрандау ГРТЕ-8550-250	$U_{ном.ген}$=10 кВ; $U_{ном.т}$=10 кВ; $I_{ном.ген}$=6875 кА; $I_{ном.т}$=8550 кА; $I_{дин.с.}$=250 кА; Тіреу оқшаулама типі – ОФР-20-375с.
110 кВ жинақ шиналары жоғарылататын трансформаторлар шығысына және ПРТСН-ға дейін	Өткізгіш маркасы АС-400/22	$D_{наруж.}$=26,6 мм; $I_{доп.}$=835 А; q=400 мм^2.
Генератор-трансформатор аралық шықпаларынан реакторға дейін	Иілгіш ток өткізгіш: Екі өткізгіш маркасы АС-500/64, Бес өткізгіш маркасы А-500	АС-500/64: $D_{наруж.}$=20,6 мм; $I_{доп.}$=815 А; q=500 мм^2, А-500: $D_{наруж.}$=29,1 мм; $I_{доп.}$=820 А; q=500 мм^2.
ТСН және ПРТСН 6,3 кВ жинақ шиналарына дейін	Комплекті ток өткізгіш ТЗК-6-1600-51	$U_{ном.т}$=6 кВ; $I_{ном.т}$=1600 кА; $I_{дин.с.}$=51 кА.

7 Соңғы өлшеу жүйелерін таңдау

7.1 ЖЭО-ға өлшеу жүйесі

Электрстанциядағы негізгі және көмекші құрал-жабдықтардың жұмыс режимін бақылау соңғы-өлшеу құралдарының көмегімен орындалады.

Өлшеу құралдарының көпшілігі өрісте генератор қуатына қажет, барлық фазаларда бақылау іске асатын, активті мен реактивті қуатында, есепті өңдіру жүргізіледі. [1].

7.1 кесесінде ЖЭО-ға қолданылатын өлшеу құралдары туралы деректер келтірілген .

7.1 кесте - Соңғы-өлшеу құралдары

№	Тізбек	Құралдарды қондыру орны	Құралдар	
1	Турбогенератор.	Статор	Әр фазаға амперметр, вольтметр, ваттметр, варметр, активті энергияны санауыш, активті және реактивті қуаттардың сезбектері. Тіркеуші құралдар: ваттметр, амперметр және вольтметр.	1.Аталған құралдар негізгі басқару щиттарында қондырылады (БЩУ или ГЩУ). 2. Топтық турбина щиттарында ваттметр, статор тізбегінде частотометр және қоздыру тізбегінде вольтметр қондырылады. 3. ЦЩУ ваттметр мен варметр қондырылады. 4. ЦЩУ частотомер, қосынды ваттметр және варметр қондырылады.
		Ротор	Амперметр, вольтметр. Негізгі және резервті қоздырғыштар тізбегіне вольтметр. Тіркеуші амперметр.	
2	Блок генератор-трансформатор.	Блокті трансформатор	Амперметр, екі жақты шкаласы бар ваттметр мен варметр. Амперметр.	-
3	Өзіндік қажеттілік трансформаторы	Екі секцияға	Секция кірістеріне 6,3 кВ: амперметр, ваттметр, активті энергияны санауыш, активті қуатты сезгіш.	-
4	6 - 10 кВ к. желі	-	Амперметр, тұтынушыларға қатысты желідегі активті және реактивті энергияның есептік санауыштары.	Егер санауыш бойынша ақшалай есеп жүргізілмесе, реактивті энергия санауышы қондырылмайды.

№ п/п	Тізбек	Құралдарды қондыру орны	Құралдар	Ескерту
5	220 кВ желі	-	Амперметр, ваттметр, варметр, қысқа тұйықталу орнын табатынын фиксациялы құрал, активті және реакивті энергияның есептік санауышы	1. Фазалық басқару желілерінде 3 амперметр қондырылады. 2.Екі жақты қоректендіру желілерінде екі жақты шкаласы бар ваттметр және варметр, активті энергияны тоқтатқыштары бар екі санауыш.
6	6 кВ өзіндік қажеттілік шиналары	-	Фаза аралық кернеуді өлшейтін вольтметр мен үш фазалы кернеулерді ауыстырып – қосып өлшейтін вольтметр.	-
7	Электр-қозғалтқыштары	Статор	Амперметр	Екі жылдамдықты электр қозғалтқыштарының әрбір орамдарына амперметр орнатылады.
8	Жоғары кернеулі жинақ шиналары	Әрбір секциясында	Үш фазалы кернеулерді ауыстырып – қосып өлшейтін вольтметр.; тіркеуші құралдар: частотомер, вольтметр және қосынды ваттметр; сақтап қалатын құралдар: екі частотомер, екі вольтметр, синхроноскоп, екі осциллограф.	-
9	Шина жалғайтын және секциялы ажыратқыш	-	Амперметр	-
10	Айналмалы ажыратқыш	-	Екі жақты шкаласы бар амперметр, ваттметр, варметр, есептік санауыштар және фиксациялық құралдар	-

1. Турбогенератор.

Құрал типі		Дәлдік класы
Статор:		
Әрбір фазадағы амперметр	Э - 377	1,5
Вольтметр	Э - 377	1,5

Ваттметр	Д – 365	1,5
Варметр	Д – 365	2,5
Активті энергия санағышы	И – 675	1,0
Реактивті энергия санағышы	И – 675М	2,0
Тіркеуші құралдар		
Частотомер	Н – 397	2,5
Суммарлы ваттметр	Н – 395	1,5
Варметр	Н – 395	1,5
Ротор:		
Амперметр	Э – 377	1,5
Вольтметр	Э – 377	1,5
Негізгі және резервті тізбектегі қоздырғыштың вольтметрі	Э – 377	1,5
Тіркеуші құралдар		
Частотомер	Н – 397	2,5
Суммарлы ваттметр	Н – 395	1,5
Варметр	Н – 395	1,5
1) Байланыс трансформаторы.		
НН: Амперметр	Э – 377	1,5
Ваттметр	Д – 365	1,5
Варметр, екі жақты шкаласы бар	Д – 365	2,5
ВН:		
3) Өзіндік қажеттілік трансформаторы.		
Қорек көзі жағы:		
Амперметр	Э – 377	1,5
Ваттметр	Д – 365	1,5
Активті энергия санағышы	И – 675	1,0
4) Шиналарды қосатын ажыратқыш		
Амперметр	Э – 377	1,5
5) Жинақ шиналары 110 кВ		
Фаза аралық кернеуді өлшейтін вольтметр мен тіркеуші вольтметр	Э – 377	1,5
6) Іске қосылу резервті трансформатор (ПРТСН)		
Амперметр	Э – 377	1,5
Ваттметр	Д – 365	1,5
Активті энергияны санауыш	И – 675	1,0

7.2 Өлшеу трансформаторларын таңдау

а) Трансформатор тогын таңдау.
Трансформатор тогы таңдалынады [1]:
2. Орнату кернеуі бойынша

$$U_{уст} \leq U_{ном} \qquad (7.1)$$

3. Тоғы бойынша

$$I_{норм} \leq I_{1ном} \quad (7.2)$$

$$I_{max} \leq I_{1ном} \quad (7.3)$$

Номиналды ток жұмыс тоғының орнатылуына жақын болуы керек, өйткені бірінші орамның толық жүктелмеуі қателіктің көбеюіне әкеліп соқтырады [1];

Конструкция мен класстың дәлдігі бойынша:

Электродинамикалық төзімділігі бойынша:

$$i_y \leq \kappa_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \quad (7.4)$$

i_y – есеп бойынша ҚТ соққы тогы,

$\kappa_{эд}$ – каталог бойынша электродинамикалық төзімділік еселігі ,

$I_{1ном}$ – ток трансформаторының номиналды бірінші ретті тогы,

Трансформаторлар шиналарының тоғының электродинамикалық төзімділігі тарату құрылғылары шиналарының тұрақтылығымен анықталады, бұл трансформаторларлар осы шартпен тексерілмейді [1];

Термиялық төзімділігі бойынша

$$B_k \leq (\kappa_т \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_т \quad (7.5)$$

B_k – есеп бойынша жылу импульсі,

$\kappa_т$ – каталог бойынша термиялық төзімділік еселігі,

$t_т$ – каталог бойынша термиялық төзімділік уақыты,

екінші жүктеме бойынша

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (7.6)$$

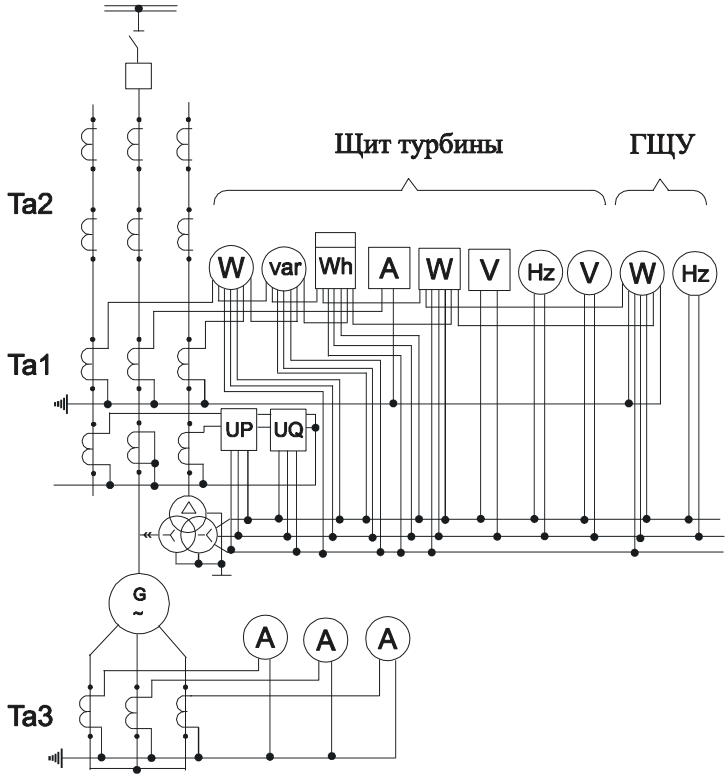
Z_2 - трансформатор тогының екінші ретті жүктемесі,

$Z_{2ном}$ - дәлдік класы бойынша таңдалған трансформатор тогының жіберілетін номиналды жүктемесі.

ТВФ-110-2ЕУЗ генератор өрісінде өлшеу құралдарын қосу үшін ТТ таңдауына мысал келтірейік.

Өлшеу құралдарына керекті тізімдерді 7.1 кестесі бойынша таңдаймыз, олардың қосылу сұлбасы 7.2 суретінде көрсетілген.

Генератордың шығысынан турбинаның стена бөлігіне дейнгі аймақ фазалы экранды ток өткізгіштігімен іске асырылғандықтан ГРТЕ-10-8550-250 (8 қосымшаны қара) онда ТШВ-15Б-8000/5/5 [2] кешенді трансформатор таңдаймыз.



7.1. сурет - Өлшеу құралдарының қосу сұлбасы

7.2. кестесінде есептік және каталогтік деректердің салыстырылуы көрсетілген. Трансформаторлар тоғының екінші жүктеме құралдары 7.2. кестесінде көрсетілген.

7.2 кесте – Трансформаторлар жүктемесі

Есептік берілгендер	Каталогтік берілгендер
$U_у$=10 кВ	$U_{ном}$=15 кВ
I_{max}=5968 А	$I_{ном}$=8000 А
$i_у$=225,43 А	Не проверяется
$B_к$=623,66 кА^{2}с	$(к_т \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_т$=$(20 \cdot 8)^2 \cdot 3$=76800 кА^{2}с

7.3 кесте – Фаза жүктемесі

Құрал	Типі	ВА, фаза жүктемесі		
		А	В	С
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Активті энергия қуаты	САЗ-И680	2,5	-	2,5
Тіркеуші амперметр	Н-334	-	10	-
Тіркеуші амперметр	Н-348	10	-	10
Ваттметр (щит турбины)	Д-335	0,5	-	10
Барлығы		14	10	14

7.3 кестесінен ТТ, А және С фазалары барынша жүктелгені көрініп отыр.

Құралдардың жалпы кедергілері

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{14}{25} = 0{,}56 \text{ Ом},$$

I_2^2 – Құралдың екінші ретті номинал тогы.

ТТ екінші номиналды жүктеме 0,5 дәлдік класында 1,2 Ом –ді құрайды. Контакттардың кедергісін 0, Ом –мен қабылдаймыз, сол кезде өткізгіштіктердің кедергісі [1]

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб.} - r_к = 1{,}2 - 0{,}56 - 0{,}1 = 0{,}54 \text{ Ом}.$$

Жалғайтын өткізгіштіктер ұзындығын 40 м алюминиді талсыммен қабылдаймыз, қалындықты анықтаймыз[1]

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}} = \frac{0{,}0283 \cdot 40}{0{,}54} = 2.1 \text{ мм}^2,$$

ρ – өткізгіш материалының беттік кедергісі (алюминий үшін 0,0283),

$l_{расч}$ – ТТ жалғау сұлбасына байланысты есептік ұзындығы (7.2 сурет).

АКРВГ контрольды кабелін талсым қалыңдығы 4 мм^2 қабылдаймыз.

Қалған ТТ аналогты түрде таңдаймыз.

б) кернеу трансформаторларын таңдау

Кернеу трансформаторлары таңдалынады:

Орнату кернеуі бойынша

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

Жалғанған орамының сұлбасы мен конструкциясы бойынша;

Дәлдік класы бойынша;

Екінші жүктемесі боынша

$$S_{2\sum} \leq S_{ном}$$

$S_{ном}$ – таңдалған дәлдік класындағы номиналды қуат, осы кезде жұлдызбен жалғанған бір фазалы трансформатор үшін, барлық үш фазаның суммарлы қуатын алу керек, ал ашық үшбұрыш сұлбасы бойынша бір трансформатордың еселенген қуатын аламыз; В·А [1] трансформатор кернеуіне қосылған, $S_{2\sum}$ - барлық өлшеу құралдары мен реле жүктемесі.

Құралдар жүктемесінің есебін жеңілдету үшін фаза бойынша бөлмей-ақ қойса да болады, сонда:

$$S_2 = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \qquad (7.7)$$

Егер екінші жүктеме таңдалған дәлдік классының номиналды қуатын асырса, онда екінші кернеу трансформаторын орнатамыз және жарты құралдарды соған қосамыз [1].

Кернеу трансформаторы өрісіндегі өткізгіштіктер қалыңдығы кернеудің рұқсат етілген шығыны бойынша анықталады . ПУЭ бойынша сәйкес кернеу шығыны кернеу трансформаторынан есеп санауышына дейін кем денегде 0,5 болса, ал щитті өлшегіш құралдарына дейін қалыпты жағдайдағы жүктеме кезінде кем дегенде 1,5 % болуы керек.

Есептерді жеңілдету үшін механикалық төзімділік шарты бойынша мыс сымы үшін 1,5 мм^2 және алюминий сымы үшін 2,5 мм^2 өткізгіштік қалыңдығын қабылдаймыз.

Генератор өрісінде өлшеу құралдарын қосу үшін кернеу трансформаторы таңдауына мысал келтірейік.

Керекті өлшеу құралдары тізімін 7.1 кестесі бойынша таңдаймыз, құралдарды қосу сұлбасы 7.2 суретінде көрсетілген. Сондықтан шығу генераторынан турбинді стена бөліміне дейінгі аймақ ГРТЕ-10-8550-250 комплекті тоқ өткізгіштігімен орындалған, онда ЗНОМ-10 орнатылған ток өткізгіштігіндегі кернеу трансформаторын таңдаймыз. Негізгі орам жүктемесін санау 7.3 кестесінде келтірілген.

