ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ
СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ
Т.К. Бәсенов атындағы сәулет құрылыс және энергетика институты
Энергетика кафедрасы

Қаржовбаев Ерболат Байболсынұлы

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Кернеуі 220 кВ электр торабын есептеу және фазалық ығысуды баяу реттеу жүйелерін қолдану

5В071800 - «Электр энергетикасы»

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

Т.К. Бәсенов атындағы сәулет құрылыс және энергетика институты

«Энергетика» кафедрасы

5В071800 – Электр энергетикасы

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ
«Энергетика» кафедрасының
меңгерушісі м.а. PhD докторы,
_____Е.А. Сарсенбаев
«04» ____05____2019 ж.

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Тақырыбы «Кернеуі 220 кВ электр торабын есептеу және фазалық ығысуды баяу реттеу жүйелерін қолдану»

5В071800 - «Электр энергетикасы» мамандығы бойынша

Орындаған Қаржовбаев Е.Б.

Пікір беруші
М. Тынышпаев атындағы ҚККА
«Электроэнергетика» кафедрасының
доценті, PhD
_____Ж.Ж. Калиев
(қолы)
«___» ____05____2019 ж.

Ғылыми жетекші
лектор
_____Г.Ш. Токпеисова
(қолы)
«04» ____05____2019 ж.

Алматы 2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

Т.К. Бәсенов атындағы сәулет құрылыс және энергетика институты

«Энергетика» кафедрасы

5В071800 – Электр энергетикасы

БЕКІТЕМІН
«Энергетика» кафедрасының
меңгерушісі м.а. PhD докторы,
_____Е.А. Сарсенбаев
«28» ____01_____2019 ж.

Дипломдық жұмыс орындауға
ТАПСЫРМА

Білім алушы *Қаржовбаев Ерболат Байболсынұлы*
Тақырыбы «Кернеуі 220 кВ электр торабын есептеу және фазалық ығысуды баяу реттеу жүйелерін қолдану»
Университет ректорының *2018 ж. «30» қазанындағы № 1210 - б бұйрығымен бекітілген*
Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі *«6» мамыр 2019 ж.*
Дипломдық жұмыстың бастапқы берілістер: *Ном. кернеуі 220кВ тұйықталған э.б.ж., 5 қосалқы станциясыдан тұрады, ұзындықтары* $l_{A1} = 102$, $l_{A2} = 80$, $l_{23} = 100$, $l_{3A} = 100$, $l_{A4} = 110$, $l_{45} = 110$, $l_{5A} = 110$ *(км). Қ.с. максималды жүктемелері* $P_{1m} = 50$ $P_{2m} = 80$, $P_{3m} = 40$, $P_{4m} = 100$, $P_{5m} = 135$ *(кВт). Максималдық жүктеменің жылдық сағаты* T_{max}*=4000 сағ. Қуат коэффициенті cos φ=0,85. Минималды жүктеме кезіндегі жүктеме 40(%) пайыз. Мұзқату ауданы II болады.*
Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі:
а)Электр беріліс желілерін таңдау;
б)Электрлік жүктемелерді есептеу;
в)Арнайы бөлімде есептеу және фазалық ығысуды баяу реттеу жүйелерін қолдану жолдары;
г) Электр қауіпсіздігі;
Сызбалық материалдар тізімі *Сызбалық материалдарды слайдпен дайындау*
Ұсынылатын негізгі әдебиеттер *14 атау*

Дипломдық жұмысты дайындау

КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекші мен кеңесшілерге көрсету мерзімдері	Ескерту
Электрлік жүктемелерді есептеу	26.04.19	жоқ
Электр беріліс желісінің сұлбаларын құру	26.04.19	жоқ
Кернеуі 220 кВ электр торабын есептеу және фазалық ығысуды баяу реттеу жүйелерін қолдану	26.04.19	жоқ

Дипломдық жұмыс бөлімдерінің кеңесшілері мен норма бақылаушының аяқталған жұмысқа қойған

қолтаңбалары

Бөлімдер атауы	**Кеңесшілер, аты, әкесінің аты, тегі (ғылыми дәрежесі, атағы)**	**Қол қойылған күні**	**Қолы**
Арнайы бөлім	Тоқпеисова Г.Ш. лектор	4.05.19	
Электр қауіпсіздігі	Тоқпеисова Г.Ш. лектор	4.05.19	
Норма бақылау	Балгаев Н.Е. Сениор-лектор, PhD	4.05.19ж	

Ғылыми жетекші _____ Г.Ш.Токпеисова

Тапсырманы орындауға алған білім алушы _____Қаржовбаев Е.Б.

Күні «26» 10 2019 ж.

1 Технологиялық бөлім

1.1 «Алатау Жарық Компаниясының» жалпы сипаттамасы

Компанияның құрамына Алматы қаласы және Алматы облысының Алматы өңірінің қысымы 35-220кВ жоғары вольтті электр желілер мен 0,4-6-10кВ тарату желілері кіреді. 2008 жылы қазанда АПК АҚ-ның инвестициялық бағдарламасы ҚР Табиғи монополияларды реттеу агенттігіне бекітуге ұсынылған. 2009-2011 жж. арналған инвестициялық бағдарлама бойынша жиынтық капитал салымы 67995 млн.тг құрайды. Қазіргі кезде АЖК АҚ дайындаған инвестициялық бағдарлама бекіту үшін ҚР Табиғи монополияларды реттеу агенттігіне беріледі.

Инвестициялық бағдарламаның негізгі мақсаттары қолданыстағы активтерді реконструкциялауға және жаңа активтерді жасауға бағытталған, соның ішінде:

- қолданыстағы аралық станцияларды реконструкциялау;
- қолданыстағы ЛЭП- 110/35кВ реконструкциялау;
- 35кВ және одан жоғары жаңа аралық станциялардың құрылысы;
- 6кВ желілерді 10кВ қысымға ауыстыру;
- 6-10/0,4кВ трансформаторлы аралық станцияларды салу, өзі алып жүретін оқшауланған өткізгіштерге ауыстыру арқылы ТП және РП, КЛ және ВЛ реконструкциялау;
- АСКУЭ жүйесін жасау және байланыс арналарын реконструкциялау.

«АЖК» АҚ тарихы. «Алматы Пауэр Консолидэйтед» АҚ Қазақстан Республикасының энергетикалық секторын жекешелендіру шеңберінде 1996 жылы құрылған. Бельгияның «Трактебель С.А» компаниясы Қазақстанның энергетика нарығынан 2000 жылдың мамырында кеткеннен кейін «АПК» АҚ «Қазтрансгаз» ЖАҚ басқармасында болды. 2007 жылдан «АПК» АҚ «Самрұқ-Энерго» АҚ қарауында. «АПК» АҚ 2009 жылдың наурызында «Алатау Жарық Компаниясы» АҚ болып өзгертілді («АЖК» АҚ). «АПК» АҚ 2007 жылдың 5 ақпанында қайта құрылуына орай пайда болды: «Алматы Электр Станциялары» АҚ («АлЭС»)-энергия өндіруші компания, оның құрамына ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, Қапшағай ГЭС, Каскад Алматы ГЭС, ЗТК, ЦПВТ кірді. «Алматы Пауэр Консолидейтед» АҚ («АЖК» АҚ)-энергия беруші компания, оның құрамына АРЭК, ГРЭС кірді.

«АЖК» АҚ- республиканың оңтүстігінде өз қызмет аймағындағы Алматы қаласы мен Алматы облысының өнеркәсіптік және ауыл шаруашылық кәсіпорындарына, тұрғындарға электр энергиясын тасу және тарату бойынша ірі энергетикалық жүйесі.

«АЖК» АҚ- республиканың оңтүстігіндегі электр энергиясын тарату бойынша ең үлкен энергетикалық жүйе . Энергияны Алматы каласы және Алматы облысының тұрғындарына, өндірістік және ауыл шаруашылық кәсіпорындарға таратады. «АЖК» АҚ табиғи монополия субъектілерінің

Мемлекеттік регистрдың Республикалық бөліміне енгізілген. «АЖК» АҚ кернеу класстары 220-110-35-10-6-0,4 кВ болатын электр тораптарынан тұрады.

Компания құрамына мыналар кіреді:

-ұзындығы 306,4 км, кернеуі 220кВ болатын электр таратудың әуе желілері;

-ұзындығы 2640,9 км, кернеуі 110 кВ болатын әуе желісі;

-кернеуі 35кВ болатын электр тораптары–ортақ ұзындығы 2659,1км әуе және кабельдік желілер;

-ұзындығы 102,9 км, кернеуі 10/0,4кВ болатын электр берілісінің тарату желілері.

АЖК-ның балансында мыналар болады.

- кернеуі 35кВ және одан да жоғары болатын 208 қосалқы станциялар;

-кернеуі 6-10/0,4 кВ болатын 8192 трансфориаторлық тарату қосалқы станциялар;

-6-220кВ-тық трансформаторлардың жалпы саны – 9876, суммалық қуаты 6567 МВА.

Бүгінгі күні «АЖК» АҚ Алматы аймағының 22 миллион тұрғындарын электр энергиясымен қамтамасыз етеді.

«АЖҚ» АҚ электр торабын басқару бойынша Қазақстандық компания KEGOC-пен бірігіп жұмыс істейді, және басқа да Қазақстан, Қырғызстан, Өзбекстан, Тәжікстан,Түркменстандағы энергетикалық ломпониялардың сенімді серіктестігі болып табылады. Олар бірігіп Орталық Азияның Энергетилалық Жүйесін құрайды.

Қызметінің даму бағыты

АЖК-ның мақсаты тұрғындарды сенімді қызметпен қамтаамасыз ету. Компанияда әр түрлі департаменттермен және бөллімшелермен жинақталған бай жұмыс тәжірибесі қолданылады

АЖК әрқашан қызметін қоршаған ортамен және қоғаммен сәйкестікті сақтауға тырысады

Электр тораптарындағы коммерцялық және техникалық шығындарды азайту

Қосалқы станцияның негізгі жабдықтарының жұмысының техникалық көрсеткіштерінің жақсаруы

Қызмет қауіпсіздігінің негізгі шараларын сақтау

Қоршаған ортаны қорғау тәртібін сақтау

«АЖК» АҚ тұтынушыларды сенімді және үздіксіз электр энергиясымен қамтамасыз етеді, және де Алматы аймағындағы электр тораптарының тиімді дамуын мақсат етеді.