Екінші жүктеме

$$S_{2\sum} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{39^2 + 9.7^2} = 40{,}1 \ \text{В} \cdot \text{А}.$$

Таңдалған трансформатор ЗНОМ-10 таңдалған трансформаторы 50ВА санауышының қосылуы үшін керекті 0,5 дәлдік класында номиналды қуатқа ие. Осыған орай, трансформатор таңдалған дәлдік класында жұмыс істейтін болады.

Қалған кернеу трансформатор таңдауын аналогты түрде жасаймыз.

Таңдалған трансформатор тоғы мен кернеуі 7.4. кестесінде келтірілген. НОМ-6-77У4, U=6 кВ, $U_{\text{ном1}}$=6300 В, $U_{\text{ном2}}$=100В кернеу трансформаторлары, 1/1-10 жалғану сұлбасы, 6,3 кВ өзіндік қажеттілік жинақталған шиналарға қосылған.

7.4 кесте -

Құрал	Тип	Бір шарғының тұтыну қуаты, ВА	Шарғылар саны	cos φ	sinφ	Құрал дар саны	Жалпы тұтынылған қуат	
							Р,Вт	Q,вар
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2,0	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3,0	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3,0	-
Активті қуат сезбегі	Е-829	10	-	1	0	1	10,0	-
Реактивті қуат сезбегі	Е-830	10	-	1	0	1	10,0	-
Активті энергия санауышы	И-680	2,0 Вт	2	0,38	0,925	1	4,0	9,7
Ваттметр	Д-305	2,0	2	1	0	1	4,0	-
Частотомер	Э-371	3,0	1	1	0	1	3,0	-
Барлығы	-	-	-	-	-	-	39,0	9,7

7.5 кесте -

Қондыру орны	Трансформатор типі
Генератор орамы	ТПШЛО-10; ТШ-20.
Генератор-трансформатор блок тізбегі	ТНПШ-3; ЗОМ; ТПШЛ-20; ЗНОМ-15; ТВТ 110.
Ашық тарату құрылғылары	ТФЗМ 110Б-III У1; НКФ-110-58 У1.
Орта кернеу трансформаторының аралық шықпалары (СН)	ТВТ 10.
Тарату құрылғылары (СН)	ТВЛМ-6.
Резервтік магистраль (СН)	ТВЛМ-6.
Іске қосылу резервтік трансформатор тізбегі (СН)	ТВТ 110; ТВЛМ-6; ЗНОЛ-6.
10 кВ тұтынушылардың аралық шықпалары	ТРU-12-600-2
10 кВ комплекті тарату құрылғылары	ТРU-12-600-2; ЗНОЛ.06-10УЗ.

8 Релелік қорғаныс автоматикасы және ЖЭО автоматика құрылғысын таңдау

8.1 Генераторлардың релелі қорғанысын таңдау

Қазіргі генераторлар қиын және қымбат машиналар болып табылады. Сол себепті генераторлардың релелі қорғаныстарына зақымдану түрлерін есептеу кезінде, тез әрекетттігін арттыру, өлі зонасын толығымен жою мен азайту шарттары жүктеледі.

Генераторлардың негізгі зақымдану түрлеріне келесілер жатады:

- Статор орамаларындағы фаза аралық қысқа тұйықталу. Бұл зақымданудың ауыр түрі, өйткені үлкен токтардың ағуымен жалғасады және нәтижесінде орам мен статор темірінің елеулі зақымдануына әкеліп соғады;
- Статор орамында жерге бірфазалы тұйықталу;
- Статор орамында бір фазаның орамдар арасындағы тұйықталу;
- Екі нүктелі ротор өрісінде жерге тұйықталу;
- Сыртқы қысқа тұйықталудан туындаған, номиналдан жоғары статор орамына токтың өтуі;
- Симметриялы артық жүктелуінен туындаған, статор орамына токтың өтуі.

Үшфазалы қысқа тұйықталудан қорғау үшін, генератордың статор орамында өшіруге әсер ететін, үш фазалық тез қозғалатын бойлық дифференциалды қорғаныс орнатылады.

Статор орамындағы жерге бірфазалы тұйықталудан генераторды қорғау үшін ЗЗГ-12 орындауында БРЭ1301 блок-релесін қолданамыз.

Тұйықталу орамасынан қорғау үшін көлденең дифференциалды қорғаныс қолданылады [13, 14, 15].

Жерге тұйықталудан генератор тізбегін қозуын (ротор) қорғау үшін арнайы релелі қорғанысты қамтамасыз етеміз; оның әрекеті тұрақты токтың көпір принціпіне, иықтары негізделген [13, 14, 15]. Қорғаныс жұмысқа тек қана бір нүктелі тізбегі қозуында жерге тұрақты тұйықтылық пайда болған кезде ғана қосылады және де тізбек қозуында жерге қайта тұйықталудың пайда болуының қорғанысы болып табылады. Қорғаныс барлық станцияға бір комплекте қамтамасыз етіледі. Жерге тұйықталу кезінде бір орындағы тізбектің қозуында генератор жұмыс істеп тұра беруі мүмкін. Өшу тізбегінде сигналға әсер ететін максималды ток қорғанысы орнатылады.

Симметриялық асқын жүктелуден статор орамы генераторын қорғау үшін РТВК релесіне жоғары қайтару коэффициентімен, ТА екінші тізбектегі бір фазаға қосылу қорғанысын қамтамасыз етеміз.

Кері желіні фильтрлі қорғанысы сыртқы қысқа тұйықталудан генераторды қорғау үшін және де симметриялы емес асқын жүктелуден генераторды қорғау үшін қолданылады [13, 14, 15].

Резервті қорғаныстар. Ішкі қысқа тұйықталудан резервті қорғану үшін ажыратқыштың өшіруіне әсерін тигізетін және генератор өрісін өшіруіне және

жоғары кернеу (ВН) жағындағы УОРВ пускына әсер ететін, резервті дифференциалды қорғаныс орнатылады.

Сыртқы қысқа тұйықталудан қорғаныс құрылғысы жоғары кернеу (ВН) жағындағы желіден блокты өшіруге ғана әрекет етуі керек. Қандай да бір осы ажыратқыштардың біреуі бас тартқан жағдайда, сыртқы қысқа тұйықталу қорғанысы УОРВ көмегімен генератор өрісін өшіру керек.

8.2 Трансформаторлардың релелі қорғаныстарын таңдау

Күштік трансформаторлар үшін релелі қорғанысты келесі зақымданудан және қалыпты емес жұмыс режимдері түрлерінен қамтамасыз етеміз [15, 16, 17]:

- орамдағы және оның шығыстарындағы көп фазалы тұйықталу;
- ішкі зақымданулар (орамдағы орамалардың тұйықталу мен магнит өткізгішіндегі «пожара стали»);
- жерге бір фазалы тұйықталу;
- сыртқы қысқа тұйықталудан пайда болған орамдардағы құйын тоғы;
- асқын жүктемеден пайда болған орамдардағы құйын тоғы (егер ол мүмкін болса);
- май деңгейінің төмендеуі;
- қысым көтерілуінен қорғау.

Трансформаторды қорғауын орындау кезінде оның қалыпты жұмыс қабілеттілігін еске ала отыру керек, кернеу әсерінен трансформаторды қосу кезінде магниттелу тогының, орам трансформаторының трансформация коэффицентіне және жалғанылатын сұлбасына әсерінің тигізуі.

Орамдағы мен блогты трансформаторлардан шығысындағы, көп фазалы тұйықтаудан қорғау үшін күштік трансформатордың уақыт ұстанымысыз ажыратқышты өшіруге әрекет ететін, циркулярлы тоқтармен бойлық дифференциалды қорғаныс қамтамасыз етіледі. Дифференциалды қорғанысты трансформатордың дифференциалды қорғаныс генераторымен салыстырғандағы ерекшелігі, ол әр түрлі трансформаторлар орамының бірінші ретті тоғының теңсіздігі мен фаза бойынша олардың сәйкес келмеуі болып табылады.

Фаза бойынша тоқты қозғау қарымталауы (компенсация) үшін күштік трансформатордың жұлдыз жақтан орналасқан, тоқ трансформаторының екінші орамы үшбұрышқа жалғанады, ал күштік трансформатордың үшбұрыш жақтан орналасқан, тоқ трансформаторының екінші орамы жұлдызға жалғанады. Бірінші ретті токтың теңсіздік қарымталауы ток трансформатор трансформацияның коэффициенттің дұрыс таңдалуынан іске асады. Егер токтың трансформатор трансформациясының коэффициентін осындай жағдаймен таңдай алмаса, екінші ретті токтың теңдігі дифференциалды қорғаныс иығында кем дегенде 10 % болуы керек (өйткені ток трансформаторлар трансформация коэффициентінің стандартты мағынасына

ие), тоқтардың теңсіздік қарымталауы үшін қорғанысты орындау кезінде ДЗТ-21 типтегі дифференциалды релені қолданады.

Жүктеме кезіндегі трансформаторлар реттелетін кернеумен, тежелу диф қорғанысты және ДЗТ реле типін орнату, не оларды ауыстыруы қарастырылады.[13, 14, 15]. Қорғаныс релені тежеусіз қолдануына есептелінеді. Егер оның сезімталдығы жеткіліксіз болса, керекті сезімталдылықты қамтамасыз ететін, орамды тежеудің минималды санындағы реле қолданылады.

Ішкі зақымданудан (орамдағы орама тұйықталу, газдың бөлінуімен жүргізілген) және ЖЭО-ның барлық трансформаторларында май деңгейінің төмендеуінен қорғау үшін, әлсіз кезіндегі сигналдар әрекетіне газдық қорғаныс пен интенсивті газдалу кезінде өшіруде қолданылады.

Газдық қорғаныс трансформаторлардың майды салқындатылуында, балқымалы, қалақты және табақшалы газдық релерінде қондырылады. Газдық қорғаныс «пожар стали» магнит өткізгіштіктерден қорғайтын трансформаторлардың жалғыз қорғанысы болып табылады [13, 14, 15].

Сыртқы қысқа тұйықталудан пайда болатын блогты трансформаторларды қорғау үшін нөлдік реттілік тоқтық қорғанысын қолданамыз.

8.3 Шинаның релелік қорғанысын таңдау

ЖЭО-ғы шинаның қысқа тұйықталуы, шина оқшауламасының ластануынан немесе зақымдануынан,төлкелі ажыратқыштары мен токтық өлшеу трансформаторларынан, сонымен қатар персоналдың шиналық айырғыштардан қателесуінен туындайды [15, 16]. Шиналардың зақымдануы екіталай. Бірақ та осы зақымдануларға әкеліп соғатын, ауыр жағдайларды есептей отырып, шина зақымдану әрекеті кезінде қорғанысқа ие болу керек. Шиналарды қорғау барысында дифференциалды ток қорғанысын қолданамыз.

Дифференциалды қорғанысты іске асыру үшін трансформация коэффииенті бірдей ток трансформаторын ,қуат қосылуынан тәуелсіз қолданамыз.

Дифференциалды ток қорғаныс шинасы 110 кВ электр станция кернеуі жүйеге қосылған барлық элементтерін жинап алады. Осы жағдайда ток трансформатор саны біршама болып, олардың екінші ретті тізбектің үзілу (обрыв) мүмкіндігін жоғарылатады. Бұл қорғаныс іске асып, тоқ таңдауы кезінде екепке алынады. Үзілу пайда болған (обрыз) кезде қорғаныс автоматты түрде уақыт ұстанымысыз істейді. Сол үшін қандай да бір ток трансформаторының екінші ретті тізбегі үзілген кезде іске асырылатын, кері өткізгіштіктің дифференциалды тізбегіне ток релесі қосылады [15, 16]. Басқа да дифференциалды қорғаныс сияқты шинаның дифференциалды қорғанысы сыртқы қысқа тұйықталу кезінде іске аспауы керек. Қорғаныс сезімталдығын жоғарылату үшін РНТ типті релесін қолданамыз. Қорғаныс сезімталдығы жеткілікті болады, егер қысқа тұйықталу кезіндегі шиналарда $к_ч \geq 2$ [15, 16].

6-10 кВ кернеуімен дифференциалды ток қорғаныс шинасы жеңілдетілген сұлба бойынша орындалады. Оның ток тізбегіне электрлік энергия тұтынатын ток трансформаторлары қосылады. Осындай қорғаныс толық емес дифференциалды ток деп аталады [15, 16].

Қорғаныс екісатылы болып орындалады. Ол бірінші және үшінші сатылардан тұрады. Бірінші саты токкесер уақыт ұстанымысыз, негізгі болып табылады. Үшінші саты максималды токтық қорғаныс, бірінші сатыны резервке ұстайды және де дифференциалды қорғаныстан қоршалмаған (не охваченный) алыстатылған желілер қорғанысы.

8.4 ТСН релелік қорғанысының есептелуі

Ішкі зақымданудан орта кернеулі (СН) қорек элементтерін қорғау үшін, сонымен қатар сыртқы қысқа тұйықталудан орта кернеулі (СН) шинадағы тарату құрылғылары мен осы шинадан қорек алатын элементтерді қорғау үшін, сәйкес релелік қорғаныстар қолданылады. Сонымен бірге, орта кернеуден (СН) қоректенетін элементтерді асқын жүктемеден, қалыпты емес жұмыс режимдерінен сигналға әрекет етеді қорғаныстар іске асырылады.

СН орта кернеулі трансформаторларында РУСН 6 кВ қоректенетін тұтынушыларының, негізгі тез әрекет ететін қорғаныстары дифференциалды қорғаныс пен газдық қорғаныс, ал резервті қорғаныс ретінде - дистанционды қорғаныс болып табылады.

СН 10/6 кВ ТДНС-10000/35 жұмыс трансформаторының блогка аралық шықпаларына қосылған, тағайындамасын таңдаймыз. [17]. Есеп методикасы бойынша.

Дифференциалды токтық қорғаныс трансформатор орамдары мен, оның шықпалары мен жоғары және төмен кернеуіндегі шиналармен жалғанған, қысқа тұйықталудың барлық түрінен ТСН-нің негізгі тез әрекет ететін қорғанысы болып табылады.

Дифференциалды ток қорғанысы сыртқы қысқа тұйықталуға және жүктеме тоғына әсер етпей, тек қана қорғаныс зонасында қысқа тұйықталуларға әрекет етеді. Қорғалып отырған зона қорғаныс элементі соңы бойынша орнатылған ток трансформаторларымен шектелген.

Қазіргі уақытта трансформаторлардың дифференциалды қорғанысы ДЗТ-21 дифференциалды үш фазалы реле типі көмегімен орындалады.

Дифференциалды қорғаныстың есептелуі ДЗТ-21 реле типінде қорғаныстың минималды істеу тоғынан анықталады.

Толық номиналды трансформаторы қуатына сәйкес қорғаныстың иығындағы екінші ретті токты анықтайық:

$$I_{В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_1}. \qquad (8.1)$$

(8.1) бойынша трансформатордың 10 кВ жағына сәйкес:

$$I_{В} = \frac{346 \cdot 1}{400/5} = 4{,}33\,А,$$

6,3 кВ жағына сәйкес:

$$I_{2В} = \frac{577 \cdot 2}{600/5} = 9{,}62\ А.$$

Трансформаторы үшін, $I_{2В}$ тоқтың шамасы номиналды токтың шегінен шығатын, жұмыс реле тізбегіндегі трансреактор (2,5 – 5 А) кем дегенде 0,5 А-ге аралық ток автотрансформаторлары орнатылуы керек.