1.2 **Алматы қаласы бойынша РЭС**

РЭС-1. РЭС-11978 жылы құрылды. Электр тораптарының аймағы Алатау Жарық Компаниясы жабық акционерлік қоғамдастығының Қалалық электр тораптар департаментінің өндірістік бөлімшесі болып табылады.

Қызмет көрсету абоненттерінің саны -64500.

2009 жылдың 1-ші қаңтары бойынша РЭС-1-дің негізгі жабдықтары және техникалық жағдайы:

Трансформаторлық қосалқы станция (10/6-0,4кВ) саны 443, олардың 441 (93%)пайдалану талаптарына сәйкес келеді,талаптарға сәйкес келмейтіндер саны 32(7%);

25 және одан да көп жыл жұмыс істеген трансформатырлық қосалқы станциялар саны 331; олардың 300(90,6%)пайдалануға келеді, 31(9,4%)пайдалану талаптарына сәйкес келмейді.

ӘЖ (10-6-0,4кВ) ұзындығы 700,089 км, оның 530,261км (76%) талаптарға сәйкес келеді;

КЖ (10-6-0,4кВ) ұзындығы 432,949 км, олардың 328,072 км пайдалану талаптарына сәйкес келеді.

Алматы қаласы бойынша РЭС. РЭС-2

1962 жылы құрылған, Алмалы және Бостандық аудандарына жатады.

РЭС-2 құрамында:

ТП саны -399.

ӘЖ -0,4 кВ -85,86 км.

КЖ-0,4 кВ -396,808 км.

КЖ-6-10 кВ – 435,131 км.

Қызмет ету

Физикалық тұлғалар- 71928 абонент.

Алматы қаласы бойынша РЭС. РЭС-4

РЭС-41943 жылы құрылған. Қазіргі уақытта РЭС-4 Түркісіб, Алатау, Іле және Жетісу аудандарын, яғни 2095 заңды абоненттер және 67472 физикалық абоненттеріне қызмет етеді.

Негізгі жабдықтары:

ТП саны -346, КЖ -6,10кВ -336,281 км,КЖ-0,4 -159,986 км, ӘЖ-6-10 кВ – 29,835км , ӘЖ- 0,4 кВ – 508,791 км.

Алматы қаласы бойынша РЭС. РЭС-5

РЭС-51965жылы құрылған. Қазіргі уақытта Медеу, Бостандық, Қарасай және Талғар аудандарына қызмет етеді, яғни 2951 заңды аоненттер ээне 72312 физикалық абоненттер.

Негізгі жабдықтары:

ТП саны -346, КЖ -6кВ -388,412 км, КЖ- 10 кВ- 161,87 км, КЖ-0,4кВ - 311,654 км, ӘЖ-6 кВ – 79,83 км , ӘЖ- 0,4 кВ – 372,715 км.

Алматы қаласы бойынша РЭС. РЭС-6.

РЭС-6 2009 жылы құрылды. Қосымша РЭС-тің пайда болуы көп күткен уақиға болды. Бұл Медеу ауданында тұратын тұтынушыларды сөндіруден қорғауға алдын ала шараларды атқаруға мүмкіндік береді. Жаңа РЭС 55 мың тұтынушыға қызмет көрсетеді, олардың 53мыңын тұрмыстық тұтынушылар және 2,5 мыңын заңды тұлғалар құрайды. Жабдықтары ауданның тораптық комплексін оперативті- технологиялық басқаруды қамтамасыз етеді. РЭС-6 қарамағында 444 трансформатрлық қосалқы станциялар кіреді, кабельдік және әуелік желілер ұзындығы 914,7 км.

РЭС-6 персоналы негізгі құралдармен, қорғаныс құралдармен және автотранспотрмен, арнайы техникамен жабдықталған.

Автогидрокөтергіштер –2 ед. (ӘЖ 6-10-0,4кВ электромонтаждық және жөндеу жұмыстарын жүргізуге арналған)

Электротехникалық зертхана –1 ед. (6-10-0,6 кВ кабельдік желілердің зақымданған жерлерін іздеуге арналған);

Бастырмалы жабдықты минитрактор (жердегі жұмыстарға арналған, 10-6-0,4 кВ кабельдік желілерді жөндеуге арналған);

Бригадалардың оперативті-шұғыл шығуына арналған көліктер – 2 ед. (электірлік желілерде оперативті ажыратып қосуға арналған).

Алматы қаласы бойынша РЭС. РЭС-7

РЭС-7 1990 жылы құрылған. Тұтынушылардың жалпы саны -117445, физикалық тұлғалар-114697, заңды -2746.

РЭС-7 шекарасы қаланың административті аудандарының шекарасына сәйкес келмейді.

РЭС-7 шекарасы Әуезов ауданының 90%, Бостандық ауданының 11%, Қарасай ауданының 4%, Алатау ауданының 5%қызмет көрсетеді.

2009 жылдың 1 қаңтарында РЭС-7-нің құрамында мыналар бар:

- 437 ТП, жалпы қуаты 256500кВА, оның жартысы - (218) бір трансформатырлық ТП;
- ӘЖ-6-10кВ – 100,62км;
- ӘЖ-0,4кВ –238,4км;
- КЖ-6-10кВ –375,7км;
- КЖ-0,4кВ –336,0км;
- К.Я.-2567.

Алматы облысы бойынша РЭС-РЭС Іле.

Электр желілерінің Іле ауданы 1971 жылы құрылды және АЖК АҚ-ның структуралық бөлімшесі болып табылады.

Іле РЭС-нің құрамына он екі бөлімше кіреді: Қапшағай қаласы, Жетіген станциясы, Междуреченск ауылы, Ащыбұлақ ауылы, Өтеген Батыр а., Боралдай ауылы, Қараой ауылы, Ақши ауылы, Шеңгелді ауылы, Бірінші май ауылы, Заречный ауылы, Байсерке ауылы.

Іле РЭС-і қызымет көрсететін электр тораптарының көлемі 12300 км2. Қызымет көрсетудің орташа радиусы 90км. Физикалық тұлғалар саны 54929, заңды тұлғалар саны 2135.

Іле РЭС-нің қарамағындағы жабдықтар саны:

ӘЖ-110кВ - 395,48 км, ӘЖ-35кВ - 309,98 км,ӘЖ-10кВ - 1603,63 км,ӘЖ-6кВ - 47,02 км, КЖ-6,10кВ - 139,376 км, КЖ-0,4кВ - 53,69 км.

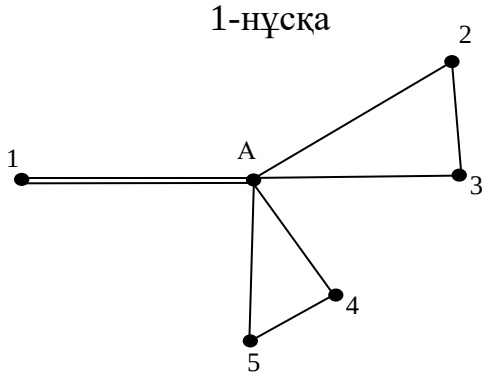
2 Негізгі бөлім

2.1 Электр беріліс желісінің сұлбасын құру нұсқалары

Әртүрлі объектілерінің жұмыс істеу жағдайларының алуан түрлілігі олардың электрмен жабдықтау схемасының алуан түрлі болуына себепші болады. Тұтынушылардың қоректену схемалары энергия көзінің қашықтығына, берілген ауданның электрэнергетика жабдықтаудың жалпы схемасына, тұтынушылардың территориялық орналасуымен олардың қуатына, сенімділіген қойылатын талаптарға және т.б. тәуелді.

Желі схемасы мен конфигурациясының (пішім үйлесімділігі) таңдап алу өте күрделі , өйткені желі сенімділік, үнемділік, пайдалануға қойылатын, қауіпсіздіктерімен даму мүмкіндігігін шарттарын қанағаттандыру тиіс. Осы дипломдық жұмыста мен екі сұлба қарастырамын (1 және 2-ші суреттер).

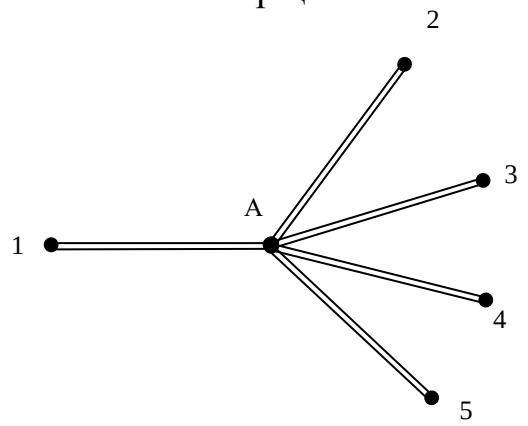
1-нұсқа



L=102+80+100+110+110=502км

1 сурет - Тұйықталған схема

2-нұсқа



L=102+136+170+187+187=782км

2 сурет -Тұйықталмаған схема

Біріншісі тұйықталмаған, екіншісі тұйықталған болып келеді. Бізге, экономикалық жағынан тиімді және тұтынушыларға электр қуатын үзіліссіз таратуды қамтамасыз ету, электр энергияны аймақтарға сенімді және тиімді тарату басты мақсат болып келеді. Осыған байланысты бізге ең тиімді сұлба таңдау басты шарттардың біріне кіреді. Сонымен, екі сұлбаны қарастырамыз. Айтып кеткенде, тұйықталмаған желілерде барлық түйіндер бір ғана тармақтан қоректенеді. Қарапайым тұықталған желілер айналмалы желілер болып келеді. Олар бір ғана контур құрайды. Оның артықшылығы желінің бір учаскесі үзілгенде желі басқа учаскіден қоректене береді, яғни жоғары дәрежеде тұтынушыларға электр таратудың сенімділігі. Сонымен қатар қуаттың аз шығындары. Қоректену көзі электрстанция немесе жүйеге қосылған қосалқы станцияның шиналары ретінде болып келеді.

2.1.1 Дипломдық жұмыстың берілгендері

Номиналды кернеуі 220 кВ болатын тұйықталған электр беріліс желілерінен, бес қосалқы станциясыдан тұрады, сәйкесінше олардың ұзындықтары $l_{A1} = 60$, $l_{A2} = 80$, $l_{23} = 100$, $l_{3A} = 100$, $l_{A4} = 110$, $l_{45} = 110$, $l_{4A} = 110$ (км). Қосалқы станциялардың максималды жүктемелері $P_1 = 50$, $P_2 = 80$, $P_3 = 40$, $P_4 = 100$, $P_5 = 135$ (кВт). Максималдық жүктеменің жылдық сағаты T_{max}*=6000 сағ.* Қуат коэффициенті cos φ=0,85. Минималды жүктеме кезіндегі жүктеме 40(%) пайыз. Мұзқату ауданы II болады. 220кВ бес қосалқы станцияның атаулары: ПС 147А «Таугүл», ПС 143А «Робот», ПС 62А «Капчагайская», ПС 7А «АХБК» және ПС 220кВ «Қоян құс».