Аралық автотрансформатор, реле трансреакторға оның соңғы тармағы қосылатындай жалғанады. АТ-32 с $I_{номАТ} = 5\,А$ үшін тармақталу 1 – 2. Ток трансформаторына $I_{отвАТ} > I_{2В} \cdot с \cdot I_{отвАТ} = 12{,}2\,А$ шартынан 1-7 тармақталған қосылады.

Реленің жұмыс тізбегіне иықтары арқылы апаратын, автотрансформатор орнатылған, екінші ретті ток,

$$I_{В}^{'} = \frac{I_{В}}{n_{АТ}} = \frac{9{,}62}{12{,}2/5} = 3{,}94\ А.$$

Реле трансреакторы орамасынан тармақталған жұмыс номиналды токты анықтайық: $I_{отв,раб.ВН} = 4{,}25$ - тармақталған 3;

$$I_{отв,раб.НН} = I_{отв,раб.ВН} \cdot \frac{I_{ВНН}^{'}}{I_{ВН}} = 4{,}25 \cdot \frac{3{,}94}{4{,}33} = 3{,}87\ А$$

Есептік токтың төменгі жағына жақын 3,63 төртінші тармағын аламыз. Реленің тежеу тізбегіндегі аралық ТТ ток тармақтарын есептейміз.

$$I_{отв,торм,расч.ВН} = 4{,}57\,А,$$

$$I_{отв,торм,расчНН} = \frac{I_{2В}}{n_{АТ}} = \frac{9{,}62}{12{,}2} = 3{,}94\ А.$$

Бірінші ТА тармағына байланысты $I_{отв,торм,расч.ВН} = 5\,А$, $I_{отв,торм,расч.НН} = 5\,А$ деп қабылдаймыз.

Қорғаныс орындалатын бірінші ретті токты анықтайық

$$I_{с.з} = k \cdot I_{ном} = 0{,}3 \cdot 577 = 173{,}1\,А,$$

k - магниттелу тогының отстройка коэффициенті, 0,3-ке тең.

Баланс емес тогын «бастапқы тежеу» режиміне сәйкес отстройканы тексереміз, (10.2):формуласы бойынша :

$$I_{с.,з\min} \geq k_{отс} \cdot I'_{нб,торм,нач} = k \cdot (I'_{нб,торм,нач} + I''_{нб,торм,нач} + I'''_{нб,торм,нач}), \qquad (8.2)$$

$$I_{отв,торм,расч.ВН} = 4{,}57,\ А$$

$k_{отс} = 1{,}5$ отстройка коэффициенті.

Бірінші ретті тежеу тогы

$$I'_{нб,торм,нач} = 0{,}5 \cdot I_{ном.ВН} \cdot I_{*торм,нач.} \cdot \left(\frac{I_{отв,торм.ВН}}{I_{отв,торм,расч.ВН}} + \frac{I_{отв,торм.НН}}{I_{отв,торм,расч.НН}} \right). \qquad (8.3)$$

«Бастапқы тежеу» тағайындамасы $I_{*торм,нач.} = 6$ деп қабылданады.

Ток трансформаторының қателігінен пайда болған баланс емес (небаланс) ток құраушысы:

$$I'_{нб,торм,нач} = k_{пер} \cdot k_{одн.} \cdot \varepsilon \cdot I_{max}, \qquad (8.4)$$

мұндағы $k_{пер} = 1$ өтпелі режимді ескеретін коэффициент;

$k_{одн.}$ ТТ біркелкі коэффициенті, 1-ге тең;

$\varepsilon = 0{,}1$ ТТ толық қателігі.

Трансформатордағы кернеуді реттеу арқылы пайда болған баланс емес тоқ құраушысы:

$$I''_{нб,торм,нач} = \Delta U \cdot I_{k.max}, \qquad (8.5)$$

мұндағы ΔU - ТДНС-10000/35 $\Delta U = 0{,}12$ трансформаторына арналған,трансформатордағы кернеуді реттеудің жартылай суммарлық диапазоны.

TAV трансреактордың тармақтары қолданылған, есептік және номиналды токтардың сәйкес келмеуінен пайда болған баланс емес ток құраушысы:

$$I''_{нб,торм,нач} = \frac{I_{отв.раб.расч.} - I_{отв,раб}}{I_{отв,раб,расч}} \cdot I_{торм,нач,n}. \qquad (8.6)$$

8.6 формуласы бойынша бірінші ретті тежеу тоғы:

$$I'_{нб,торм,нач} = 0{,}5 \cdot 346 \cdot 0.6 \cdot \left(\frac{5}{4{,}33} + \frac{3{,}75}{3{,}94} \right) = 218{,}8 \text{ А},$$

$$I''_{нб,торм,нач} = \frac{I_{отв.раб.расч} - I_{отв,раб}}{I_{отв,раб,расч}} \cdot I_{торм,нач,n}.$$

Онда (8.2) бойынша (8.3) – (8.5) формулаларынан

$$I_{с.,з\min} = 1{,}5 \cdot \left(1 \cdot 1 \cdot 0{,}05 \cdot 218{,}8 + 0{,}12 \cdot 218{,}8 + \frac{3{,}87 - 3{,}63}{3{,}87} \right) = 50{,}9 \text{ А}.$$

TAV реле трансреакторының тармақталған таңдалған номиналды тоғын минималды токтың тежеу кезіндегі іске асуынан анықтаймыз.

10 кВ жағы үшін:

$$I_{*ср\min} = 0{,}3 \cdot \frac{I_В}{I_{отв,раб}} = 0{,}3 \cdot \frac{4{,}33}{4{,}25} = 0{,}31.$$

6 кВ жағы үшін:

$$I_{*ср\min} = 0{,}3 \cdot \frac{I_В}{I_{отв,раб}} = 0{,}3 \cdot \frac{3{,}94}{3{,}63} = 0{,}33.$$

$k_т$ коэффициент тежелу, реленің тежелу сипаттамасының құлау бұрышының тангенсіне тең, 0,9 - ға тең деп алынады, және 8.7 формуласы бойынша өтпелі режимдегі сыртқы қысқа тұйықталу, максималды ток қорғанысының әрекет етпей қалған кезіндегі шартын тексеру.

$$k_Т = \frac{k_{отс} \cdot I_{*нб,расч} \cdot \frac{I_{В.ВН}}{I_{отв,раб.ВН}} - I_{*с,Р\min}}{0{,}5 \cdot I_{*торм,расч} \cdot \left(\frac{I_{отв,торм,расч.ВН}}{I_{отв,торм.ВН}} - \frac{I_{отв,торм,расч.НН}}{I_{отв?тормНН}} \right) - I_{*торм,нач.}}. \qquad (8.7)$$

ҚТ тогын $U_{к\%мин}$ =7,1% есептелген $X_{тсн,мин}$ кезінде анықтаймыз. Ол үшін ТСН кедергісін қайта есептейміз:

$$X_{19} = X_{20} = \frac{7,1}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 11,27.$$

ТКZ программасы бойынша берілген құжаттарды түзету арқылы $I_{k,max}$ тогын есептейміз.

$$I_{k,max} = 7,696 \text{ кА}.$$

Баланс емес ток құраушыларын (8.4), (8.5), (8.6) формулалары бойынша анықтаймыз.

Баланс емес суммарлы ток:

$$I_{н,б,расч} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 7696 + 0,12 \cdot 7696 + \frac{3,87 - 3,63}{3,87} \cdot 7696 = 2176 \text{ А}.$$

Жұмыс тізбегіндегі баланс емес тогының қатысты мәні:

$$I_{*нб,расч} = \frac{2176}{346} = 6,29.$$

Тежеу тогының қатысты мәні:

$$I_{*торм,расч.} = \frac{7696}{346} = 22,24.$$

(8.7) формуласы бойынша тежелу коэффициенті:

$$k_T = \frac{1,5 \cdot 6,29 \cdot \frac{3,94}{3,63} - 0,326}{0,5 \cdot 22,24 \cdot \left(\frac{5}{4,33} - \frac{3,75}{3,94} \right) - 0,6} = 0,43 < 0,9.$$

Дифференциалды реле үзіндісінің әрекет ететін есептелу тогы келесі формула бойынша анықталады: (8.8):

$$I_{расч.с.отсеч} = k_{отс} \cdot I_{нб,расч,отсеч}, \qquad (8.8)$$

$k_{отс} = 1,5$;

$I_{нб,расч,отсеч} - \varepsilon = 0,1$ және $k_{пер} = 3$ кезіндегі (8.4), (8.5), (8.6) формулалары арқылы анықталады.

$$I_{\text{расч,с,отсеч}} = 1{,}5 \cdot \left(3 \cdot 1 \cdot 0{,}1 + 0{,}12 + \frac{3{,}87 - 3{,}63}{3{,}87} \right) \cdot 7796 = 2985 \text{ А.}$$

Үзіндінің иске қосылу қойылымын $I_{\text{отв.ном.}}$ деп қабылдаймыз.

Іске қосылу үзіндісінің бірінші ретті тоғын анықтаймыз:

$$I_{\text{с,отс}} = 6 \cdot I_{\text{отв,ном}} \frac{n_{\text{АТ}} \cdot K_1}{k_{\text{сх}}} = 6 \cdot 4{,}25 \cdot \frac{400}{5} = 2040 \text{ А.}$$

2040<2985 болғандықтан, релеге $I_{\text{отв.}}$ қойылымын қондырамыз:

$$I_{\text{с,отс}} = 9 \cdot I_{\text{отв,ном}} \frac{n_{\text{АТ}} \cdot K_1}{k_{\text{сх}}} = 9 \cdot 4{,}25 \cdot \frac{400}{5} = 3060 \text{ А} > 2985 \text{ А.}$$

Қорғаныс сезімталдығы әрқашан қамтамасыз етіледі, оны тексеріп отыру қажет емес.

Газдық қорғаныс трансформатор орамдарындағы орам тұйықталуынан қорғаудың басты қорғанысы және де газдың шығуымен жалғасқан, трансформатор қаптамалар ішінен болған зақымданудан қорғайды. Ол сонымен қатар май деңгейінің төмендеуінен әрекет етеді. Газдық қорғаныс газды реле көмегімен іске асырылады.

Газдалуы әлсіз немесе май деңгейінің біршама төмендеуі кезінде қорғаныс сигналға әсер етеді. Трансформатордың ішкі қабатының зақымдануы кезінде пайда болған үдемелі газдалу немесе май деңгейінің біршама төмендеуі кезінде газдық қорғаныс трансформатордың қорек көзінен өшірілуіне уақыт ұстанымысыз әсер етеді.

Өйткені берілген трансформатор РПН құрылғысына ие, яғни қосымша газдық қорғаныс қарастырылады, газдалуға әсер ететін, РПН бөлігінің зақымдануынан туған және де трансформатордың жүйеден өшірілуіне уақыт ұстанымсыз әсер етуіне ие.

ТСН резервті қорғанысы ретінде дистанционды қорғаныс қолданылады. Дистанционды қорғаныстың негізгі элементі дистанционды орган (немесе омметр) болып табылады, қысқа тұйықталудан қорғаныс қосылған аймақ аралығын анықтаймыз. Дистанционды орган ретінде 90 градусты сұлбасы бойынша фазааралық кернеуге және әр түрлі ток фазаларына қосылған, кедергіге әсер ететін, пропорционалды арақашықтықта қысқа тұйықталу аймағына дейін қосылған минималды кедергі релесі қолданылады.

6В секция кірістеріндегі (вводах) дистанционды қорғаныс

Дистанциялық қорғаныстың іске қосылу кедергісі:

$$Z_{с,з} = \frac{k_н}{k_В} \cdot x_{дв}, \qquad (8.9)$$

мұндағы $k_н = 0{,}85$ сенімділік коэффициенті;

$k_В = 1{,}1$ реленің қайту коэффициенті.

Өзіндігінен жүріп кетуге қатысатын, барлық тежелген қозғалтқыштардың суммарлы эквиваленттілік кедергісі:

$$x_{дв} = \frac{U_{ном} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot I_{пускΣ}} = \frac{6{,}3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5826} = 0{,}624 \text{ Ом.}$$

8.1 кестесі бойынша суммарлы іске қосылу тоғы $I_{пускΣ} = 5826$. (8.9) формуласы бойынша қорғаныстың іске қосылу кедергісі:

$$Z_{с,з2} = \frac{0{,}85}{1{,}1} \cdot 0{,}624 = 0{,}482 \text{ Ом.}$$

Реленің іске қосылу кедергісі:

$$z_{с,р2} = z_{с,з2} \frac{K_1}{K_U} = 0{,}482 \cdot \frac{600/5}{6000/100} = 0{,}96 \text{ Ом.}$$

Қорғаныс үшін, 0,25 – 40 Ом аралығына реттелетін, іске қосылу кедергі қойылымы бар КРС-2 релесі қолданылады.

Қорғаныстың уақыт ұстанымы 0,3 сек-ты құрайды, соған байланысты РВ-01 уақыт релесі қолданылады.

$k_ч$=1,2 сезімталдық коэффициентіне сәйкес дистанциялық қорғаныстың резервтеу зонасы:

$$z_{дист2} = \frac{z_{с,з}}{k_ч} = \frac{0{,}482}{1{,}2} = 0{,}402 \text{ Ом.}$$

10,5 кВ жағындағы дистанциялық қорғаныс.

Қорғаныстың іске қосылу кедергісі, трансформатордың 6 кВ жағындағы қорғаныстың минималды іске қосылу кедергісінің жартысы ретінде алынады:

$$z_{с,з2} = \frac{z_{с,з2}}{2} = \frac{0{,}482}{1{,}2} = 0{,}241 \text{ Ом.}$$

Реленің іске қосылу кедергісі:

$$z_{с,р} = z_{с,з}\frac{K_1 \cdot n_T}{K_U} = 0{,}241 \cdot \frac{(400/5)\cdot(10{,}5/6{,}3)}{6000/100} = 0{,}535 \text{ Ом.}$$

Қорғаныстың уақыт ұстанымы, 6 кВ жақтағы қорғаныстың уақыт ұстанымынан бір саты жоғары қойылады – 0,6 сек.

Асқын жүктелуден қорғаныс симметриялық асқын жүктемелер сигнализациясы үшін арналған. Ол токтың бір фазасына ғана қосылған, бір ғана ток релесімен іске асырылады. Ол барлық фазаларда бірдей және сигналға уақыт ұстанымымен әрекет ететін, кезекші персонал (дежурный персонал) басқарып отыратын, симметриялық асқын жүктелулерден әсер етеді.

Асқын жүктемеден қорғайтын реленің қорғаныс тоғы, ток трансформаторының номиналды шарты бойынша таңдалады.

$$I_{с.р} = \frac{k_н \cdot k_{сх}}{k_в} \cdot \frac{I_{ном}}{K_1} = \frac{1{,}05 \cdot 1}{0{,}8} \cdot \frac{577}{600/5} = 6{,}3 \text{ А.}$$

Дуоғалық қорғанысы КРУ 6 кВ-ғы барлық жәшк ішіндегі ашық электрлі доғамен қысқа тұйықталу кезінде зақымдану көлемін төмендету мақсатында іске асырылады. Доғалық қорғаныс үшін шкафтарда орнатылған және қақпағының орналасуына байланысты, жүктелусіз клапан болып табылатын, соңғы ажыратқыштар контактілері қолданылады. Доғаның пайда болуы кезінде шкаф ішіндегі газдың қысымы жоғарылайды, бұдан қақпақ орнынан ыршып шығады. Қақпақтың нормалды, жабық жағдайы кезінде соңғы ажыратқыш контактісі ашық күйінде болады. Доғалық қорғаныс қорғаныстағы секция тізбек қорегінің, қысқа тұйықталу тоғының басқаруымен орындалды.