2.2 Электр беріліс желісінің номиналды кернеуін таңдау

Желі линиясының номинал кернеуін таңдау күрделі технико-экономикалық есеп болып табылады. Ол көптеген факторларға байланысты. Мысалы, кернеуінің мәні төмен линияның жабдықтарының және құрылыстарының құны аз болады. Кернеудің ұлғаюына байланысты қуат және энергия шығындары азаяды, электрлік желіні дамыту жағдайлары жақсарады. Сол үшін Стилла формуласын қолданамыз.

Желі линиясының номинал кернеуін таңдау күрделі технико-экономикалық есеп болып табылады. Ол көптеген факторларға байланысты. Мысалы, кернеудің мәні төмен линияның жабдықтарының және құрылыстарының құны аз болады. Кернеудің ұлғаюына байланысты қуат және энергия шығындары азаяды, электрлік желіні дамыту жағдайлары жақсарады. Электр торабын даму жобалауы кезінде бір уақытта электр торабының конфигурациясы сұрағымен оның номиналды кернеуін таңдауы туралы сұрақ шешіледі. Электр тораптарының номиналды кернеу ұзындықтарының шкаласы МЕСТ 721-77 анықталған және келесідей кернеу қатарын құрастырады:

0,38; 3; 6; 10; 20; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750; 1150 кВ

Бөлек сызықты электр беріліс желісінің номиналды кернеуі ең алдымен екі параметрлі функциямен: желімен таратылатын *P* қуат, және де сол қуат

таратылатын L қашықтыққа. Соған байланысты желінің номиналды кернеуін табудың, әр түрлі авторлармен ұсынылған бірнеше эмпирикалық формулалары болады. Мен өзімнің курстық жұмысымда Стилла формуласына жүгіндім. Себебі, осы формула кернеуі 35-тен 750 кВ-қа дейін номиналды кернеудің барлық шкаласына қанағаттандырылған нәтиже береді.

Стилла формуласы бойынша номиналды кернеуі осы формула бойынша анықталады:

$$U = 4.34 \cdot \sqrt{L_1 + 16P_1}, \qquad (1)$$

мұндағы U-желідегі кернеу, кВ;

L_1- желінің ұзындығы, км;

P-активті қуат, кВт.

$$U_1 = 4.34\sqrt{60 + 16 \cdot 50} = 127.3кВ,$$

$$U_2 = 4.34\sqrt{80 + 16 \cdot 80} = 160кВ,$$

$$U_3 = 4.34\sqrt{100 + 16 \cdot 40} = 118.08кВ,$$

$$U_4 = 4.34\sqrt{110 + 16 \cdot 100} = 179.46кВ,$$

$$U_5 = 4.34\sqrt{110 + 16 \cdot 135} = 206.77кВ.$$

Одан әрі желінің номиналды кернеуін 220 кВ аламыз, кернеуді анықтаған соң, желінің активті және реактивті қуаттарын табамыз, біздің жағдайда активті қуат бізге белгілі

$$P + jQ, \qquad (2)$$

мұндағы P- активті жүктеме, кВт;

Q – реактивті жүктеме, квар.

Осы формула арқылы желінің реактивті қуатын табамыз:

$$Q_i = P \cdot tg\varphi. \qquad (3)$$

Реактивті қуаттарын $tg\varphi$ арқылы табамыз, бізде $tg\varphi$ белгісіз болғандықтан біз оны $cos\ \varphi$-дың арақатынасы арқылы табамыз, $cos\ \varphi$ = 0,89 тең:

$$tg\varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos\varphi^2}}{\cos\varphi}, \qquad (4)$$

$$tg\varphi = \frac{\sqrt{1 - 0{,}85^2}}{0{,}85} = 0{,}62.$$

$tg\varphi$ белгілі болғаннан кейін, соған сәйкес желінің әр учаскесіндегі реактив қуаттарын табамыз:

$$Q_1 = 50 \cdot 0{,}62 = 30{,}98квар,$$

$$Q_2 = 80 \cdot 0{,}62 = 49{,}6 квар,$$
$$Q_3 = 40 \cdot 0{,}62 = 24{,}8 квар,$$
$$Q_4 = 100 \cdot 0{,}62 = 62 квар,$$
$$Q_5 = 135 \cdot 0{,}62 = 83{,}7 квар.$$

Реактивті жүктемелер белгілі болғаннан кейін, желінің әрбір учаскесіндегі толық жүктемелерін есептейміз, ол активті қуат пен реактивті қутының арақатынасы арқылы табылады

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \tag{5}$$

мұндағы P – активті жүктеме, кВт;

Q – реактивті жүктеме, квар.

$$S_1 = \sqrt{50^2 + 30{,}98^2} = 58{,}8 МВА,$$
$$S_2 = \sqrt{80^2 + 49{,}6^2} = 94{,}13 МВА,$$
$$S_3 = \sqrt{40^2 + 24{,}8^2} = 47{,}06 МВА,$$
$$S_4 = \sqrt{100^2 + 62^2} = 117{,}66 МВА,$$
$$S_5 = \sqrt{135^2 + 83{,}7^2} = 158{,}8 МВА.$$

2.3 Күштік трансформаторлардың типін және қуатын анықтау

№1 қосалқы станция үшін:

$$S_{трп} \geq S \cdot 0{,}7, \tag{6}$$

мұндағы S – толық жүктеме.

Трансформаторлардың қуаты мен санын, төмендету қосалқы станцияларында келесі принцип бойынша таңдайды: егер, екі трансформаторлы қосалқы станция қолданса, онда трансформатордың қуаты келесі шартпен таңдалады:

$$S = \frac{P}{\cos\varphi}, \tag{7}$$

мұндағы P – активті жүктеме, кВт;

$$S = \frac{50}{0{,}85} = 58{,}82 МВА,$$
$$S_{тр1} \geq S \cdot 0{,}7 = 58{,}82 \cdot 0{,}7 = 41{,}17 МВА,$$

мұндағы $S_{тр}$ – трансформатордың қуаты, МВА.

ТРДЦН-63000/220 типті трансформаторын орнатуды қабылдаймыз. (Параметрлері 1 және 2-ші кестелерде көрсетілген).

1 кесте - ТРДЦН-63000/220 типті трансформатордың параметрлері

$S_{ном}$, МВА	Орамдағы кернеу, кВ		Активті шығындар, кВт		$I_{x\%}$	$U_к$,%	Тармақталуы
	ВН	НН	P_x	$P_к$			
63	230	6,6	82	300	0,8	12	±8х1,5%

2 кесте - ТРДЦН-63000/220 трансформаторының есептелген параметрлері

Трансформатордың активті кедергісі $R_т$, Ом	Трансформатордың реактивті кедергісі $X_т$, Ом	ΔQ_x, квар
3,99	100,76	1,008

№2 қосалқы станция үшін:

$$S = \frac{80}{0,85} = 94,11 MBA,$$

$$S_{тр1} \geq S \cdot 0,7 = 94,11 \cdot 0,7 = 65,88 MBA,$$

мұндағы $S_{тр}$ – трансформатордың қуаты, МВА.

ТДЦ-80000/220 типті трансформаторын орнатуды қабылдаймыз. (Трансформатордың пареметрлері және есептік парамертлері 3 және 4 кестелерде көрсетілген).

3 кесте - ТДЦ-80000/220 типті трансформатордың параметрлері

$S_{ном}$, МВА	Орамдағы кернеу, кВ		Активті шығындар, кВт		$I_{x\%}$	$U_к$,%	Тармақталуы
	ВН	НН	P_x	$P_к$			
80	242	6,3	105	320	0,6	11	±2х2,5%

4 кесте - ТДЦ-80000/220 трансформаторының есептелген параметрлері

Трансформатордың активті кедергісі $R_т$, Ом	Трансформатордың реактивті кедергісі $X_т$, Ом	ΔQ_x, квар
2,93	80,52	0,96

№3 қосалқы станция үшін:

$$S = \frac{40}{0,85} = 47,05 MBA,$$

$$S_{тр1} \geq S \cdot 0,7 = 47,05 \cdot 0,7 = 32,94 MBA,$$

мұндағы $S_{тр}$ – трансформатордың қуаты, МВА.

ТРДН-40000/220 типті трансформаторын орнатуды қабылдаймыз. (Трансформатордың параметрлері 5 және 6 кестелерінде көрсетілген).

5 кесте - ТРДН-40000/220 типті трансформатордың параметрлері

$S_{ном}$, МВА	Орамдағы кернеу, кВ		Активті шығындар, кВт		$I_{х\%}$	$U_к$,%	Тармақталуы
	ВН	НН	$P_х$	$P_к$			
40	230	6,6	50	170	0,9	12	±8х1,5%

6 кесте - ТРДН-40000/220 трансформаторының есептелген параметрлері

Трансформатордың активті кедергісі $R_т$, Ом	Трансформатордың реактивті кедергісі $X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар
5,62	158,7	0,72

№4 қосалқы станция үшін:

$$S = \frac{100}{0,85} = 117,6 MBA,$$

$$S_{тр1} \geq S \cdot 0,7 = 117,6 \cdot 0,7 = 82,35 MBA,$$

мұндағы $S_{тр}$ – трансформатордың қуаты, МВА.

АТДЦТН-125000/220 типті автотрансформаторын орнатуды қабылдаймыз. Параметрлері 7 және 8 кестелерде көрсетілген.

7 кесте - АТДЦТН-125000/220 типті автотрансформатордың параметрлері

$S_{ном}$, МВА	Орамдағы кернеу, кВ			Активті шығындар, кВт		$I_{х\%}$	$U_к$,%			Тармақталуы
	ВН	НН	СН	$P_х$	$P_к$		ВН	СН	НН	
125	230	6,3	121	85	290	0,5	11	19	31	±6х2%

8 кесте - АТДЦТН-125000/220 автотрансформаторының есептелген параметрлері (үш фазаға арналған)

Трансформатордың активті кедергісі $R_т$, Ом			Трансформатордың реактивті кедергісі $X_т$, Ом			$\Delta Q_х$, квар
ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
0,49	0,49	0,49	48,66	82,5	0	1,25

№5 қосалқы станция үшін:

$$S = \frac{135}{0,85} = 158,8 MBA,$$

$$S_{тр1} \geq S \cdot 0,7 = 158,8 \cdot 0,7 = 111,17 MBA,$$

мұндағы $S_{тр}$ – трансформатордың қуаты, МВА.

АТДЦТН-125000/220 типті автотрансформаторын орнатуды қабылдаймыз. Параметрлері 9 және 10 кестелерде көрсетілген.

9 кесте - АТДЦТН-125000/220 типті автотрансформатордың параметрлері

$S_{ном}$, МВА	Орамдағы кернеу, кВ			Активті шығындар, кВт		$I_{х\%}$	$U_к$,%			Тармақталуы
	ВН	НН	СН	$P_х$	$P_к$		ВН	СН	НН	
125	230	6,3	121	85	290	0,5	11	19	31	±6х2%

10 кесте - АТДЦТН-125000/220 автотрансформаторының есептелген параметрлері (үш фазаға арналған)

Трансформатордың активті кедергісі $R_т$, Ом	Трансформатордың реактивті кедергісі $X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, квар

ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
0,49	0,49	0,49	48,66	82,5	0	1,25

2.3.1 Трансформатордың орамасындағы шығындарын анықтау

Трансформаторлардың активті және реактивті қуатын шығындарын келесі формула арқылы табамыз:

$$\Delta P_{трп} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{трп}, \tag{8}$$

$$\Delta Q_{трп} = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{трп}, \tag{9}$$

мұндағы $U_{ном}$ – желінің номиналды кернеуі, кВ;

$r_{тр}$ – трансформатордың активті меншікті кедергісі, Ом;

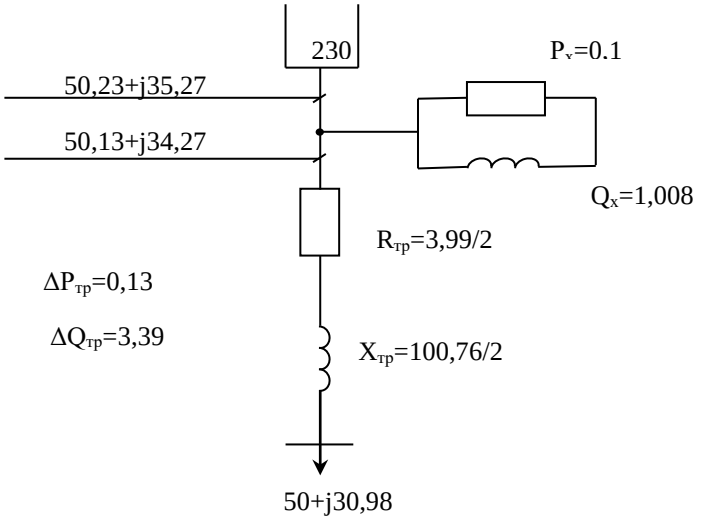
$x_{тр}$ – трансфориатордың реактивті меншікті кедергісі, Ом.

№1 қосалқы станция үшін:

$$\Delta P_{трп} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{трп} = \frac{50^2 + 30{,}98^2}{230^2} \cdot \frac{3{,}99}{2} = 0{,}13 МВт$$

$$\Delta Q_{трп} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{трп} = \frac{50^2 + 30{,}98^2}{230^2} \cdot \frac{100{,}76}{2} = 3{,}29 МВт$$

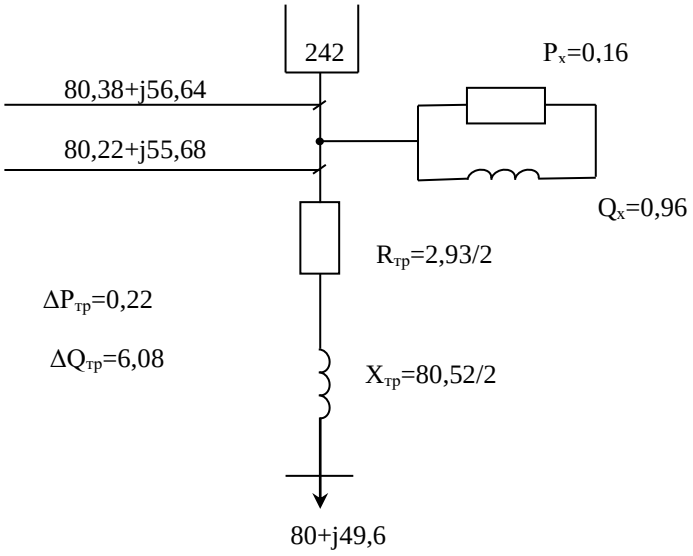
1 қосалқы станция үшін ТРДЦН-63000/220 типті екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы 3-суретте көрсетілген.



2 сурет - Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

№2 қосалқы станция үшін:

2 қосалқы станция үшін ТРДЦН-63000/220 типті екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы 4-суретте көрсетілген.



3 сурет - Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

$$\Delta P_{трп} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{трп} = \frac{80^2 + 49{,}6^2}{242^2} \cdot \frac{2{,}93}{2} = 0{,}22 МВт$$

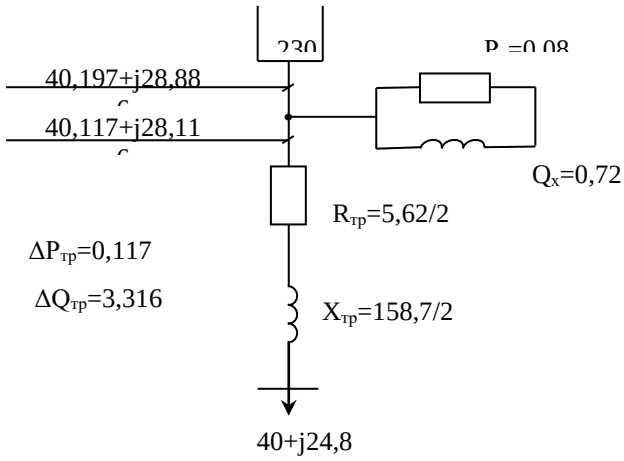
$$\Delta Q_{трп} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{трп} = \frac{80^2 + 49{,}6^2}{242^2} \cdot \frac{80{,}52}{2} = 6{,}08 МВт$$

№3 қосалқы станция үшін:

$$\Delta P_{трп} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{трп} = \frac{40^2 + 24{,}8^2}{230^2} \cdot \frac{5{,}62}{2} = 0{,}117 МВт$$

$$\Delta Q_{трп} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{трп} = \frac{40^2 + 24{,}8^2}{230^2} \cdot \frac{158{,}7}{2} = 3{,}316 МВт$$

4 қосалқы станция үшін екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы 5-суретте көрсетілген.



5 сурет - Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

№4 қосалқы станция үшін:

Мен таңдаған автотрансформатордың орамы үшеу болғаннан кейін, сәйкесінше үш орамның қуат шығындарын есептеймін.

$$\Delta P_{тр1ВН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{тр2ВН} = \frac{65^2 + 33{,}1^2}{230^2} \cdot \frac{0{,}49}{2} = 0{,}025 МВт,$$

$$\Delta P_{тр2СН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{тр2СН} = \frac{35^2 + 21{,}6^2}{230^2} \cdot 0{,}245 = 0{,}0078 МВт,$$

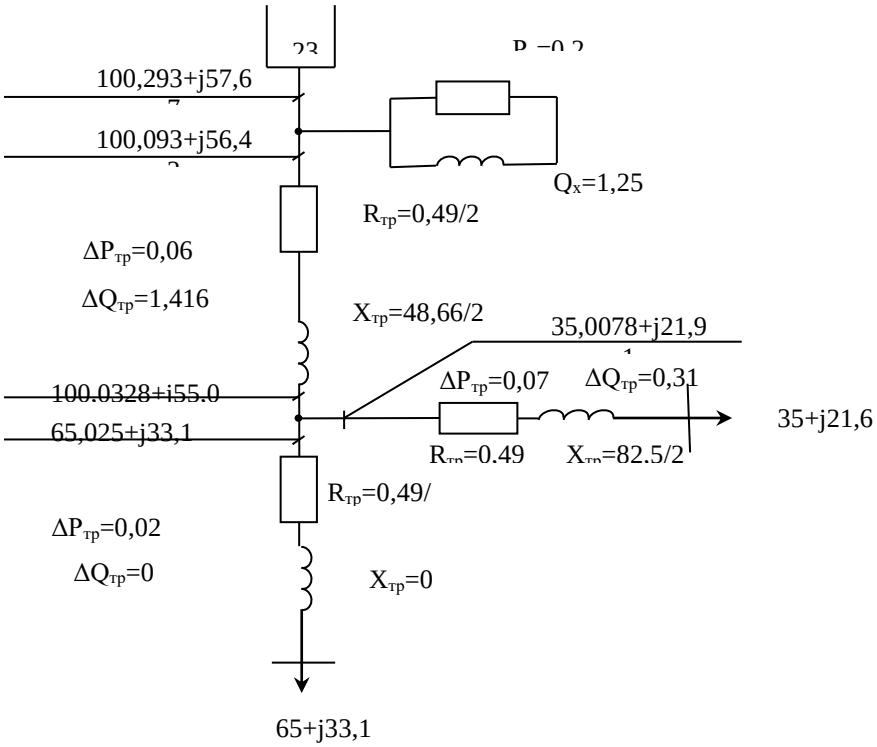
$$\Delta P_{тр3НН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{тр2НН} = \frac{100{,}0328^2 + 55{,}01^2}{230^2} \cdot 0{,}245 = 0{,}06 МВт,$$

$$\Delta Q_{тр1ВН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{тр2ВН} = \frac{65^2 + 33{,}1^2}{230^2} \cdot 0 = 0 Мвар,$$

$$\Delta Q_{тр2СН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{тр2СН} = \frac{35^2 + 21{,}6^2}{230^2} \cdot \frac{82{,}5}{2} = 0{,}31 Мвар,$$

$$\Delta Q_{тр3НН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{тр2НН} = \frac{100{,}0328^2 + 55{,}01^2}{230^2} \cdot \frac{48{,}66}{2} = 1{,}416 Мвар,$$

4 қосалқы станция үшін үш орамды трансформатордың алмастыру схемасы 6-суретте көрсетілген.



6 сурет - Үш орамды автотрансформатордың алмастыру схемасы

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{mp}}{100} \cdot 2, \qquad (10)$$

мұндағы ΔP_{xx} – трансформатордың бос жүріс кезіндегі активті шығын, кВт;

ΔQ_{xx} – трансформатордың бос жүріс кезіндегі реактивті шығыны, квар;

I_x – трансфориатордағы бос жүріс тоғы, %.