Жұмыс трансформаторының СН 10/6 кВ ТМНС-6300/10 блоктың аралық шықпаларына жалғанған қорғаныс сұлбасы, дипломдық жобаның 4 бетінде келтірілген.

8.5 ЖЭО автоматика құрылғысы

Автоматты қайта қосылу (АҚҚ).

Автоматты қайта қосылу құрылғысы тұтынушылардың қорек көздерін тез арада қалпына келтіру мен ішкі жүйелі қарым қатынасты ажыратқыштардың автоматты қосылуы жолдарымен, релелі қорғаныс құралдарымен өшіру үшін қамтамасыз етіледі.

Автоматты қайта қосылудың келесі түрлерін қарастырайық:

1. Автоматты қайта қосылу құрылғысы 10 кВ тұтынушылар кабельді желілеріне.

2. Автоматты қайта қосылу құрылғысы 110 кВ ауа желілері.

3. ЖЭО шинасының автоматты қайта қосылу құрылғысы.

4. Автоматты қайта қосылу құрылғысы жауапты электрқозғалтқыштары, басқа да, өздігінен жүріп кетуден өшірілген электрқозғалтқыштары.

5. Автоматты қайта қосылу құрылғысы айналмалы және бөлім ажыратқыштары.

Автоматты қайта қосылу құрылғысы ажыратқыштарды өшіру кезінде персоналды дистанционды немесе телебасқару көмегімен; персоналмен дистанционды немесе телебасқару көмегімен қосудан кейін релелі қорғанысты автоматты өшірумен; ажыратқышты трансформаторлардың ішкі зақымдануынан және айналмалы машина қорғанысымен өшіру, сонымен қатар автоматты қайта қосылу әрекеті болмағанда, ажыратқышты өшіру және т.б. жағдайлары ретінде орындалған.

Автоматты қайта қосылу құрылғысының әрекеті көрсеткіш реле фиксациясымен іске асырылады.

Генераторларды қосу.

Паралельді жұмысқа генераторларды қосу келесі тәсілдердің бірімен іске асырылады: нақты синхронизация мен өзіндік синхронизация.

ЖЭО жобалау үшін ТВФ-110 турбогенераторлары үшін нормалды режим кезінде нақты автоматты синхронизация қолданылады. Апатты режім кезінде өзіндік синхронизация тәсілі рұқсат етіледі.

Барлық генераторлар құрылғылармен жабдықталған. Олар керекті жағдайда блоктелумен синхронды емес қосылудан, қолдан нақты синхронизация жасалады.

Қоздырғышты, кернеуді және реактивті қуатты автоматты реттеу.

Қоздырғыш пен кернеуді және реактивті қуатты автоматты реттеу құрылғылары қалыпты жұмыс кезінде берілген сипаттама бойынша энергожүйеде кернеуді қолдау үшін арналған; реактивті жүктемені реактивті қуат қорегі арасында берілген заңы бойынша тарату; энергожүйенің статикалық және динамикалық тұрақтылығының жоғарылатуы.

Генераторлар, ГОСТ шарттарына сәйкес қозуы жүйесі және техникалық шарттардың қозу жүйелері қоздырғышының автоматты реттелу құрылғыларымен жабдықталған.

ТВФ-110 генераторлары үшін автоматты реттелуі қоздырғышының тез әрекет ететін қозу жүйесі қарастырылған.

РПН трансформаторлары кернеуді ұстап тұру мен берілген мәнде өзгерту трансформация коэффицентімен және автоматты реттелу жүйесімен жабдықталған.

Жиілікпен пен активті қуаттың автоматты реттелуі (АРЧМ).

АРЧМ жүйесі қалыпты режімде энерго жүйедегі жиілікті ұстап тұру үшін арналған, яғни электрлік энергия сапасының ГОСТ шарттарына сәйкес; басқару объектілерінде, диспетчерлік басқарудың барлық деңгейінде қуатты тарату.

АРЧМ жүйесі ЖЭО-да орта жиіліктің ауытқуын ұстап тұруы 0,1 Гц шамасында және асқын ток қуатының шектеуімен кем дегенде 70% тербелу амплитудасы, 2 минут не одан көп периодында қамтамасыз етіледі.

Автоматты тоқтатудың асинхронды режимі.

Асинхронды режимді тоқтату үшін оның пайда болған жағдайында автоматика құрылғысы қолданылады, асинхронды режімнің синхрондыдан айырмашылығы, қысқа тұйықталу мен басқа да қалыпты жұмыс режімі және т.б.

Берілген құрылғылар қайта синхрондауды жеңілдету бағытында орындалу шаралары қолданылады:

- Турбиналардың тез арада жүктеме алуы;
- Тұтынушылардың жиі өшірілуі;
- Генерелендіретін қуаттардың азаюы (егер артық қуат пайда болса).

Жиіліктің төмендеуін автоматты шектеу.

Жиіліктің төмендеуін автоматты шектеу энергожүйеде, қандай да бір қуаттың жетпей қалуы кезінде орындалады, 45 Гц тен төмен жиілік толығымен алынып тасталған, 47 Гц тен төмен 20 сек кем емес, ал 48,5 Гц төмен – 60 с кем емес.

Жиіліктің төмендеуін автоматты шектеу жүйесі:

- Резервтің автоматты қосу (по частоте);
- Автоматты жиіліктің жүктелмеуі (АЧР);
- Қосымша жүктеуді түсіру;
- Жиілікті қалпына келтіру кезінде тұтынушылардан өшірілген қорек көзін қосу (ЧАПВ).

Автоматты жиіліктің жүктемесін түсіру әрекеті АПВ құрылғысы әрекетімен бірге сәйкестендірілген.

9 ЖЭО тарату құрылғысының құрылысы

Электрлі жалғаудың бастапқы сұлбасы мен орта кернеу (СН) механизмін электрмен жабдықтау сұлбасы, ЖЭО жобалануына барлық кернеу сатылары үшін РУ құрылысын таңдау керек.

Тарату құрылғылары жобалауына типті шешімдер орналастырылған. Сонымен бірге тарату құрылғылары максималды жағдайда ПУЭ бойынша талап етілген шарттарды қанағаттандыруы керек.

9.1 Тарату құрылғыларына ұсынылған шарттар

Тарату құрылғыларына электр жүйесіндегі басқа элементтері сияқты негізгі шарттар ұсынылады, оның ішіндегілері: жұмыстың сенімділігі, қызмет етудің ыңғайлылығы мен қауіпсіздігі, экономкалық тиімділігі, өрт қауіпсіздігі.

Белгілі жағдайда тарату құрылғыларының сенімділігі: тарату құрылғыларының электрлі жалғау сұлбасы, электр аппаратының дұрыс таңдалуы, релелі қорғаныстың тез әрекет етуі мен басқа да автоматты құрылғыларды таңдау, асқын кернеуден қорғаныс эффективтілігі, блоктау құрылғылардың болуы, дұрыс қажетке жарату, профилактикалық сынақтар мен жөндеуді жиі өткізуі бойынша анықталады.

Бірақ та тарату құрылғыларының сенімділікке басты әсер етуіне оның құрылысы мен жайғастыруы болып табылады. Қызмет етудің ыңғайлығы мен қауіпсіздігі аппараттарды орналастыру, құрылғы элементтерінің қорғаныс қабырғалары мен ұласуымен бөлу, визуалды тексеру үшін айырғыштарды өшіру шарттарын құру, өшірілген бөліктерді орнатуды жерлендіру үшін стационарлы пышақтармен айырғыштарды қолдану, айырғыштармен дұрыс емес әрекеттерді блоктау, қорғаныс жерленуін қолдану, сонымен бірге сәйкес тарату құрылғылары ұласуы мен құрылысы.

Экономикалық тиімділік шартын, тарату құрылғылары құрылыстарына минималды шығындарға ұмтылу мен оның қажетке жаратуы минималды тарату құнына керекті сенімділік пен қызмет ету қауіпсіздігін қамтамасызету деп түсінуге болады.

Тарату құрылғысы ПУЭ, НТП және СниП шарттарына сәйкес орындалады. Кейбіреулерін ерекшелейік.

Электр орнатқыштың қалыпты жұмыс шарты қызмет көрсететететін персоналға және тарату құрылғысы құрылғыларына қауіп жасамауы керек, құрылғыны зақымдануына, қысқа тұйықтаудың пайда болуы мен жерге тұйықтаудың тұйықталу жағдайларын тудырмау керек. Электр орнатқыштың қалыпты жұмыс шарты кезінде қысқа тұйықталудан шыққан, зақымдануды өршітпеу керек. Қандай да бір тізбектен кернеуді ажырату кезінде қауіпсіз тексеріс болуы керек, көрші тізбектердің қалыпты жұмыста қалуы қамтамасыз етілуі қажет.

Тарату құрылғысы аппараттарды жерлендіру мен ауысатын жерлендіру құрылғыларын қолданбай шиналау қамтамасыз етеледі. Олар стационарлы

жерлендіру пышақтарымен жабдықталуы керек. Пышақтар қара түске боялса, ал олардың жетектер ұстағышы – қызыл түске боялады.

Айырғыштар бір немесе екі стационарлы жерлендіру пышағымен орнатылады.

Тарату құрылғысындағы электрлі жалғау, ереже бойынша алюминийден, болат алюминийден немесе болат өткізгіштерден орындалауы керек.

9.2 110 кВ тарату құрылғысының конструкциясы

Ауаның тозаңдануы мен газдандырылған шарттары бойынша сәйкес келетіндіктен және 110 кВ тарату құрылғысының жабылуы үлкен көлемдіе құрылғының тығыз орналасуына байланысты тарату құрылғысын ашық (ОРУ) түрінде қабылдаймыз.

ОРУ-110 кВ екі жұмыс жүйесі шинасы мен айналу сұлбасы бойынша орындалады. Транспорт құрылғысы үшін ажыратқыштар, жол бойында екі қатарда орналасқан. Өткізгіштіктер үш жерден 3,6; 7,5 және 11,35 м жоғарылықта орналасқан. Тіреу құрылғылары – темірбетон болады. Жәшік қадамы 9 метрден құралады.

Тарату құрылғы сұлбасы құрама шинасы 5 желіге, 4 трансформаторға және екі комплекті өлшеу трансформатор кернеуіне қосылуына арналып есептелген.

Оперативті тізбектердің кабелі, басқару тізбегі, релелі қорғаныс, автомтика мен ауа өткізгіштіктері темірбетонды құрылысынан науаларына төселеді. ОРУ қоршалады.

Жинақталған шиналар икемді алюминийлі болат өткізгіштіктерімен орындалады және порталды тіреуге ілінген. Шинаның бірінші жүйесіндегі айырғыштар полюсы бағыты жинақталған шиналарға перпендикуляр орналасқан. Екінші жүйедегі шина айырғыштардың әрбір полюсі шина өткізгіштіктердің сәйкес жинақталған шина фазасы мен сол өткізгіштікпен паралельді орналасқан. Бірінші және екінші жүйе ажыратқыштарын жалғастырып отырған өткізгіштік, сәйкес ажыратқыштар мен қосымша тірегіш оқшауламаларына нығайтылған. Бұл тарату құрылғысын екі бағытта үшярусты өткізгіштік шығаруды іске асыруды қамтамасыз етеді. Трансформаторларды біріктіруде жинақталған шинаның бірінші мен екінші жүйе арасындағы қосымша тіреулер қарастырылып отыр. Осындай құрылымды шешім, жинақталған шинаның екі жүйесін көлденең өткізгіштік үзілісі кезінде жабылу мүмкіндігін алдын алады. Жобаның 3 бетінің графикалық бөлігінде тарату құрылғысы, ұяшық желісінің кескіні, трансформатор мен шина-жалғау ажыратқышы негізгі өлшемдерді енгізуімен жоспарланған.

9.3 10 кВ тарату құрылғысы

Комплекті тарату құрылғысы деп, тарату құрылғысы заводтық дайындалудан, сатып алушыға келісілген техникалық шарттары біткен құрылыс түрінде жіберілуі, орнатылған үлкейтілген блоктар мен кернеуден орнатудан кейінгі қосу аймағына транспорттауды айтады. Ол қорғаныс қаптамасынан, электрлік аппарат пен бірінші тізбек өткізгіштігінен, сонымен қатар өлшеу құралынан, барлық жалғауды басқару мен релелі қорғанысынан тұрады. [1,9].

Комплекті тарату құрылғысы жинақталған құрылғылардан жинақтылығымен, қызмет ету қауіпсіздігі мен сенімділігімен ерекшеленеді. Орнату аймағында орындалған құрылыс пен монтажды жұмыс көлемі минималды болады.

Комплекті тарату құрылғысындаа ABB компания өнімі VD4-10/2500 ажыратқыштары және кірілетін контакті штепсельді типтегі айырғыштар қолданылады. Комплекті тарату құрылғысы ұяшығы келесі бөліктерден тұрады: қозғалмайтын корпус, яғни артқы жағында жоғарғы және төменгі қозғалмайтын контакті айырғыштар орналасқан, соңғы бітемелері бар кабельді жинақ, TPU-12-600-2 ток трансформаторы, жерлендіру пышағы, өшірілетін қозғалмалы тележка, өткізгіштіктер, жинақталған шина бөлігі, өлшеу үшін бөлік құралдары, релелі қорғаныс, басқару және сигнализация құралдары.

Ұяшық корпусы, горизонтальды болат арақабырғаларымен 2 бөлікке бөлінген – жоғары контакті шинді айырғыштар, төменгі ток трансформаторлары мен кабельді құрама. Сонымен қатар тележканың шығарылуы кезінде, оның артқы бөлігіндегі ұяшық аппараты кернеуден қорғалуы үшін, вертикалды қозғалатын металды шторлар қарастырылған.

Ажыратқышты тележка үш түрлі орналасуы мүмкін: біріншісі, жұмыс режімі, яғни тележка камерада болады, ал кірмелі айырғыштар мен екінші тізбектегі басқару мен сигналдау контактілері жабық күйінде; екіншісі, сынақ режімі , яғни тележка жылжығанда, айырғыштар ашық күйінде, ал екінші тізбектегі басқару және сигналдау контактілері әлі жабық күйде болғанда; жөндеу режімі, яғни тележка камера сыртында болғанда. Ажыратқыш өткізгіштігін сынау үшін тележканы сынама орналасуына қою жеткілікті. Ажыратқышты жөндеу үшін тележка толығымен камерадан шығарылуы керек. [1,9].

Комплекті тарату құрылғысының бағасы жай тарату құрылғысы бағасынан жоғары. Бірақ та аз аумақты алатындықтан, құрылыс уақыты және монтажды жұмыстары аз болғандықтан, комплекті тарату құрылғысының жалпы шығындары сыртқы тарату құрылғысына қарағанда аз.

9.4 6 кВ резервті РУСН мен РУСН құрылысы

6 кВ РУСН ретінде комплекті тарату құрылғысын қабылдаймыз (КРУ).

Комплекті тарату құрылғысындағы ұяшық күштік ажыратқышпен жылжуы кезінде, келесі тарату жүйелерін басқару мен қорғау үшін арналған : қозғалтқыштар, транформаторлар, конденсаторлы батареялар және т.б. Стандартты орындау.

Жинақталған шина бөлігі:

- жинақталған шиналар,
- тіреу оқшауламалары,
- жинақталған шина корпусының бөлігі.