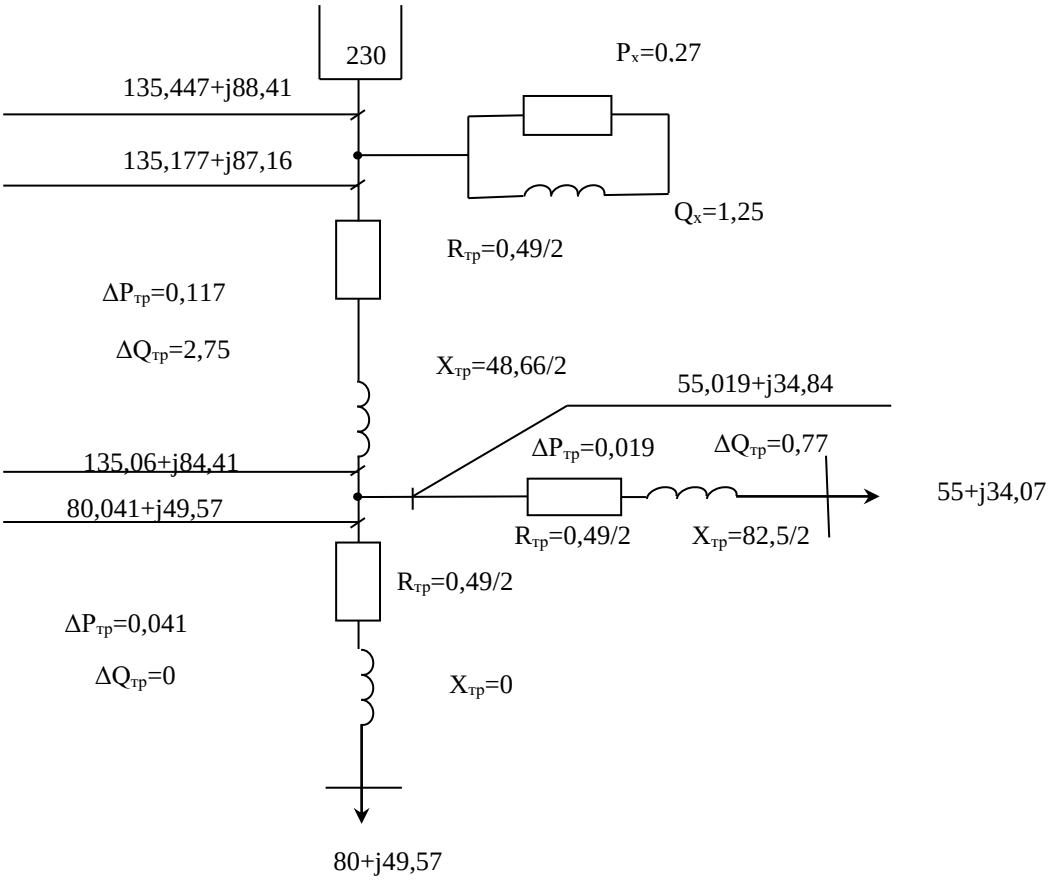
$$\Delta P_{xx} = 0{,}2 МВт,$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{mp}}{100} \cdot 2 = \frac{0{,}5 \cdot 125}{100} \cdot 2 = 1{,}25 Мвар,$$

№5 қосалқы станция үшін:

Мен таңдаған автотрансформатордың орамы үшеу болғаннан кейін, сәйкесінше үш орамның қуат шығындарын есептеймін.

5 қосалқы станция үшін трансформатордың алмастыру схемасы 7-суретте көрсетілген.



7 сурет - Үш орамды автотрансформатордың алмастыру схемасы

$$\Delta P_{тр1ВН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{тр2ВН} = \frac{80^2 + 49{,}57^2}{230^2} \cdot \frac{0{,}49}{2} = 0{,}041 МВт,$$

$$\Delta P_{тр2СН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{тр2СН} = \frac{55^2 + 34{,}07^2}{230^2} \cdot 0{,}245 = 0{,}019 МВт,$$

$$\Delta P_{тр3НН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{тр2НН} = \frac{135{,}06^2 + 84{,}41^2}{230^2} \cdot 0{,}245 = 0{,}117 МВт,$$

$$\Delta Q_{тр1ВН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{тр2ВН} = \frac{80^2 + 49{,}57^2}{230^2} \cdot 0 = 0 Мвар,$$

$$\Delta Q_{тр2СН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{тр2СН} = \frac{55^2 + 34{,}07^2}{230^2} \cdot \frac{82{,}5}{2} = 0{,}77 Мвар,$$

$$\Delta Q_{тр3НН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{тр2НН} = \frac{135{,}06^2 + 84{,}41^2}{230^2} \cdot \frac{48{,}66}{2} = 2{,}75 Мвар,$$

$$\Delta Q_{хх} = \frac{I_{х\%} \cdot S_{тр}}{100} \cdot 2, \qquad (11)$$

мұндағы $\Delta P_{хх}$ – трансформатордың бос жүріс кезіндегі активті шығын, кВт;

$\Delta Q_{хх}$ – трансформатордың бос жүріс кезіндегі реактивті шығыны, квар;

$I_х$ – трансфориатордағы бос жүріс тоғы, %.

$$\Delta P_{хх} = 0{,}27 МВт,$$

$$\Delta Q_{хх} = \frac{I_{х\%} \cdot S_{тр}}{100} \cdot 2 = \frac{0{,}5 \cdot 125}{100} \cdot 2 = 1{,}25 Мвар,$$

2.4 Сымдардың қимасын және параметрлерін есептеу

Желінің әрбір учаскесі бойынша токтарды анықтаймыз, ол желінің қуаты мен кернеуі арақатынасы арқылы табылады:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \qquad (12)$$

1- нұсқа үшін:

$$I_{А-1} = \frac{58{,}8}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0{,}15 кА = 150 А,$$

$$I_{А-2} = \frac{84{,}03}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0{,}221 кА = 221 А,$$

$$I_{2-3} = \frac{10,08}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,0264кА = 26,4А,$$

$$I_{3-A'} = \frac{57,14}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,149кА = 149А,$$

$$I_{A-4} = \frac{131,38}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,344кА = 344А,$$

$$I_{4-5} = \frac{13,71}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,036кА = 36А,$$

$$I_{5-A'} = \frac{145,45}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,308кА = 308А.$$

2-нұсқа үшін:

$$I_{A-1} = \frac{58,8}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,15кА = 150А,$$

$$I_{A-2} = \frac{94,13}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,24кА = 240А,$$

$$I_{A-3} = \frac{47,06}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,12кА = 120А,$$

$$I_{A-4} = \frac{117,66}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,31кА = 310А,$$

$$I_{A-5} = \frac{158,84}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,42кА = 420А.$$

Токтың экономикалық тығыздығына байланысты қиманы анықтаймыз

$$S_{эк} = \frac{I}{j_{эк}}, \qquad (13)$$

мұндағы $j_{эк}$ – ты анықтамадан аламыз, ол ($j_{эк}$=1А/мм) тең.
Сонымен болатты алюминилі, яғни АС маркалы сымды таңдадым
1-нұсқа үшін:

$$S_{эк1-A} = \frac{150}{1 \cdot 2} = 75мм^2, \qquad AC - 240/32,$$

$$S_{экA-2} = \frac{221}{1} = 221мм^2, \qquad AC - 240/32,$$

$$S_{эк2-3} = \frac{26,4}{1} = 26,4мм^2 \qquad AC - 220/32,$$

$$S_{эк3-A} = \frac{149}{1} = 149мм^2 \qquad AC - 240/32,$$

$$S_{экA-4} = \frac{344}{1} = 344мм^2 \qquad AC - 400/18,$$

$$S_{эк4-5} = \frac{36}{1} = 36мм^2 \qquad AC-240/32,$$

$$S_{эк5-A} = \frac{380}{1} = 380мм^2 \qquad AC-400/18.$$

2-нұсқа үшін:

$$S_{эк1-A} = \frac{150}{1\cdot 2} = 75мм^2 \qquad AC-240/32,$$

$$S_{экA-2} = \frac{240}{1\cdot 2} = 120мм^2 \qquad AC-240/32,$$

$$S_{экA-3} = \frac{120}{1\cdot 2} = 60мм^2 \qquad AC-240/32,$$

$$S_{экA-4} = \frac{310}{1\cdot 2} = 150мм^2 \qquad AC-240/32,$$

$$S_{экA-5} = \frac{420}{1\cdot 2} = 210мм^2 \qquad AC-240/32.$$

Кернеуі 220 кВ біртізбекті әуе беріліс желісінің салыстырмалы параметрлерін анықтаймыз. Маркасы АС 240/32 үш сымға фаза жарылуы мен фаза сымдарының бірдейжақты үшбұрыштың төбесінде орындалған, арақашықтығы 40 см болатындай сымдардың орналасуы. Желі порталды металл бағандарында жарылу фаза ортасының арақашықтығы 12м горизонтальмен орнатылған.

АС 240/32 маркалы сым үшін, $r_0 = 0{,}132$ Ом/км, сымның диаметрі $2r = 21{,}6$ мм. Сымның параметрлері:

1-нұсқа үшін: Учаскесі А-1

$$r_0 = 0{,}132 Ом/км,$$

$$x_0 = 0{,}4073 Ом/км,$$

$$b = \frac{7{,}58\cdot 10^{-6}}{\lg(D_{орт}/r_c)}, \qquad (14)$$

Сымның арасындағы орта геометриялық арақашықтық осыған тең

$$D_{орт} = \sqrt[3]{4{,}5\cdot 4{,}5\cdot 9} = 5{,}66м, \qquad (15)$$

мұндағы r_0 – меншікті активті кедергі, Ом/км;
x_0 – меншікті реактивті кедергі, Ом/км;
b_0 – меншікті реактивті өткізгіштік, См/км;
$D_{орт}$ – сымның орташа диаметрі, мм;

$$b_0 = \frac{7{,}58 \cdot 10^{-6}}{\lg(D_{орт} / r_c)} = \frac{7{,}58 \cdot 10^{-6}}{\lg(5{,}66 / 0{,}0108)} = 2{,}7 \cdot 10^{-6} См / км,$$

А-2 учаскесі

$$r_0 = 0{,}132 Ом / км,$$
$$x_0 = 0{,}4073 Ом / км,$$
$$b_0 = 2{,}7 \cdot 10^{-6} См / км.$$

2-3 учаскесі

$$r_0 = 0{,}132 Ом / км,$$
$$x_0 = 0{,}4073 Ом / км,$$
$$b_0 = 2{,}7 \cdot 10^{-6} См / км.$$

3-А' учаскесі

$$r_0 = 0{,}132 Ом / км,$$
$$x_0 = 0{,}4073 Ом / км,$$
$$b_0 = 2{,}7 \cdot 10^{-6} См / км.$$

А-4 учаскесі

$$r_0 = 0{,}132 Ом / км,$$
$$x_0 = 0{,}39 Ом / км,$$
$$b_0 = 2{,}87 \cdot 10^{-6} См / км.$$

4-5 учаскесі

$$r_0 = 0{,}132 Ом / км,$$
$$x_0 = 0{,}4073 Ом / км,$$
$$b_0 = 2{,}7 \cdot 10^{-6} См / км.$$

5-А' учаскесі

$$r_0 = 0{,}132 Ом / км,$$
$$x_0 = 0{,}39 Ом / км,$$
$$b_0 = 2{,}87 \cdot 10^{-6} См / км.$$

2-нұсқа үшін:
А-1 учаскесі

$$r_0 = 0{,}132 Ом/км,$$
$$x_0 = 0{,}4073 Ом/км,$$
$$b_0 = 2{,}7 \cdot 10^{-6} См/км.$$

А-2 учаскесі

$$r_0 = 0{,}132 Ом/км,$$
$$x_0 = 0{,}4073 Ом/км,$$
$$b_0 = 2{,}7 \cdot 10^{-6} См/км.$$

А-3 учаскесі

$$r_0 = 0{,}132 Ом/км,$$
$$x_0 = 0{,}4073 Ом/км,$$
$$b_0 = 2{,}7 \cdot 10^{-6} См/км.$$

А-4 учаскесі

$$r_0 = 0{,}132 Ом/км,$$
$$x_0 = 0{,}4073 Ом/км,$$
$$b_0 = 2{,}7 \cdot 10^{-6} См/км.$$

А-5 учаскесі

$$r_0 = 0{,}132 Ом/км,$$
$$x_0 = 0{,}4073 Ом/км,$$
$$b_0 = 2{,}7 \cdot 10^{-6} См/км.$$

Участоктар бойынша желінің параметрлерін анықтаймыз
Желінің активті кедергісін келесі формула арқылы есептейміз

$$R_i = r_0 \cdot l. \tag{16}$$

Желінің реактивті кедергісін келесі формула арқылы есептейміз

$$X_i = x_0 \cdot l \tag{17}$$

Желінің реактивті өткігіштігін келксідей есептеледі

$$B_i = b_0 \cdot l. \tag{18}$$

Желінің соңындағы зарядтық қуатты келесі формуламен есептеледі

$$Q_{ci}^{к} = U_{ном}^{2} \cdot B_i. \qquad (19)$$

1-нұсқа үшін:
А-1 учаскесі

$$R_{A1} = 0{,}132 \cdot 102 = 13{,}46 Ом,$$
$$X_{A1} = 0{,}4073 \cdot 102 = 41{,}544 / 2 = 20{,}77 Ом$$
$$B_{A1} = 2 \cdot b_A \cdot l_A = 2 \cdot 2{,}7 \cdot 10^{-6} \cdot 106 = 568{,}6 \cdot 10^{-6} См / км,$$
$$Q_{CA1}^{к} = U_{ном}^{2} \cdot B_{A1} = 220^2 \cdot 568{,}6 \cdot 10^{-6} = 27{,}52 Мвар.$$

А-2 учаскесі

$$R_{A2} = 0{,}132 \cdot 80 = 10{,}56 Ом,$$
$$X_{A2} = 0{,}4073 \cdot 80 = 32{,}58 Ом$$
$$B_{A2} = b_A \cdot l_A = 2{,}7 \cdot 10^{-6} \cdot 80 = 216 \cdot 10^{-6} См / км,$$
$$Q_{CA2}^{к} = U_{ном}^{2} \cdot B_{A1} = 220^2 \cdot 216 \cdot 10^{-6} = 10{,}45 Мвар.$$

2-3 учаскесі

$$R_{23} = 0{,}132 \cdot 100 = 13{,}2 Ом,$$
$$X_{23} = 0{,}4073 \cdot 100 = 40{,}73 Ом$$
$$B_{23} = b_A \cdot l_A = 2{,}7 \cdot 10^{-6} \cdot 100 = 270 \cdot 10^{-6} См / км,$$
$$Q_{C23}^{к} = U_{ном}^{2} \cdot B_{A1} = 220^2 \cdot 270 \cdot 10^{-6} = 13{,}1 Мвар.$$

3-А учаскесі

$$R_{3A} = 0{,}132 \cdot 100 = 13{,}2 Ом,$$
$$X_{3A} = 0{,}4073 \cdot 100 = 40{,}73 Ом$$
$$B_{3A} = b_A \cdot l_A = 2{,}7 \cdot 10^{-6} \cdot 100 = 270 \cdot 10^{-6} См / км,$$
$$Q_{C3A}^{к} = U_{ном}^{2} \cdot B_{A1} = 220^2 \cdot 270 \cdot 10^{-6} = 13{,}1 Мвар.$$

А-4 учаскесі

$$R_{A4} = 0{,}132 \cdot 110 = 14{,}2 Ом,$$
$$X_{A4} = 0{,}39 \cdot 110 = 42{,}09 Ом$$
$$B_{A4} = b_A \cdot l_A = 2{,}87 \cdot 10^{-6} \cdot 110 = 315{,}7 \cdot 10^{-6} См / км,$$

$$Q_{CA4}^{к} = U_{ном}^{2} \cdot B_{A4} = 220^{2} \cdot 315{,}7 \cdot 10^{-6} = 15{,}28 Мвар.$$

4-5 учаскесі

$$R_{45} = 0{,}132 \cdot 110 = 13{,}2 Ом,$$
$$X_{45} = 0{,}4073 \cdot 110 = 44{,}8 Ом$$
$$B_{45} = b_{A} \cdot l_{A} = 2{,}7 \cdot 10^{-6} \cdot 110 = 297 \cdot 10^{-6} См/км,$$
$$Q_{C45}^{к} = U_{ном}^{2} \cdot B_{A1} = 220^{2} \cdot 297 \cdot 10^{-6} = 14{,}37 Мвар.$$

5-А' учаскесі

$$R_{5A} = 0{,}132 \cdot 110 = 14{,}2 Ом,$$
$$X_{5A} = 0{,}39 \cdot 110 = 42{,}09 Ом$$
$$B_{5A} = b_{A} \cdot l_{A} = 2{,}87 \cdot 10^{-6} \cdot 110 = 315{,}7 \cdot 10^{-6} См/км,$$
$$Q_{C5A}^{к} = U_{ном}^{2} \cdot B_{A4} = 220^{2} \cdot 315{,}7 \cdot 10^{-6} = 15{,}28 Мвар.$$

2-нұсқа үшін:
А-1 учаскесі

$$R_{A1} = 0{,}132 \cdot 102 = 13{,}46 Ом,$$
$$X_{A1} = 0{,}4073 \cdot 102 = 41{,}544 / 2 = 20{,}77 Ом$$
$$B_{A1} = 2 \cdot b_{A} \cdot l_{A} = 2 \cdot 2{,}7 \cdot 10^{-6} \cdot 106 = 568{,}6 \cdot 10^{-6} См/км,$$
$$Q_{CA1}^{к} = U_{ном}^{2} \cdot B_{A1} = 220^{2} \cdot 568{,}6 \cdot 10^{-6} = 27{,}52 Мвар.$$

А-2 учаскесі

$$R_{A2} = 0{,}132 \cdot 136 = 17{,}9 Ом,$$
$$X_{A2} = 0{,}4073 \cdot 136 = 54{,}9 / 2 = 27{,}45 Ом$$
$$B_{A2} = 2 \cdot b_{A} \cdot l_{A} = 2 \cdot 2{,}7 \cdot 10^{-6} \cdot 136 = 734{,}4 \cdot 10^{-6} См/км,$$
$$Q_{CA1}^{к} = U_{ном}^{2} \cdot B_{A1} = 220^{2} \cdot 734{,}4 \cdot 10^{-6} = 35{,}54 Мвар.$$

А-3 учаскесі

$$R_{A3} = 0{,}132 \cdot 1170 = 22{,}44 Ом,$$
$$X_{A3} = 0{,}4073 \cdot 170 = 68{,} / 63 = 34{,}3 Ом$$
$$B_{A3} = 2 \cdot b_{A} \cdot l_{A} = 2 \cdot 2{,}7 \cdot 10^{-6} \cdot 170 = 918 \cdot 10^{-6} См/км,$$
$$Q_{CA3}^{к} = U_{ном}^{2} \cdot B_{A1} = 220^{2} \cdot 918 \cdot 10^{-6} = 44{,}43 Мвар.$$

А-4 учаскесі

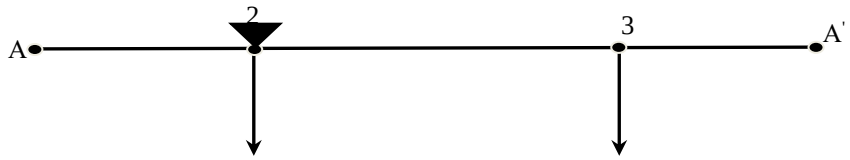
$$R_{A4} = 0{,}132 \cdot 187 = 24{,}68 Ом,$$
$$X_{A4} = 0{,}4073 \cdot 187 = 75{,}5/2 = 37{,}7 Ом$$
$$B_{A4} = 2 \cdot b_A \cdot l_A = 2 \cdot 2{,}7 \cdot 10^{-6} \cdot 187 = 1009{,}8 \cdot 10^{-6} См/км,$$
$$Q^{к}_{CA4} = U^2_{ном} \cdot B_{A1} = 220^2 \cdot 1009{,}8 \cdot 10^{-6} = 48{,}87 Мвар.$$

А-5 учаскесі

$$R_{A5} = 0{,}132 \cdot 187 = 24{,}68 Ом,$$
$$X_{A5} = 0{,}4073 \cdot 187 = 75{,}5/2 = 37{,}7 Ом$$
$$B_{A5} = 2 \cdot b_A \cdot l_A = 2 \cdot 2{,}7 \cdot 10^{-6} \cdot 187 = 1009{,}8 \cdot 10^{-6} См/км,$$
$$Q^{к}_{CA5} = U^2_{ном} \cdot B_{A1} = 220^2 \cdot 1009{,}8 \cdot 10^{-6} = 48{,}87 Мвар.$$

2.5 Желінің жұмыс режимдерінің анализі мен есептеулері

Жобалаудың басында желінің линия бөліктеріндегі кедергі белгісіз болғандықтан, қуаттың шамасы жуық мәндермен анықтылыды. Радиальды желінің басындағы бөліктеріндегі қуат жекелеген тұтынушылардың қосындысымен анықталады. Тұйықталған желі үшін қуаттың таратылуын барлық бөліктердегі қима бірдей деп алып, екі жақты қоректендірілетін линияда сияқты анықталады (8-сурет).