Өтпелі оқшаулама бөлігі:

- негізгі сұлбаның жоғарғы стационарлы контактісі.

Төмен кернеу бөлігі:

- төмен кернеудің аппаратурасы.

Ажыратқыш пен кабельді жалғау бөлігі:

- негізгі схеманың төменгі стационарлы контактісі,
- ЕМ типті жерлендіру пышағы,
- кабельді камера корпусы,
- кабелдің қысқыштарын мықты қылдыру үшін кабельді кірістер және кронштейн люгі.

Жинақталған шинаның жүйесі. Алюминийлі жинақталған шиналар құрама шина бөлігінде жоғарғы модулінде орналасқан. Жинақталған шина элементтерінің өлшемдері бірыңғайлы, яғни тарату құрылғысының монтажын бұзуды жеңілдетеді.

Ұяшық салмағы - 650 кг.

Комплекті тарату құрылғысы бойынша барлық деректер [21] алынған .

10 ЖЭО электр станциясының бас жоспары

Электр станциясының негізгі және қосымша құрылысының бастапқы өндіріс аумағында орналастыру жоспарын қамтиды. Электр станциясының генжоспары келесі өндірістік және қосалқы ғимарат пен, құрылыс құрылғыларын қамтиды: ашық ауада орналастырылған түтін сорғылары бар негізгі ғимарат, түтін құбырлары, жоғарылататын трансформаторлар, электрлі басқарылатын щит, электрлі тарату құрылғылары: жабық және ашық; сумен жабдықтау құрылғысы, отын шаруашылығы, су қосылған химиялық тазарту; іске қосылу резервті қазандық, май шаруашылығы, зертханалар мен шеберліктер, жабдықтар қоймасы мен материалдар; жұмыс орындар мен т.б. қамтиды.

Машиналық зал мен қазандық орындарына, ашық тарату құрылғысы мен жоғарылататын трансформаторларға, отын жіберу және отын қоймасына қабылдап-түсіргіш құрылғысына, мазутты шаруашылық құрылғысына, май қоймасы мен басқа да материалдар құрылғылары, темір жолдары мен авто көлік жолдары қамтамасыз етілуі керек. Генжоспарда ғимараттар, құрылыстар мен орнатулар арасында керекті өрт қауіпсіздік жолдары қарастырылған.

Бөлек ғимараттар, құрылыстары мен орнатулар негізгі технологиялық процесспен электр станциясында энергияны түрлендіруіне сәйкес мүмкіндігі бойынша орналастырылады. Сонымен, отын шаруашылығын қазандық бөлмесі жағына орналастырады, ал сумен жабдықтау құрылғысын – машиналық зал жағынан, жоғарылатын трансформаторларды әдетте машиналық залдың фасадты қабырғасында орнатады, ал түтін құбырлары қазандық бөлмесінің жанынан орналастырылады.

Келтірілген шарттардың әрқашан орындалып отыруы мүмкін емес; яғни, ашық тарату құрылғысын орнату кезінде машина залының фасадты қабырғасы жағын, сумен жабдықтау көзінен бастапқы ғимаратты алып тастауға тура келеді, осыдан электр станцияның сумен жабдықтау жүйесі қымбаттайды. Сол себепті ашық тарату құрылғысының (ОРУ) генжоспарында басқа да орналастыру амалдарын қолданады.

Генжоспарда электр станцияның құрылысын дұрыс орналастырудың маңызды факторы болып негізгі бағыты мен жел күші, «розой ветров» мінездемесі болып табылады .

Ғимарат кешені мен электр станция құрылысының өзінің аумағында қиын өндірістік және сәулетті комплекс екенін білдіреді. Яғни оған тек қана технологиялық орыны мен экономикалық шарттары ғана емес, сонымен қатар санитарлық-техникалық, эстетикалық шарттарын ұсынады. Электр станциясының бас бөлігіне негізгі кірмені, оның тұрақты алдыңғы қабырғасынан орналастырады. Станция территориясына кіру мен өтпелі жолдарын АИКа мен басты корпустың жанында орындайды, олар станция территориясында да және оның сырт жағында да асфальталып, бір-бірімен жалғасады. Электр станциясы ген жоспарын құруда теплотехника мен электр техникасының технологтары, құрылысшылар, сәулетішелер, сантехниктер мен басқа да мамандар бірге қатысады. Электр станция қуатын күшейту жағдайында басты корпус құрылысын аяқтау үшін бос орынның болуы керек. Өйткені қайта құрылыс жобасында ЖЭО кеңейтуі мен жаңа блоктардың құрылысы қарастырылып жатыр. Электр станция аумағында ғимараттар мен құрылыс арасында қажетке жарататын, қамтамасыз ететін, авто көлік жолдары желісі болуы керек. Жолдар асфальталады, ЖЭО-дан шыға берісте көлік тұрағы мен автобустар аялдамасы орнатылады.

10.1 кесте – Бас жоспардың негізгі көрсеткіштері

Аталуы	Өлшем бірлігі	Мәні
1. Қоршаудағы ЖЭО ауданы	га	21,1
2. Құрылыстар мен ғимараттардың ауданы	га	10,8
3. Құрылыс коэффициенті	%	51,0
4. Транспортты магистраль ауданы	%	17,0
5. Аумақтың қолданыс коэффициенті	%	80

6. Қоршау ұзындығы	км	2,03

11 Өмір тіршілігінің қауіпсіздігі

11.1 Еңбек шарттарын талдау

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

Өндіріс орындарында көптеген факторлар бар. Физикалық өндіріс факторларына:

– қозғалмалы механизмдер, өндіріс жабдықтарының қозғалатын 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.

Осы жерде кен орыны, бұл 60 пайыз күкіртсутегі мен көмірқышқылгазды, 10 пайызға дейін парафинді, жоғары газ факторлы кен орны орналасқандықтан, ауаның ластануына байланысты басты қаралатын жағдай.

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

Психофизиологиялық өндіріс факторларына физикалық шамадан тыс жуктелу жатады.

Еңбек шартын талдау өндіріс факторларын зерттеудің барлық кешенін болжайды.

Әр әсер ету параметрін өлшеу әдісі сәйкес нормативті құжаттармен және әр түрлі әдістермен, мысалы практикаға пайдалы дәлдікпен дерексіз сандарда көрсетілген мәдерді қолдана отырып, эксперттік (мамандық) әдіспен регламенттенеді. Мұнда шарттың әр элементі оның түріне және жұмыс істеп тұрған адамға әсер ету уақытындағы қандай да бір бал санымен бағаланады.

11.2 ЖЭО-2 атмосфераға зиянды заттардың сейілуін есептеу және санитарлық-қорғаныс зонасын анықтау

A=200 – температураның стратификациялық коэффициенті, F=1 – газдар қоспасы үшін, F=3 – заттардың түсу жылдамдығын ескеретін коэффициент, η=1 – жер қыртысының коэффициенті, H=125м – ластау көзінің биіктігі, D=6м – саға диаметрі, $W_0 = 25 м/с$ – газдың шығу жылдамдығы, $T_Г = 167^0 C, T_В = 23^0 C$, $M_З = 1959.8 г/с$ – күл қалдығы, $M_{SO2} = 551.7 г/с$ – екі оксидті күкірт қалдығы, $M_{NOX} = 152 г/с$ – азот оксидті күкірт қалдығы, ауаны тазарту дәрежесі 98%.

Атмосферадағы қоспаның сейілу процесі көп факторларға тәуелді, оған:

- атмосфера күйі;

- ластау көзінің биіктігі;
- ластану массасы;
- жер қыртысы және т.б.

Улы заттардың жердегі концентрациясының максимал мәні $C_м$ (мг/м^3) мына формуламен анықталады:

$$C_М = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}} \qquad (11.1)$$

$$V_1 = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot W_0 = \frac{3.14 \cdot 6^2}{4} \cdot 25 = 706{,}5 м^3$$

$$\Delta T = T_Г - T_В = 167 - 23 = 144^0 C$$

m және n коэффициент мәндері f, V_M, V_m и f_e параметрлері арқылы анықталады:

$$f = 1000 \cdot \frac{W_0^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T} = 1000 \cdot \frac{25^2 \cdot 6}{125^2 \cdot 144} = 1{,}66 \qquad (11.2)$$

$$V_М = 0{,}65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_1 \cdot \Delta T}{H}} = 0.65 \cdot \sqrt[3]{\frac{706{,}5 \cdot 144}{125}} = 6{,}06 \qquad (11.3)$$

$$V_М^{'} = 1.3 \cdot \frac{W_0 \cdot D}{H} = 1.3 \cdot \frac{25 \cdot 6}{125} = 1{,}56 \qquad (11.4)$$

$$f_e = 800 \cdot \left(V_М^{'}\right)^3 = 800 \cdot 1{,}56^3 = 3037{,}13 \qquad (11.5)$$

m коэффициенті былай анықталады:
мұнда f<100

$$m = \frac{1}{0.67 + 0.1 \cdot \sqrt{f} + 0.341 \cdot \sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0.67 + 0.1 \cdot \sqrt{1.66} + 0.341 \cdot \sqrt[3]{1.66}} = 0{,}83 \qquad (11.6)$$

Егер f<100 n коэффициентінің V_M тәуелділігі мына формуламен анықталады: т.к. $V_M \geq 2, n = 1$

Күл үшін:

$$C_{М3} = \frac{200 \cdot 1200 \cdot 3 \cdot 0{,}95 \cdot 1 \cdot 1}{125^2 \cdot \sqrt[3]{706{,}5 \cdot 144}} = \frac{684000}{729420} = 0{,}94 мг/м^3$$

SO_2 үшін:

$$C_{MSO2} = \frac{200 \cdot 2050 \cdot 3 \cdot 0{,}95 \cdot 1 \cdot 1}{125^2 \cdot \sqrt[3]{706{,}5 \cdot 144}} = \frac{1168500}{729420} = 1{,}60 мг/м^3$$

NO_2 үшін:

$$C_{MNOX} = \frac{200 \cdot 105 \cdot 3 \cdot 0{,}95 \cdot 1 \cdot 1}{125^2 \cdot \sqrt[3]{706{,}5 \cdot 144}} = \frac{59850}{729420} = 0{,}08 мг/м^3$$

$$ПДК_З = 0{,}5 мг/м^3; ПДК_{SO2} = 0{,}5 мг/м^3;$$

$$ПДК_{NOX} = 0{,}085 мг/м^3$$

$$M_\Sigma = M_{SO2} + \frac{ПДК_{SO2}}{ПДК_{NOX}} \cdot M_{NOX} = 2050 + \frac{0.5 \cdot 10^{-3}}{0.085 \cdot 10^{-3}} \cdot 105 = 2.7 \cdot 10^3 г/м^3 \quad (11.7)$$

Газдар қоспасы үшін:

$$C_{M\Sigma} = \frac{200 \cdot 2.7 \cdot 10^3 \cdot 3 \cdot 0{,}95 \cdot 1 \cdot 1}{125^2 \cdot \sqrt[3]{706.5 \cdot 144}} = 2.109 мг/м^3$$

$X_м$ ластану көзінің арақашықтығы, С (мг/м^3) қолайсыз метеорологиялық жағдайлар жердегі концентрациясы максимал мәніне жетеді, $C_м$ мына формуламен анықталады:

$$X_m = \frac{5 - F}{4} \cdot d \cdot H \quad (11.8)$$

мұнда d, f<100 кезде мына формуламен анықталады:

$$d = 7 \cdot \sqrt{V_M} \cdot (1 + 0.28 \cdot \sqrt[3]{f}) = 7 \cdot \sqrt{6.06} \cdot (1 + 0.28 \cdot \sqrt[3]{1.66}) = 22.94 м \quad (11.9)$$

Күл үшін:

$$X_{ms} = \frac{5-3}{4} \cdot 22{,}94 \cdot 125 = 1.4 \cdot 10^3 м$$

Газдар қоспасы үшін:

$$X_{m\Sigma} = \frac{5-1}{4} \cdot 22.94 \cdot 125 = 2{,}9 \cdot 10^3 м$$

$U_м$ қауіпті жылдамдық мәні Флюгер деңгейіндегі (жер бетінен 10м). Осы кезде улы заттардың жер бетінде концентрациясы ең үлкен мәнге ие болады, ол келесі формуламен анықталады:

$$U_M = V_M \cdot \left(1 + 0.12 \cdot \sqrt{f}\right) = 6.06 \cdot (1 + 0.12 \cdot \sqrt{1.66}) = 6.99 м/с \quad (11.10)$$

Атмосферадағы улы заттардың жер бетіндегі концентрациясы $U_м$ жердің қауіпті жылдамдығы ластану ошақ өсі, ластану көзінен әр-түрлі арақашықтықта болады:

$$c = S_i \cdot C_м \qquad (11.11)$$

мұнда S_i – өлшемсіз коэффициент, ол F коэффициентінің және X/Xм қатынасына тәуелдігі арқылы анықталады:

$X/X_м \le 1$ кезде,

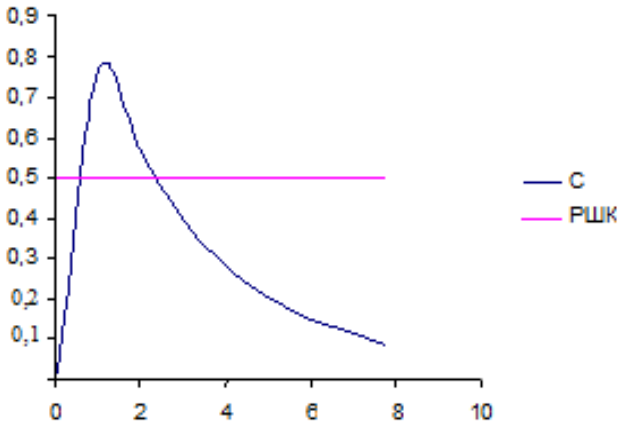
$$S_1 = 3\cdot(X/X_м)^4 - 8\cdot(X/X_м)^3 + 6\cdot(X/X_м)^2 \qquad (11.12)$$

$1 \prec X/X_м \le 8$ кезде,

$$S_1 = \frac{1.13}{0.13\cdot(X/X_м)^2 + 1} \qquad (11.13)$$

11.1 кесте – Күлді есептеу мәліметтері

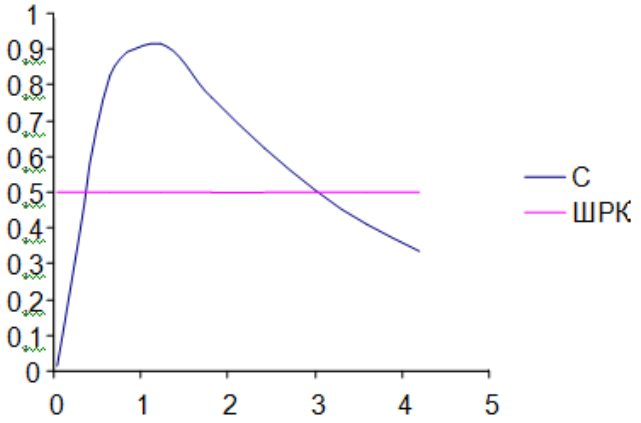
X	X/Xм	S	C
100	0,06313	0,02195	0,017
1627	1,02715	0,99371	0,764
3154	1,99116	0,74567	0,573
4681	2,95518	0,52919	0,406
6208	3,91919	0,37707	0,289
7735	4,88321	0,27562	0,211
9262	5,84722	0,20754	0,159
10789	6,81124	0,16071	0,123
12316	7,77525	0,12755	0,09