8 сурет - Электр беріліс желісінің схемасы

$$S_A = \frac{(S_2) \cdot l_{25} + (S_3) \cdot l_{25} + (S_4) \cdot l_{35} + (S_5) \cdot l_5}{l_{жалпы}}, \quad (20)$$

$$S_B = \frac{(S_5) \cdot l_{41} + (S_4) \cdot l_{31} + (S_3) \cdot l_{21} + (S_2) \cdot l_1}{l_{жалпы}}, \quad (21)$$

мұндағы l – желінің ұзындығы, км.

$$P_1 = \frac{(100+100) \cdot 80 + 40 \cdot 100}{280} = 71{,}428 МВт$$

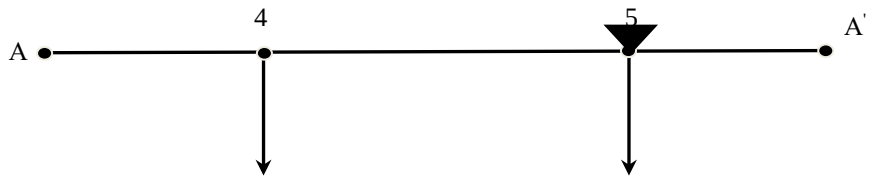
$$Q_1 = \frac{(100+100)\cdot 49{,}6 + 24{,}8\cdot 100}{280} = 44{,}28 MBA$$

$$P_1^{'} = \frac{(80+100)\cdot 40 + 80\cdot 80}{280} = 48{,}57 MBm$$

$$Q_1^{'} = \frac{(80+100)\cdot 24{,}8 + 49{,}6\cdot 80}{280} = 30{,}11 MBm$$

Тексеру: 80+40 = 71,428+48,57
120=119,99
44,28+30,11=49,6+24,8
74,39=74,4

Тексеру нәтижесінде қуаттардың есептелген мәндері шамамен тең болғандықтан есептеу дұрыс деп қабылданады.



9 сурет - Электр беріліс желісінің схемасы

$$P_1 = \frac{(110+110)\cdot 100 + 135\cdot 110}{330} = 111{,}66 MBm$$

$$Q_1 = \frac{(110+110)\cdot 62 + 83{,}7\cdot 110}{330} = 69{,}23 MBA,$$

$$P_1^{'} = \frac{(110+110)\cdot 135 + 100\cdot 110}{330} = 123{,}33 MBm$$

$$Q_1^{'} = \frac{(110+110)\cdot 83{,}7 + 62\cdot 110}{330} = 76{,}466 MBm$$

Тексеру: 100+135 = 111,666+123,33
235=234,99
62+83,7=69,233+76,46
145,7=145,69

Тексеру нәтижесінде қуаттардың есептелген мәндері шамамен тең болғандықтан есептеу дұрыс деп қабылданады.

2.6 Кернеудің шығындарын есептеу

Максималды режим кезінде желінің бойлық және көлденең шығындарын есептеу

А-1 учаскесі

$$U_{\max} = 231кВ,$$

Желінің бойлық шығынын елесі формула арқылы анықтаймыз:

$$\Delta U_i^н = \frac{P_i^н \cdot R_i + jQ_i^н \cdot X_i}{U_{шин.}}, \tag{22}$$

мұндағы $U_{шин}$ – шинадан шығатын кернеу.

Желінің көлденең шығынын келесі формула арқылы табады:

$$\delta U_i^н = \frac{P_i^н \cdot X_i - jQ_i^н \cdot R_i}{U_{шин.}}, \tag{23}$$

$$U_i = U_i - \Delta U_i^н - j\delta U_i^н. \tag{24}$$

1-2 учаскесі

$$\Delta U_{A1}^н = \frac{P_{A2}^н \cdot R_{A2} + jQ_{A2}^н \cdot X_{A2}}{U_{шин.}} = \frac{71{,}428 \cdot 10{,}56 + 44{,}28 \cdot 32{,}58}{231} = 9{,}51кВ,$$

$$\delta U_{A2}^н = \frac{P_{A2}^н \cdot X_{A2} - jQ_{A2}^н \cdot R_{A2}}{U_{шин.}} = \frac{71{,}428 \cdot 32{,}58 - 44{,}28 \cdot 10{,}56}{231} = 8{,}049кВ,$$

$$U_{A2} = U_{шин.} - \Delta U_{A2}^н - j\delta U_{A2}^н = 231 - 9{,}51 - j8{,}049 = 221{,}49 - j8{,}049кВ,$$

$$U_{A2} = \sqrt{221{,}49^2 + 8{,}049^2} = 221{,}63кВ.$$

3-А учаскесі

$$\Delta U_{3A}^н = \frac{P_{3A}^н \cdot R_{3A} + jQ_{3A}^н \cdot X_{3A}}{U_{шин.}} = \frac{48{,}57 \cdot 13{,}2 + 30{,}11 \cdot 40{,}73}{231} = 8{,}08кВ,$$

$$\delta U_{A3}^н = \frac{P_{A3}^н \cdot X_{A3} - jQ_{A3}^н \cdot R_{A3}}{U_{шин.}} = \frac{48{,}57 \cdot 40{,}73 - 30{,}11 \cdot 13{,}2}{231} = 6{,}84кВ,$$

$$U_{A3} = U_2 - \Delta U_{A3}^н - j\delta U_{A3}^н = 231 - 8{,}08 - j6{,}84 = 222{,}92 - j6{,}84кВ,$$

$$U_{3A} = \sqrt{222{,}92^2 + 6{,}84^2} = 223кВ.$$

3-2 учаскесі

$$\Delta U_{32}^{н} = \frac{P_{32}^{н} \cdot R_{32} + jQ_{32}^{н} \cdot X_{32}}{U_{шин.}} = \frac{8{,}57 \cdot 13{,}2 + 5{,}32 \cdot 40{,}73}{223} = 1{,}5кВ,$$

$$\delta U_{32}^{н} = \frac{P_{32}^{н} \cdot X_{32} - jQ_{32}^{н} \cdot R_{32}}{U_{шин.}} = \frac{8{,}57 \cdot 40{,}73 - 5{,}32 \cdot 13{,}2}{223} = 1{,}3кВ,$$

$$U_{32} = U_{3A.} - \Delta U_{32}^{н} - j\delta U_{32}^{н} = 223 - 1{,}5 - j1{,}3 = 221{,}5 - j1{,}3кВ,$$

$$U_{32} = \sqrt{221{,}5^2 + 1{,}3^2} = 221{,}5кВ.$$

А-1 учаскесі

$$\Delta U_{A1}^{н} = \frac{P_{A1}^{н} \cdot R_{A1} + jQ_{A1}^{н} \cdot X_{A1}}{U_{шин.}} = \frac{50 \cdot 6{,}73 + 30{,}98 \cdot 20{,}77}{231} = 4{,}24кВ,$$

$$\delta U_{A1}^{н} = \frac{P_{A1}^{н} \cdot X_{A1} - jQ_{A1}^{н} \cdot R_{A1}}{U_{шин.}} = \frac{50 \cdot 20{,}77 - 30{,}98 \cdot 6{,}73}{231} = 3{,}6кВ,$$

$$U_{A1} = U_{шин} - \Delta U_{A1}^{н} - j\delta U_{A1}^{н} = 231 - 4{,}24 - j3{,}6 = 226{,}76 - j3{,}6кВ,$$

$$U_{3A} = \sqrt{226{,}79^2 + 3{,}6^2} = 226{,}78кВ.$$

А-4 учаскесі

$$\Delta U_{A4}^{н} = \frac{P_{A4}^{н} \cdot R_{A4} + jQ_{A4}^{н} \cdot X_{A4}}{U_{шин.}} = \frac{111{,}666 \cdot 14{,}52 + 69{,}23 \cdot 42{,}9}{231} = 19{,}88кВ,$$

$$\delta U_{A4}^{н} = \frac{P_{A4}^{н} \cdot X_{A4} - jQ_{A4}^{н} \cdot R_{A4}}{U_{шин.}} = \frac{111{,}666 \cdot 42{,}9 - 69{,}23 \cdot 14{,}52}{231} = 16{,}4кВ,$$

$$U_{A4} = U_{шин} - \Delta U_{A4}^{н} - j\delta U_{A4}^{н} = 231 - 19{,}88 - j16{,}4 = 211{,}12 - j16{,}4кВ,$$

$$U_{A4} = \sqrt{211{,}12^2 + 16{,}4^2} = 211{,}75кВ.$$

4-5 учаскесі

$$\Delta U_{45}^{н} = \frac{P_{45}^{н} \cdot R_{45} + jQ_{45}^{н} \cdot X_{45}}{U_{A4.}} = \frac{11{,}66 \cdot 14{,}52 + 7{,}23 \cdot 44{,}8}{211{,}75} = 2{,}35кВ,$$

$$\delta U_{45}^{н} = \frac{P_{45}^{н} \cdot X_{45} - jQ_{45}^{н} \cdot R_{45}}{U_{A4}} = \frac{11{,}66 \cdot 44{,}8 - 7{,}23 \cdot 14{,}52}{211{,}75} = 1{,}97кВ,$$

$$U_{45} = U_{A4} - \Delta U_{45}^{н} - j\delta U_{45}^{н} = 211{,}75 - 2{,}35 - j1{,}97 = 209{,}4 - j1{,}97кВ,$$

$$U_{45} = \sqrt{209{,}4^2 + 1{,}97^2} = 209{,}4кВ.$$

5-А учаскесі

$$\Delta U_{5A}^{н} = \frac{P_{5A}^{н} \cdot R_{5A} + jQ_{5A}^{н} \cdot X_{5A}}{U_{шин.}} = \frac{123{,}33 \cdot 14{,}52 + 76{,}46 \cdot 42{,}9}{231} = 21{,}95кВ,$$

$$\delta U_{5A}^{н} = \frac{P_{5A}^{н} \cdot X_{5A} - jQ_{5A}^{н} \cdot R_{5A}}{U_{шин.}} = \frac{123{,}33 \cdot 42{,}9 - 76{,}46 \cdot 14{,}52}{231} = 18{,}1кВ,$$

$$U_{5A} = U_{шин} - \Delta U_{5A}^{н} - j\delta U_{5A}^{н} = 231 - 21{,}95 - j18{,}1 = 209{,}05 - j18{,}1кВ,$$

$$U_{5A} = \sqrt{209{,}05^2 + 18{,}1^2} = 209{,}8кВ.$$

Есептеулерден кейін көрініп тұрғандай А-4, А-5, 5-А учаскелерінде кернеу мәндері номиналдыдан аз болғандықтан кернеуді реттеуді қолданамыз.