11.1 сурет – Күлді есептеу бойынша график

11.2 кесте– Газдарды есептеу мәліметтері:

X	X/Xм	S	C
100	0,047348	1,129671	1,095781
1350	0,639205	1,073006	1,040816
2600	1,231061	0,944014	0,915693
3850	1,822917	0,78911	0,765437
5100	2,414773	0,642759	0,623476
6350	3,006629	0,519498	0,503913
7600	3,598485	0,42111	0,408477
8850	4,190341	0,344233	0,333906
100	0,047348	1,129671	1,095781



11.2 сурет – Газды есептеу бойынша график

Өндірістің санитарлық-қорғау аймағының шекарасы былай анықталады:

$$L = L_{OΣ} \cdot \frac{P}{P_0 \%} \qquad (11.14)$$

мұнда L(м) – есептік өлшем С33;

$L_{OΣ}$(м) – берілген бағыттағы ауданның есептік өлшемі, мұнда улызаттар концентрациясы ШРК-дан көп болады;

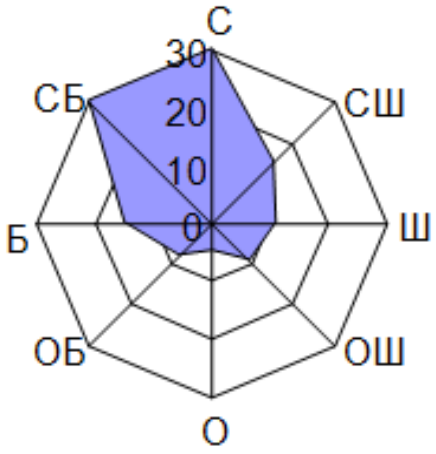
Р(%) – қаралған румбаның орташажылдықтағы қайталанатын жел бағыты;

P_o(%) – шеңберлік желдер розасы кезіндегі бір румбаның қайталануы;

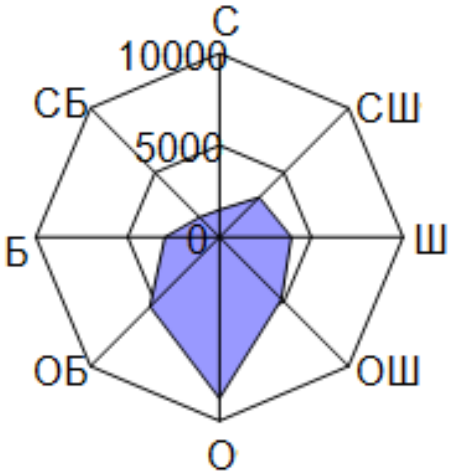
$$P_0 = \frac{100}{8} = 12{,}5\% \qquad (11.15)$$

11. 3 кесте – Есептік өлшем

	Сол.	СШ	Шығ.	ОШ	Оң.	ОБ	Бат.	СБ
p, %	30	15	11	9	5	8	15	30
L, м	1458	2917	3977	4861	8750	5469	2917	1458



3.3 сурет – Желдің бағыты p, %



3.4 сурет – Жел розасы

Шыққан мәліметтер бойынша ЖЭО қаланың оңтүстік-шығыс бөлігінде орналасқаны қолайлы.

11.3 Жұмыс бөлмесінің ауа алмасуын (вентиляция) есептеу

Бөлме микроклиматын анықтайтын параметрлерге: ауа температурасы (t,^{0}C), тиісті дымқылдық (f, %), ауа қозғалысының жылдамдығы (v, м/с) және

ауаның химиялық тазалығы жатады.

Бөлмедегі ауа параметрлерін сақтау – ауа алмасу мен кондициялау жүйелерінің басты жұмысы. Барлық вентиляция жүйелерінің негізгі есебі жақындатылған, әр-түрлі коэфициент факторлар көмегімен есептелінеді. Өндіріс вентиляциясына әсер ететін әдістер жатады.

Есептеу формуласына коэфициент көп кірген сайын, көп фактор анықталып, айқын нәтиже береді. Бірақ таңдап қабылдаған коэфициент формулаларын бірнеше факторлы немесе соның ішіндегі мәндісін қолдануға болады.

Бұндай әдісті қолдану фактілі өндірісте есептелген, жобаланған және жөнделген вентиляция бастау алдында да, эксплуатация процесінде де тексеріледі. Егерде керек көрсеткіштерден ауытқулар анықталып жатса, онда вентилятор өндірістілігінің өзгеруімен жоғалады.

Вентиляция жүйесінің есептелуі келесі тізбек бойынша жүргізіледі:

- бұрылыстармен, өту жолдарымен, жалюзилермен вентиляция желісінің схемасын сызамыз, оларды бөліктерге бөліп және ауа өткізетін құбыр диаметрін таңдайды;
- айқын жылылықтың ауа ауыстыруын анықтаймыз:

$$G_a = \frac{Q_Я}{c \cdot (t_{УХ} - t_{ПР})} м^3/с \qquad (11.16)$$

мұнда $Q_Я$ – айқын жылылықтың бөлінуі, Вт;

с – ортақ ауыстыру вентиляциясының бөлінетін және бөлмеге кіретін құрғақ ауаның жылу сыйымдылығы;

$t_{УХ}$=20 ºС;

$t_{ПР}$=15 ºС.

Айқын жылылықтың бөлінуі:

$$Q_я = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4$$

мұнда Q_1 – аппаратурадан жылу бөліну;

Q_2 – жарықтану көзінен жылу бөліну;

Q_3 – адамдардан жылу бөліну;

Q_4 – терезеден күн радиациясының түсуі.

Аппаратурадан жылу бөліну:

$$Q_1 = \psi_1 \times \psi_2 \times \psi_3 \times \psi_4 \times N_{ном} = 0{,}25 \times 3000 = 750$$

мұнда ψ_1 – қондыратын қуаттың қолдану коэфициенті;

ψ_2 – жүктеме коэффициенті;

ψ_3 – аппаратураның бір уақытта жұмыс істеу коэффициенті;

ψ_4 – жылы энергияға өткен кездегі бөлме ішіндегі ауа жылуының ассимилялық коэфициенті;

$N_{ном}$ – барлық аппаратураның номиналды қуаты.

Бағытталған есептеулерде барлық 4 коэффициент 0,25-ке тең.

Жарықтану кезіндегі жылу бөлінулер:

$$Q_2 = \varphi \times N_{\textbf{жар}} = 0{,}8 \cdot (21 \cdot 40) = 672$$

мұнда φ – ауаға айналатын энергия есептеу сомының коэффициенті,

φ =0,8;

$N_{жар}$ – цехтағы жарықтану құрылғысының коэффициенті (әр қайсысы 40 Вт, 20 шам).

Адамдардан жылу бөліну:

$$Q_3 = n \cdot q = 5 \cdot 116 = 580$$

мұнда n – жұмысшы саны;

q – бір адамның жылу жоғалтуы 80-116 Вт тең.

Терезеден күн радиациясының түсуі:

$$Q_4 = F_{\textbf{ост}} \cdot q \cdot m \cdot k = 4{,}75 \cdot 224 \cdot 4 \cdot 1{,}25 = 5320$$

мұнда $F_{ост}$ – терезе ауданы, $м^2$;

m – терезе саны;

k – металлды түптеу үшін түзеткіш көптік k = 1,25;

q – 1 $м^2$ терезе арқылы жылу түсу, q = 224 $Вт/м^2$.

Анық бөлінетін жылуды анықтаймыз:

$$Q_{\textbf{я}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 750 + 672 + 580 + 5320 = 7322 \qquad (11.17)$$

Анық бөлінетін жылудың ауа алмастыруын анықтаймыз:

$$G_a = \frac{7322}{1 \cdot (20 - 15)} = 1465 м^3 / с$$

Вентилятордың өнімділігін табамыз:

$$W_в = к_к \cdot G_а \qquad (11.18)$$

мұнда $к_к$ – қор коэффициент, $К_к$=1,3 – 2,0

$$W_в = 2 \cdot 1465 = 2930 м^3/с$$

Құбырдың түзу учаскелеріндегі қысымның жоғалтуын есептейміз:

$$Н_{пп} = \frac{\psi_Т \cdot l_Т \cdot \rho_В \cdot \upsilon_{СР}^{\ 2}}{2 \cdot d_Т}, Па \qquad (11.19)$$

мұнда $\psi_Т$ – құбыр кедергісін есептейтін коэффициент (темір құбырлары үшін $\psi_Т$=0.02);

$l_Т$ – құбыр учакесінің үзындығы, м;

$\rho_В$ – ауа тығыздығы, $\rho_В$=1 кг/$м^2$;

$\upsilon_{СР}$ – ауа желісінің қарастырған учаскедегі ауаның орта жылдамдығы, вентиляторға қосылған учаскелерде ол 8-15 м/с, қашықтағыларға 1-4 м/с қабылдайды;

$d_Т$ –құбырдың қабылданған диаметрі, $d_Т$ = 0,5 м.

$$Н_{кж1} = \frac{0,02 \cdot 5 \cdot 1 \cdot 8^2}{2 \cdot 0,5} = 6,4 \ ,Па$$

$$Н_{кж2} = \frac{0,02 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 14^2}{2 \cdot 0,5} = 7,84 \ ,Па$$

$$Н_{кж3} = \frac{0,02 \cdot 4 \cdot 1 \cdot 12^2}{2 \cdot 0,5} = 11,52 \ ,Па$$

$$Н_{кж4} = \frac{0,02 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 4^2}{2 \cdot 0,5} = 0,96 \ ,Па$$

$$Н_{кж5} = \frac{0,02 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 3^2}{2 \cdot 0,5} = 0,36 \ ,Па$$

Өткелде, тізеде,жалюзде жергілікті қысым жоғалуын есептейміз:

$$Н_{ж} = 0,5 \cdot \psi_{м} \cdot V_{ор}^{2} \cdot \rho_{в}, \text{ Па} \qquad (11.20)$$

мұнда $\psi_М$ – ауаның жергілікті жоғалу коэффициенті.

Ауа өткізгіштің бұрылысындағы жоғалыстар:

$$Н_{ж1} = 0,5 \cdot 1,1 \cdot 8^{2} \cdot 1 = 35,2 \text{ Па},$$

$$Н_{м2} = 0,5 \cdot 1,1 \cdot 14^{2} \cdot 1 = 107,8 \text{ Па},$$

$$Н_{ж3} = 0,5 \cdot 1,1 \cdot 12^{2} \cdot 1 = 79,2 \text{ Па},$$

$$Н_{ж4} = 0,5 \cdot 0,5 \cdot 12^{2} \cdot 1 = 36 \text{ Па},$$

$$Н_{ж5} = 0,5 \cdot 0,5 \cdot 4^{2} \cdot 1 = 4 \text{ Па},$$

$$Н_{ж8} = 0,5 \cdot 0,2 \cdot 3^{2} \cdot 1 = 0,9 \text{ Па},$$

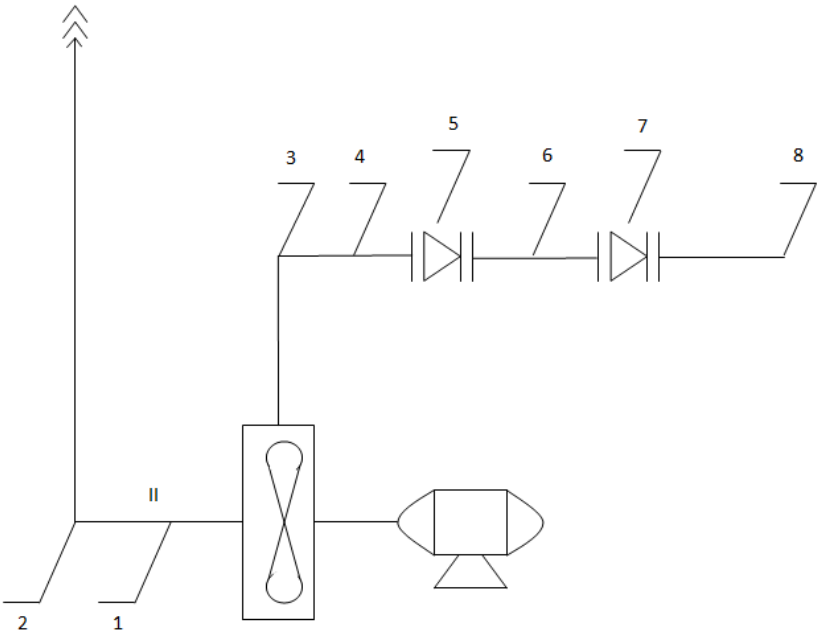
Өткелдегі жоғалту:

$$Н_{ж5} = 0,5 \cdot 0,3 \cdot 4^{2} \cdot 1 = 2,4 \text{ Па},$$

$$Н_{ж7} = 0,5 \cdot 0,3 \cdot 3^{2} \cdot 1 = 1,35 \text{ Па},$$

Жалюздегі жоғалту:

- кіру: $Н_{ж} = 0,5 \cdot 0,5 \cdot 15^{2} \cdot 1 = 56,25$ Па;
- шығу: $Н_{ж} = 0,5 \cdot 3 \cdot 15^{2} \cdot 1 = 337,5$, Па.



11.5 сурет – Вентиляция желісінің схемасы

11.4 кесте– Қысым жоғалту коэффициентінің мәні

Жергілікті кедергінің аталуы	Коэффициент $\psi_М$
Тізе α=90°	1,1
α=120°	0,5
α=150°	0,2
Аяқасты қысылу	0,2 – 0,3
Аяқасты кеңею	0,2 – 0,8
Жалюз кірісі	0,5
Жалюз шығысы	3,0

Учаскелердегі тұтас жоғалуын формула бойынша анықтаймыз:

$$H_{уч} = H_{пп} + H_{м}$$

$$H_{уч1} = H_{пп1} + H_{м2} = 6,4 + 107,8 = 114,2 \text{ Па},$$

$$H_{уч2} = H_{пп2} + H_{м1} = 7,84 + 35,2 = 43,04 \text{ Па},$$

$$H_{уч3} = H_{пп3} + H_{м3} + H_{м4} = 11,52 + 79,2 + 36 = 126,72 \text{ Па},$$

$$H_{уч4} = H_{пп4} + H_{м6} = 0,96 + 4 = 4,96 \text{ Па},$$

$$H_{уч5} = H_{пп} + H_{м8} = 0,36 + 0,9 = 1,26 \text{ Па}.$$

Максималды жоғалудың мөлшері :

$$Н_{л} = \sum Н_{учі}$$

$$Н_{л} = 290,18 \text{ Па}$$

Желдеткіш айналу саны:

$$n_{в} = \frac{A}{N} = \frac{3000}{4} = 750 \qquad (11.21)$$

Желдеткіш үшін электр қозғалтқышының қуатын есептейміз:

$$Р_{эк} = \frac{Н_{л} \cdot W_{в}}{3600 \cdot 1000 \cdot \eta_{в} \cdot \eta_{п}} = \frac{290,18 \cdot 2930}{3600 \cdot 1000 \cdot 0,9 \cdot 0,6} = 0,43 \text{кВт} \qquad (11.22)$$

Демек, өнімділікпен желдеткіш типін таңдаймыз 2930 $м^3/с$, қуат 0,43 кВт және желдеткіш айналу саны – 750 айн/мин.

11.4 Өрт қауіпсіздігі

Штаттық кесте бойынша ЖЭО-да өрт қорғанысы қарастырылған. Өрт қорғанысы тәулік бойы кезекшілік атқарады. Өрт сөндіру көліктеріне қажетті жөндеулер мен регламенттік жұмыстар жүргізіліп отырады. Қосалқы стансасы мен басқа да объектілері біріншілік өрт сөндіру жабдықтарымен жабдықталған.

Қосалқы стансада тарату құрылғылары автоматты өрт сөндіру қондырғыларымен қорғалған. Барлық объектілерге объектілік өрт нұсқаулары орындалған. Қосалқы стансаларда және объектілерде келесідей журналдар жүргізілген: «Қоймаларды, зертханаларды және басқа орындарды жұмыс соңынан жабар алдында тексеру», «Тұрақтағы көліктерді тексеру», «Біріншілік өрт сөндіру жабдықтарының күйін бақылау журналы». Жұмыс соңынан бөлмелер мен жұмыс орындарының кілттері күзетшіге өткізіледі. Қосалқы стансаларда бекітілген оперативті өрт сөндіру жоспары бар, айрықша жауапты жабдықтарға оперативті өрт сөндіру карточкалары жасалған.

Персоналмен келесідей жұмыстар жүргізіледі:

– нұсқаулар;

– өртке қарсы жаттығулар;

– персоналға өрт-техникалық минимум бағдарламасы бойынша дәрістер жүргізіледі;

- өрт қауіпсіздігі сұрақтары техникалық оқу жоспарына енгізілген.

Қосалқы станцияда құрылыс нысандарын, сондай-ақ кабельді байланыстарды құрастыру кезінде өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету жөнінде шаралар мен талаптар жобада ескерілген. Ондағы ашық бөліктегі кабель арналарының трассалары бір арнада әр түрлі кернеу жалғаныстары

болмайтындай етіп қарастырылған, ал жеке кабельді магистральде өрт шыққан жағдайда тұтынушылардың әр түрлі функционалды топтарын ажырату қарастырылған. Трансформатор бүлінген жағдайда майдың ағып жайылуының және өрттің таралуының алдын алу үшін майды жабық майжинауышқа жіберетін майтартқыш тораптары орындалған. Өрт сөндіру апаттық шықпалы бригадалармен жүзеге асуы қажет.

12 Экономикалық бөлім

12.1 Қазақстан Республикасындағы электр энергиясын өндірілуі мен тұтынылуының жалпы теңгерілімі

Қазақстанның энергетика жүйесі – электр энергиясы мен қуатын өндіру және электрмен жабдықтау жүйесі; ұлттық экономиканың өндірістік және әлеуметтік инфрақұрылымындағы маңызды сала әрі өнеркәсіптің басқа салаларын дамытудың басты базасы.

Электр энергиясының бірыңғай рыногы екі деңгейден тұрады – электр қуаты мен энергияның көтерме рыногы (ЭҚЭКР) және электр энергиясының өңірлік бөлшектік рыногы.

Көтерме рыногында энергияны өндіретін ұйымдар олар өндірген электр энергиясын көтермелеу сатып алушыларға (ірі тұтынушылар мен ТЭК) еркін сатады. Бұл ретте электр энергияның бағасы сатып алушы мен сатушы арасындағы шартта белгіленеді, ал электр желілік компаниялардың олардың желілері бойынша электр энергиясын таратуға арналған тарифтерді уәкілетті реттейтін мемлекеттік орган белгілейді.

Бөлшектік рынокта тұтынушыларға электр энергиясын жеткізуді, әдетте, монольдық электр желілік компаниялар жүзеге асырады.

Бөлшектік рынокта электр энергиясын сатумен мыналар айналысады:

- ТЭК және олардың құрылымдық бөлімшелері;
- бір бөлігі ТЭК-пен қосылған жергілікті маңызы бар электр станциялар;
- жеке меншік делдалдар (трейдерлер);
- коммуналдық қызметтер және коммуналдық меншікке берілген басты қуаттар.

Бөлшектік рынокта сатылатын электр энергияның бөлігін көтермелеу рыногында делдалдар сатып алады.

Республикадағы бар өсу қарқынында қалыптасқан өнімнің энергетикалық сиымдылығында, жыл сайынғы электр энергияны тұтынудың өсуі болжаудың бір нұсқасы бойынша 2015 жылы елде бүтіндей 95 млд.кВт·сағ құрайды, ол 2007 жылғы деңгейде төмен 104,7 млд.кВт.

2009 жылдың аяғында Қазақстан электрлік станциясының жалпы орнатылған қуаты 2008 жылдың ұқсас кезеңімен 144,1 МВт-қа артық 18331 МВт құрады.

Өзіміздің электрлік станцияларымызбен электр энергиясын өндіруде қарқымның (патенциалдың) едәуір бар екендігін көрсетті, ЖЭО-да қуаттың орта жылдық қор өлшемі 2297 МВт құрады.

Жүктемелер максимумының ең көп өсуі Қазақстанның батыс облыстарында болды. 2006 жылмен салыстырғанда жүктеменің максимумы 114 МВт-қа немесе 12,9 %-ға өсті. Соның ішінде Алматы облысында 66 МВт (19,4 %).

Мұнай және табиғи газды табудың көлемін өсу себебімен тұтыну өсімі болады. Жүктеме максимумы 1297 МВт-ты құрады. Шектік жүктемелік

гидроэлектрлік станциялар 524 МВт, жылу электрлік станциялар 290 МВт есебінен және жиынтық өлшемі 566 МВт қуаттың сыртқы асқын ток есебінен жабылды.

Соның ішінде Ресей – 46 МВт, Орталық Азия – 520 МВт электр энергияның жылдық тұтынылуы 58047,5 млн кВт·сағ-қа өсті. 2010 жылды өткен жылмен салыстырғанда электр энергияны тұтынудың өсуі Қазақстанның барлық аймақтарында болды. 2010 жылға Қазақстандағы энергияны өндіру және тұтынудағы жиынтық мәліметтер 4.1-кестеде келтірілген.

12.1 кесте– Өндіру және тұтыну бойынша жалпы деректер

Атаулары	2009	2010	+/-	%
Электр энергиясының тұтынушылары, млн. кВт·сағ				
Қазақстан, барлығы	56657,4	58047,5	1390,1	2,5
Алматы облысы	2414,2	2557	142,8	5,9
Электр энергиясының өндірілуі, млн. кВт·сағ				
Қазақстан, барлығы	55231,4	58178	2946,6	5,3
Алматы облысы	1166	1504	338,7	29

ЖЭО-ның электр энергиясын өндірудірудің жалпы теңгеріліміне қатысуы.

Кестеден көріп отырғанымыздай 2010 жылғы бүкіл Қазақстанда электр энергияны өндіру 58178 млн. кВт·сағ. құрады да, соның ішінде:

- жылулық электр станцияларымен – 47065,7 млн. кВт·сағ.;
- гидроэлектр станцияларымен – 8860,9 млн. кВт·сағ.;
- газ турбиналы эектрлік станцияларымен – 2251,4 млн. кВт·сағ.

12.2 Жылулық энергияны өндіру

Энергетикалық нәтижелілік протоколға сәйкес экологиялық көрінісінен энергетикалық партияға араластырылған оралымдағы жылу және электр энергия өндірісі бар орталықтанған жылумен жабдықтау отын энергиясын қолданудағы өмір сүру ортасына түсетін экологиялық жүктемені азайту мен ресурс сақтауда ең басым бағыт деп мойындалынады. Әлемнің 51 елінде, соның ішінде Қазақстанда.

Негізінен жылулық графигімен жұмыс істеуге салынған және қазіргі уақытта істеп тұрған ЖЭО-ның анықталған электр қуаты 6700 МВт-ты құрайды (барлық эектр станциялардың қуатынан 38 %).

Содан елдің 40 %-дай жылытуын 46 %-дай электр тұтынылуы жабылады.

Өткен соңғы жылдардағы Республикадағы жылу тұтынудың жалпы құлдырауы алдымен Республиканың экономикасын өзгертудегі өтпелі кезеңде өнеркәсіптік өндірістің төмендеуімен қатар тұрғын үй құрылысы қарқынының баяулауына байланысты.

Алматы облысында өнеркәсіптік өндіріс пен облыс халқының көбеюіне

айқын бет алыс күтілетінін байқаймыз.

Орталықталған жылумен жабдықтау жүйелерінің ең негізгі элементтері болып табылатын Қазақстандық жылулық тораптар мәнгілік емес жабдықтармен қолданылған ескірген технологиялармен орындалған, орнатқанда және пайдаланғанға жұмысы көп. Сондықтан қазіргі уақытта олар өздерінің негізінде рационалды жүйесінде ең сенімсіз буын болды. Ал 42 %-ға жететін шығындар жылумен жабдықтау өз идеясын анықтамайды.

Қазақстан Республикасының нарықтық экономика ұстанымына ауысуы жылу шаруашылығының 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 ЖЭО-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.

12.3 Инвестициялық қаржының экономикалық тиімділігін бағалау бойынша жалпы ұғымдар

Инвестиция – қоғамды техникалық, технологиялық, әлеуметтік, мәдени, интеллектуалды дамытуға салынан қаржы немесе капитал. Инвестицияның нысаны болып (салынып, жаңартып және кеңейіп жатқан) кәсіпорындар және жаңа өнімді немесе қызмет көрсетуге арналған оның негізгі қорларының түрлері; қоғамның әлеуметтік-экономикалық дамыту мәселелерін шешуге арналған республикалық, аймақтық немесе салалық бағдарламалар; өнімнің немесе қызметтің жаңа түрін шығарулар жатады.

Инвестицияның келесідегідей түрлері қолданылады: қаржының ақшалай түрі (мақсатты салымдар, бағалы қағаздар, несиелер, мүліктік немесе басқа да салымдар); құрылыстар, ғимараттар, жұмыс машиналары және механизмдері, беріліс құрылғылары, транспорт, өндірісте пайдаланатын басқа мүліктер, жер, ақшаға теңдес мүліктік құқық.

Инвестициялық шығындар инвестициялық бағдарламаны орындауға қажетті қаржылардан тұрады. Оларға жер сатып алу, құрылыс салу алаңын дайындау жұмыстары, жобалық және конструкторлық жұмыстар, негізгі өндірістік үрдіске қажетті құрылысты салу, машиналарды, жабдықтарды және

басқа негізгі қорларды сатып алу, пайдалану және енгізу алдындағы ескерілмеген шығындар жатады.

Инвестиция көзі болып табылатындар:

- өз қаражаты – пайда, амортизациялық аударылымдар немесе нақты бір мүліктер, нысандар: жер, негізгі қор түріндегі өндірістік меншік немесе жеке меншік;

- жеке тұлғалардың немесе өндірістік-қаржылық топтардың қайтарымсыз қаржыны беруі;

- бюджеттен (республикалық, жергілікті) бөлу;

- қарыз ақша (банктердің, сақтандыру компанияларының несиелері, шетел несиеслері, қайтарылуы қажет мемлекеттік несиелер және т.б.).

Отандық экономикалық әдебиеттерде негізгі қорларды жетілдіру мен дамытуға салынатын инвестицияны капиталдық салымдар деп атайды.

Тиімділіктің жалпы теориясында инвестициялық салымдарды коммерциялық және қаржылық тиімділік, бюджеттік, экономикалық тиімділік деп бөлінеді. Олардың әрқайсысы өзінің анықталған жүйелік көрсеткіштерімен сипатталады және нақты бір мақсатқа пайдаланады. Қаржылық тиімділік инвестициялық жобаға қатынасушылардың сол қаржының салдарынан болатын нәтижелерін бағалауға қоланылады. Бюджеттік тиімділік бюджет көздерінен қаржыландырған жобалар бойынша анықталады.

Экономикалық тиімділікті есептеу әдістері әртүрлі болып келеді. Олар экономикалық негіздеудің мақсаттары мен міндеттеріне, сондай-ақ қаржы салымдарының шарты мен бағыттарына байланысты болады.

12.4 ЖЭО-дағы жылу және электр энергиясының өзіндік құнын есептеу

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 өндірітің нәтижелілігін көбейтудің негізі және өндірістің пайдасы мен тиімділігін арттырудың бірден бір жолы.

ЖЭО-да электрлік және жылу энергияларының өзіндік құны калькуляция тәжірибесінде физикалық әдіс қолданылады.

Жылуды алудағы отын шығыны турбинада жұмыспен өтелген буды пайдалану емес, егерде олар қазаннан тікелей жылудың алынғанындай қабылданады.

Отынға кететін шығындар мен сәйкесінше қазандық пен отынды транспорт цехтар шығындары анықтауыштар болып табылғандықтан,

калькуляцияның физикалық әдісі осы жағдайда электр энергияны өндіруге және жылу өндіруге кететін жалпы отын шығынына әкелінеді.

Бұл әдіс жылу электр орталықтың энергия теңгеру шартына жауап береді, бірақ кемшілігі бар: электр энергияның энергетикалық бағалылығымен қатар, оның көрсеткіштеріне байланысты жіберілетін жылу есепке алынбайды.

ЖЭО-да электр және жылу энергиясының өзіндік құнын калькуляцияланған шығындар келесі цехтармен топталады:

Физикалық әдісті қолданумен ЖЭО-да өндірілетін электр және жылу энергиясын арасындағы шығындарды тарату көп жағдайда келесілерді есепке алумен іске асырылады:

- отын-транспортты және қазандық цехтар мен химиялық және жылулық бақылау цехтарының барлық шығындарын (I топ) электр станцияның энергетикалық теңгерімін есептеуде анықталатын жылумен жабдықтау бөлімінің шығындарының (бойлерлік немесе бу өзгертетін қондырғы жылу энергиясына жатқызылады) осы түрлеріне кететін шартты отынның шығыны арасында пропорционалды таратады;

- турбиналық және электрллік цехтардың (II топ) шығындарын электр энергияға жатқызылады;

- жалпы станциялық шығындарды (III топ) алдыңғы шығындарды тарату нәтижесінде алынған жиынтыққа пропорционалды электр және жылу энергиясын арасына таратады, яғни цехтік өзіндік құнына пропорционалды;

- жылына электр және жылу энергиясының жіберілуін анықтау;

- электр қуатын беру.

Жылына энергияның ЖЭО-дан жіберілу көлемін анықтаймыз, $W_{ЭЭ}$, кВт·сағ.

$$W_{ЭЭ} = (R_{З1} \cdot t_1 + P_{ЗЗ} \cdot t_З) + +(З_{Л1} \cdot t_1 + P_{Л2} \cdot t_2 + P_{ЛЗ} \cdot t_З) \cdot (365 - nот) \text{ Мват.сағ.}$$

мұнда $P_З$ – станцияның қыста ұстанатын қуаты;

$P_Л$ – станцияның жазда ұстанатын қуаты;

t – станцияның тәулігіне қандайда бір жүктемені ұстанатын сағаттары;

nот – оптималды жылыту периодтағы күндер саны, Алматы қаласы үшін nот=203 тәулік.

$$W_{ЭЭ} = (180 \cdot 18 + 165 \cdot 6) \cdot 203 + +(173 \cdot 18 + 152 \cdot 6) \cdot 162 = 3429500, \text{ МВт} \cdot \text{саг}.$$

Электр энергиясын жіберуге кететін шартты отынның жылдық шығыны:

$$B_{у.т.} = W_{жыл} \cdot B_{эуд} = 3429500 \cdot 103 \cdot 0{,}246 = 874677800 \text{ кг} \cdot \text{у.т./жыл} \quad (12.2)$$

$$В_{ЭУД} = 0{,}246 \text{ кг} / \text{кВт} \cdot \text{сағ}.$$

Энергияны жіберуге кеткен табиғи отынның жылдық шығыны:

$$В_{Э} = В_{У.Т.} \cdot 7000 / Q_{НР} = 874677800 \cdot 7000 / 10^3 = 612274460 \text{ кг} / \text{жыл} = 612274 \text{ т} / \text{жыл} \quad (12.3)$$

Жылулық энергияның жылдық жіберілуі.

Егер ЖЭО жылулық графикпен жұмыс істейді, яғни электр энергиясын өндіру жылулық тұтынуда жүреді деп болжасақ, онда орнатылған жылулық қуатты пайдалану сағаттар саны электр қуатының пайдалану сағатына тең.

Жылудың жылдық жіберілуі жылулық жүктеменің ұзақтығы графигімен анықталады:

$$Q_{т.жыл} = 2145187{,}1 \text{ Гкал} / \text{жыл}$$

Жылуды жіберуге кететін табиғи отынның жылдық шығыны:

$$В_{Т} = Q_{Т.} \cdot В_{ТУД} \cdot 7000 / 1000 = 2145187{,}1 \cdot 155 \cdot 92 \cdot 7000 / 10^4 = 234134{,}3 \text{ т} / \text{жыл} \quad (12.4)$$

$$В_{ТУД} = 37{,}39 \text{ кг} / \text{ГДж} = 155{,}92 \text{ кг} / \text{Гкал}.$$

Табиғи отынның ЖЭО $В = В_{Т} + В_{Э} = 846408 \text{ т} / \text{жыл}$ бойынша жалпы шығыны.

Шартты отынның ЖЭО $В_{У} = 1342537{,}6 \text{ т.у.т} / \text{жыл}$ бойынша жалпы шығыны.

Электр станцияның жылдық шығындары отын шығындарын $И_{ст}$ табысты $И_{о}$, негізгі қорлар амортизациясын $И_{а}$, олардың ағымдағы жөндеуін $И_{аж}$, төлем ақысын $И_{та}$ есепке алатын жалпы шығындар ретінде алынады.

$$И_{ст} = И_{о} + И_{та} + И_{а} + И_{аж} \quad (12.5)$$

Отынға кететін шығындар $И_{о}$, млн.тг, мұндай отынды сатып алуға кететін шығындар және оны тасымалдау мен сақтау кіреді. Отынның керекті көлемі, демек, тасымалдауын есепке алғандағы бағасы электр энергиясы мен жылу энергиясы жүктемелері графиктерімен электрлік станцияның пайдалы әсер коэффициентімен анықталады.

$$И_{о} = В + Ц_{О}$$

мұнда $Ц_0$ – франко-станция тұтынушы отынының тоннасының бағасы;

$$И_0 = 846408 \cdot 4500 = 3808 \text{ млн.теңге}.$$

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.

$$И_а = di/100 \cdot K \qquad (12.6)$$

мұнда di – амортизацияның орта өлшем мөлшері (6,7-7,9) %;

К – негізгі өндірістік қорлар құны, млн.теңге.

Электрлік станциялардан негізгі өндірістік қорлар құны өндірілетін қуат-тар құрылысы мен электр станциясындағы меншікті қаржы салулар мөлшер-лемелерінен шығып қана анықталады.

Агрегаттардың орнатылған қуаттары – 1000 кВт;

Агрегаттар саны – 2;

Меншікті салымдар – 45600 тг/кВт;

Қаржы салымдары – 13680 млн.тг.

$$И_а=7/100 \cdot 13680=957,6 \text{ млн.тг.}$$

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

$$И_{та} = n_{шт} N_у \cdot З_{ср} \qquad (12.7)$$

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.

$$И_{та} = 1,5 \cdot 300 \cdot 360000 = 162 \text{ млн.тг.}$$

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

$$И_{аж} = (0,1 - 0,2) \cdot И_а \qquad (12.8)$$

$$И_{аж} = 0,1 \cdot 957,76 \text{ млн.тг.}$$

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.

$$И_{об} = (0,16 - 0,32) \cdot (И_{та} + И_а + И_{аж}) \qquad (12.9)$$

$$И_{об} = 0,16 \cdot (162 + 957,6 + 95,76) = 194,46 \text{ млн.тг.}$$

ЖЭО бойынша жалпы шығындар:

$$И_{жш} = 6041,4 + 957,6 + 162 + 95,76 + 194,46 = 7451,22 \text{ млн.тг.}$$

ЖЭО цехтары бойынша шығындардың таратылуы:
Тек $И_т$, $И_{та}$, $И_а$, $И_{аж}$ және $И_ж$ таратылады (4.2-кесте).

12.2 кесте– ЖЭО-2 цехтары бойынша шығындардың таралуы, млн.теңге.

Цехтар тобы	$И_т$	$И_а$	$И_{та}$	$И_{аж}$	$И_ж$	Барлығы
I	604,4	478,8	56,7	47,88	-	6624,76
	(100%)	(50%)	(35%)	(50%)		
II	-	430,92	56,7	43,092	-	530,71
		(45%)	(35%)	(45%)		
III	-	47,88	48,6	4,79	194,46	295,73
		(5%)	(30%)	(5%)	(100%)	
Барлығы	6041,4	957,6	162	95,76	194,46	7451,22

I топ шығындары отын шығындарына пропорционалды таратылады

$$\beta_1 = В_Э / В \qquad (12.10)$$

мұнда В – бір жылдағы отынның жалпы шығыны;
Вэ – сол кездегі электр энергия өндірісіне кететін отын шығыны.

$$\beta_1 = 368387,5/1342537,6 = 0,27$$

Электр энергияға жатады:

$$И_{Э1} = 6624,76 \cdot 0,27 = 1788,68 \text{ млн.тг.}$$

Жылу энергиясына жатады:

$$И_{ж1} = 6624{,}76 \cdot 1788{,}68 = 4836{,}1 \text{ млн.тг.}$$

II цех щығындары электр энергияға жатады:

$$И_{э2} = 530{,}71 \text{ млн.тг.}$$

III топпен шығындарды тарату электрлік және жылулық энергиясының арасында барлық цехтың жалпы шығындары рпопорционалды тарату жасалады.

Электр энергияға жатады:

$$И_{э3} = 295{,}73 \cdot (1788{,}68 + 530{,}71)/(6624{,}76 + 530{,}71) = 95{,}85 \text{ млн.тг.}$$

Жылу энергиясына жатады:

$$И_{ж3} = 295{,}73 - 95{,}85 = 199{,}88 \text{ млн.тг.}$$

ЖЭО бойынша шығындарды анықтау.

Электр энергияны өндіруіне:

$$И_{э1} = 1788{,}68 + 530{,}71 + 95{,}85 = 2415{,}24 \text{ млн.тг.}$$

Жылулық энергиясын өндіруіне:

$$И_{ж} = 4836{,}1 + 199{,}88 = 5035{,}98 \text{ млн.тг.}$$

Жіберілген электр энергияның өзіндік құнын анықтау үшін электр энергияға келтірілген шығындарды қосу керек, оны электр энергияның жылдық жіберілу мөлшеріне бөлу керек.

$$с/сэ = И_{э} / W_{ээ} \qquad (12.11)$$

$$с/сэ = 2415{,}24 \cdot 106 / 2139{,}3 \cdot 106 = 1{,}13 \text{ тг} / \text{кВт} \cdot \text{саг.}$$

Жылулық энергияның өзіндік құны анықтау үшін жылулық энергияның жіберілуіне келтірілген жалпы шығындарды қосу керек, оны электр энергияның жылдық жіберілу мөлшеріне бөлу керек.

$$с/сэ = И_{ж} \cdot Q_{ж} \qquad (12.12)$$

$$с / сэ = 5035,98 \cdot 106 / 5235183,1 = 961,95 \text{ тг / Гкал}$$

Алматы аймағында электр энергияға орта жіберіліс тарифі 11,2 теңге/кВт·сағ. деңгейінде.

Жобаланатын станция бәсекеге қабілеті болуы үшін, 25% тиімділікті ескере, 2,8 теңге.кВт·сағ тарифын орнатамыз.

1253,49 теңге бар тарифтерде, жылу электр энергиясы үшін 1200 теңге/Гкал көлемінде тариф орнатамыз.

12.5 Қаржылық түсімдер мен пайданы анықтау

Пайдалы жіберілімдегі жалпы ақша түсімі мынаны құрайды:

$$В = Т_Э \cdot W_{ЭЭ} + Т_Т \cdot Q_Т \qquad (12.13)$$

$$В = 1.42 \cdot 2139,3 \cdot 106 + 1200 \cdot 5235183,1 = 9320,03 \text{ млн.тг.}$$

Шығындардың белгілі өлшеміндегі электр энергияның іске асу көлемін анықтағаннан кейін, теңгерімдік пайданы $П_т$ млн.теңге анықтаймыз:

$$П_Т = В - И_{СТ} \qquad (12.14)$$

$$П_Т = 9320,03 - 7451,22 = 1868,81 \text{ млн.тг.}$$

Теңгерімдік пайдадан төлем ақы жасалуы тиіс, солай есептік пайда $П_е$ млн.теңге алынады:

$$П_е = П_Т - (Н_э + Н_м + П_п) \qquad (12.15)$$

$$Н_э = 162 \cdot 0,26 = 42,12 \text{ млн.тг}$$

$$Н_м = 13680 \cdot 0,01 = 136,8 \text{млн.тг.}$$

$$П_о = 1868,81 \cdot 0,05 = 93,4 \text{млн.тг.}$$

$$П_р = 1868,81 - (42,12 + 136,8 + 93,4) = 1596,49 \text{млн.тг}$$

мұнда $Н_э$ – әлеуметтік салық, еңбек төлемі қорынан 26 % млн.теңге;

$Н_м$ – мүлікке салық, К-дан 1 млн.теңге;

$П_ө$ - қарыздарды өтеу және банктік несиелер бойынша пайыздарды төлеу,

$П_п$ – 5 % млн.теңге тең деп қабылдаймыз;

Сонда, таза пайда $Т_П$, млн.теңге:

$$Т_П = П_Р - Н_Т \quad (12.16)$$

$Т_П$=1596,49-1596,49·0,3=1609 млн.теңге.

мұнда $Н_Т$ – тұтас жылдық табысты 30 %-ға млн.теңге, заңды тұлғалардан табыстың салығы.

Қаржы салымының өтемділік мерзімін есептеу әдісі.

Бұл әдіс әуелгі қаржы салымдардың сомасын өтеуге керек мерзімді анықтаудан тұрады немесе ақшалық түсімдердің шоғырлану жиынтығы бастап-қы қаржы салымдары мен салыстырылатын кезеңін есептеу.

$$PP = I_О / CFt \quad (12.17)$$

мұнда PP – өтелінетін мерзім, жыл;

CFt – қаржы түсімінің жылдық сомасы, млн.теңге;

$I_О$ – бастапқы қаржы салымдар, млн,теңге

PP=13680/1609 =8,5 жыл.

Қаржы салымдар 8 жыл және 5 айда өтеледі.

Әдіс қолдануда қарапайым әрі жеңіл, сонымен қатар ол жобаның қауіптілік деңгейі туралы тура дабылдандырады, қаржы салымын қайтару үшін қаншалықты көп мерзім қажет болса, соншалықты жағдайдың нашар дамуының мүмкіндігі көбееді.

Электроэнергетикалық сала өте қаржы сыйымды болғандықтан, 8,5 жыл өтем мерзімінде қаржы салымын станция құрылымына салу орынды. Есептеуде қуаттарды кезең сайын енгізу есепке беріледі, таза пайда көп болады да, өтелу мерзімі аз болады.

Қорытынды

Жұмыстың тақырыбына сәйкес ЖЭО-330 станциясында секция бойынша орналасқан электр қозғалтқыштарының қуаттарын және олардың өздігінен жүріп кетуін ескере отырып өзіндік мұқтаждық трансформаторларына таңдау жасап, олардың релелік қорғаныс аппараттары таңдалды. Таңдалған трансформаторлардың қуаттары электр қозғалтқыштардың кернеуі төмендеген жағдайда олардың өздігінен жүріп кетуіне мүмкіндік беру деңгейі есептелді. ЖЭО-330 станциясының электрлік сұлбасында қысқа тұйықталу тоқтарына есептеу жүргізілді.

Өмір тіршілігінің қауіпсіздігі бөлімінде станциядағы улы заттардың ауаға бөліну концентрациясы анықталып, олардың шектелген рұқсат деңгейімен салыстырылды және өндірістің санитарлық-қорғау аймағының шекарасы белгіленді. Станцияның орналасуы қарай желдің бағыты ескеріліп, ЖЭО қаланың оңтүстік-шығыс бөлігінде орналасқаны қолайлы екендігі анықталды.

Экономикалық бөлімде Алматы аймағында электр энергияға орта жіберіліс тарифі 11,2 теңге/кВт·сағ. деңгейінде деп алынып, ЖЭО-дағы жылу және электр энергиясының өзіндік құны есептелінді. Осы мәліметтерге жүгіне отырып қаржылық түсімдер және пайда ескеріле отырып, қаржы салымдары 8 жыл және 5 айда өтелетіні анықталды.

Пайдаланылған әдебиеттер

1 Алияров Б.Қ., Балабатыров С.Б., Қазиев А., Құсайынов А.Қ., Мұхити И.М., Шотан Ж.Ж., Ысқақов К.Б. Қазақша-орысшы, орысшы-қазақша терминологиялық сөздік: Энергетика. – Алматы: Республикалық мемлекеттік Рауан баспасы, 2000. – 320 б.

3 Васильев А.А., Крючков И.П., Наяшкова Е.Ф. и др.; Под ред. Васильева А.А. Электрическая часть станций и подстанций. Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

4 Дүйсенбаев К.Ш., Төлегенов Э.Т., Жұмағұлова Ж.Г. Кәсіпорынның қаржылық жағдайын талдау. Алматы. – Экономика, 2001, 328 бет.

5 Дүкенбаев К.Ш. Қазақстан энергетикасы. Нарықтық қатынастар. Алматы: Ғылым, 1998. -350 б.

6 Лезнов С.И., Тайц А.А, Приклонский Е.Н. Обслуживание электрооборудования электростанций и подстанций. Учебник для сред. проф.-тех. училищ. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа., 1985. – 288 с.

7 Мандрыкин С.А., Филатов А.А. Эксплуатация и ремонт электрооборудования станций и сетей: Учебник для техникумов. – 2-е изд.,перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 344 с.

8 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электрстанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

9 Околович М.Н. Проектирование электрических станций: Учебник для вузов. – М.: Энергоиздат, 1982. – 400 с.,

10 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.: ил.

11 Раздвиг Д.В. Техника высоких напряжений: Учебник для вузов. – М.; Госэнергоиздат, 1976

12 Соколов С.Е., Кузембаева Р.М. Тепловые электрические станции (Пособие для курсового и дипломного проектирования по электрической части тепловых станций) – Алма-Ата: “Мектеп”, 1980. – 216 с.

13 Технико-экономическое обоснование “Реконструкция и расширение Алматинской ТЭЦ-2 АО “АлЭС”. III очередь”. Книга 2. Том 2.2.1 Техноко-технологическая часть. Разделы 1-7. Архив № 1150.ОМ.1473. ТОО “Институт “КазНИПИЭнергопром”. Алматы 2007 г.

14 Хожин Г.Х. Электр станциялары мен қосалқы станциялар (Оқулық). – Алматы: “Ғылым” ғылыми баспа орталығы, 2002. – 312 б.

15 Хожин г.Х., Леньков Ю.А. “Электроэнергетикасы” мамандығы бойынша орысша-қазақша сөздік. Оқу құралы. - “Алматы энергетика және байланыс институты”, 2009 ж – 100 бет.