2.6.1 Технико-экономикалық есептеулер

Тенико-экономикалық көрсеткіштерге ең алдымен жобаның арзандылығы, электр энергияны таратудың жоғары сенімділігі және обектінің өзі мен оның кейбір бөліктерінің ұзақ эксплуатациясы, желінің номиналды кернеуінің шамасы, сымға кететін түсті металлдардың шығыны.

Осында АС-240/32 маркалы сымдардың бағасы және элегаз ажыратқыштарының бағасы келтірілге (11 кесте) . Желінің толық құнын және желінің объектілеріне кететін күрделі салымдарын есептейміз.

Желіні жөндеуге және қызмет етуге, амортизацияға кететін толық жылдық шығындарды және желідегі электр энергия шығындарын компенсациялауға кететін шығындарды есептейміз. Сонымен қатар қуаттың максималды шығын уақыты мен электрэнергияның жылдық шығынын есептейміз. Технико-экономикалық көрсеткіш бойынша ең тиімді желіні таңдаймыз.

11 кесте - Сымдардың бағасы

№	Участок	Аудан	Тірек түрі	Сым	Бағасы, тг
1	А-1	II	Болатты екі тізбекті	АС-240/32	20640
2	А-2	II	Болатты бір тізбекті	АС-240/32	12600
3	А-3	II	Болатты бір тізбекті	АС-240/32	12600
4	2-3	II	Болатты бір тізбекті	АС-240/32	12600
5	А-4	II	Болатты бір тізбекті	АС-400/18	14280
6	А-5	II	Болатты бір тізбекті	АС-400/18	14280
7	4-5	II	Болатты бір тізбекті	АС-240/32	12600

Алдымен желінің толық құнын есептейміз, ол желінің ұзындығы мен желінің сым бағасы арақатынасы арқылы есептеледі:

$$K_{л1} = \sum K_0 \cdot l, \tag{25}$$

мұндағы $K_{л1}$ - желінің толық құны,

K_0 - желінің құны, тг;

l - желінің ұзындығы, км.

1 – нұсқа үшін:

$$K_{л1} = 2105280 + 1008000 + 1260000 + 1260000 + 1570800 + 1570800 +$$
$$+ 13860000 = 10160{,}88 млн.тг,$$

Желіні жөндеуге және қызмет етуге, амортизацияға кететін толық жылдық шығындарды келесідей есептейміз

$$И_л = \frac{\alpha_{ал} + \alpha_{рл} + \alpha_{ол}}{100} \cdot K_л, \quad (26)$$

мұндағы $\alpha_{ал}$=2,4;
$\alpha_{рл}+\alpha_{ол}$=0,4.

$$И_л = \frac{(2{,}4 + 0{,}4)}{100} \cdot 10160{,}88 = 284{,}50464 млн.тг/жыл,$$

Желідегі электр энергия шығындарын компенсациялауға кететін шығындарды келесі формула арқылы есептейміз

$$И_{пс} = K_{пс} \cdot \frac{\alpha_{апс} + \alpha_{рпс} + \alpha_{опс}}{100}, \quad (27)$$

мұндағы $\alpha_{апс}$=6,4;
$\alpha_{рпс}+\alpha_{опс}$=2.

$$И_{пс} = 509{,}400 \cdot \frac{6{,}4 + 2}{100} = 42{,}7896 млн.тг/жыл,$$

Қуаттың максималды шығын уақытын келесі формула арқылы есептейміз:

Максималдық жүктеменің жылдық сағаты $T_{max} = 6000 саг,$

$$\tau = 4600 тг/жыл,$$

Қуаттың максималды энергия шығын уақытын есептейміз:

$$\Delta W = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r \cdot \tau \quad (28)$$

$$\Delta W_{A-1} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r \cdot \tau = \frac{50^2 + 30{,}98^2}{220^2} \cdot \frac{13{,}46}{2} \cdot 4600 = 2212{,}9 кВт \cdot саг$$

$$\Delta W_{A-2} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r \cdot \tau = \frac{71{,}428^2 + 44{,}28^2}{220^2} \cdot 10{,}56 \cdot 4600 = 7088{,}36 кВт \cdot саг$$

$$\Delta W_{A-3} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r \cdot \tau = \frac{48{,}57^2 + 30{,}11^2}{220^2} \cdot 13{,}2 \cdot 4600 = 4096{,}9 кВт \cdot саг$$

$$\Delta W_{2-3} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r \cdot \tau = \frac{8{,}57^2 + 5{,}32^2}{220^2} \cdot 13{,}2 \cdot 4600 = 127{,}64 кВт \cdot саг$$

$$\Delta W_{A-4} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r \cdot \tau = \frac{111{,}666^2 + 69{,}23^2}{220^2} \cdot 14{,}52 \cdot 4600 = 23821{,}68 кВт \cdot саг$$

$$\Delta W_{4-5} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r \cdot \tau = \frac{11{,}66^2 + 7{,}23^2}{220^2} \cdot 14{,}52 \cdot 4600 = 259{,}75 кВт \cdot саг$$

$$\Delta W_{5-A} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r \cdot \tau = \frac{123{,}33^2 + 76{,}46^2}{220^2} \cdot 14{,}52 \cdot 4600 = 29057{,}86 кВт \cdot саг$$

Электр энергияның жылдық шығынын келесідей формуламен есептейміз:

$$\Delta W = \Delta W_{A-1} + \Delta W_{A-2} + \Delta W_{A-3} + \Delta W_{2-3} + \Delta W_{A-4} + \Delta W_{A-5} + \Delta W_{4-5} =$$
$$= 66665{,}09 кВт / саг \ ,$$

β=4

$$И_п = \beta \cdot \sum \Delta W_i, \tag{29}$$

$$И_п = 4 \cdot 66665{,}09 = 0{,}26666036 млн.тг,$$

2 – нұсқа үшін:

$$K_{л2} = 20640 \cdot 102 + 20640 \cdot 136 + 20640 \cdot 170 + 20640 \cdot 187 + 20640 \cdot 187 =$$
$$= 16140{,}8 млн.тг,$$

$$И_л = \frac{(2{,}4 + 0{,}4)}{100} \cdot 16140{,}8 = 451{,}9424 млн.тг / жыл,$$

$$И_{пс} = 509{,}4 \cdot \frac{6{,}4 + 3}{100} = 42{,}7896 млн.тг / жыл,$$

1 жылдық келтірілген шығындарды есептейміз

$$З_i = p_н \cdot \sum K + И, \tag{30}$$

$$З_1 = 0{,}15 \cdot 10670{,}28 + 327{,}5609004 = 1928{,}1029 млн.тг,$$

$$З_2 = 0{,}15 \cdot 16650{,}2 + 494{,}9637552 = 2992{,}4937 млн.тг.$$

Қорыта келгенде, технико-экономикалық есептеу жүргізген кезде, тиімдісі 1-суреттің схемасы болады.

2.6.2 Максималды жүктеме кезінде қуатты есептеу

А-1 учаскесі

$$S_n^к = S_n - jQ_{сп}^к, \tag{31}$$

$$S_{A1}^к = S_A - jQ_{CA2}^к = 50 + j30{,}98 - j27{,}52 = 50 + j3{,}4 MBA,$$

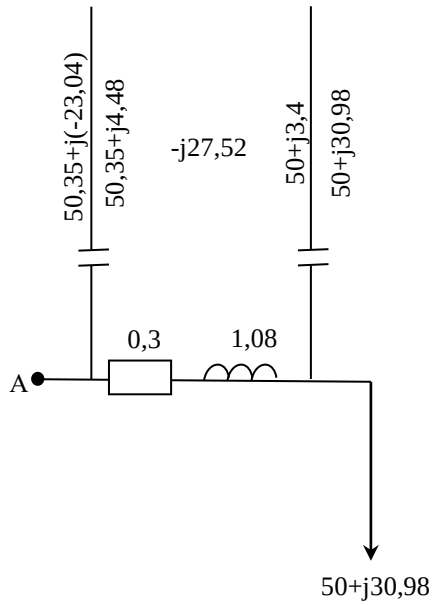
$$\Delta S_z = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_n + X_n), \tag{32}$$

$$\Delta S_{A1} = \frac{50^2 + 3{,}4^2}{220^2} \cdot (6{,}78 + j20{,}77) = 0{,}35 + j1{,}08 MBA,$$

$$S_n^н = S_n^к + \Delta S_n, \tag{33}$$

$$S_{A2}^н = S_{A2}^к + \Delta S_{A2} = 50 + j3{,}4 + 0{,}35 + j1{,}08 = 50{,}35 + j4{,}48 MBA.$$

Максималды жүктеме кезіндегі қуатты есептеудегі электр беріліс желісі 10-суретте көрсетілген.



10 сурет - Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы

А-2 учаскесі

$$S_{A2}^к = S_2 - jQ_{C23}^к = 120 + j74{,}4 - j10{,}45 = 120 + j63{,}95 MBA,$$

$$\Delta S_{A2} = \frac{120^2 + 63{,}95^2}{220^2} \cdot (10{,}56 + j32{,}58) = 4{,}03 + j12{,}45 MBA,$$

2-3 учаскесі

$$S_{23}^{к} = S_3 - jQ_{C34}^{к} = 80 + j49{,}6 - j13{,}1 = 80 + j36{,}5MBA,$$

$$\Delta S_{23} = \frac{80^2 + 36{,}5^2}{220^2} \cdot (13{,}2 + j40{,}73) = 2{,}1 + j6{,}5MBA,$$

$$S_{23}^{н} = S_{23}^{к} + \Delta S_{23} = 80 + j36{,}5 + 2{,}1 + j6{,}5 = 82{,}1 + j43MBA.$$

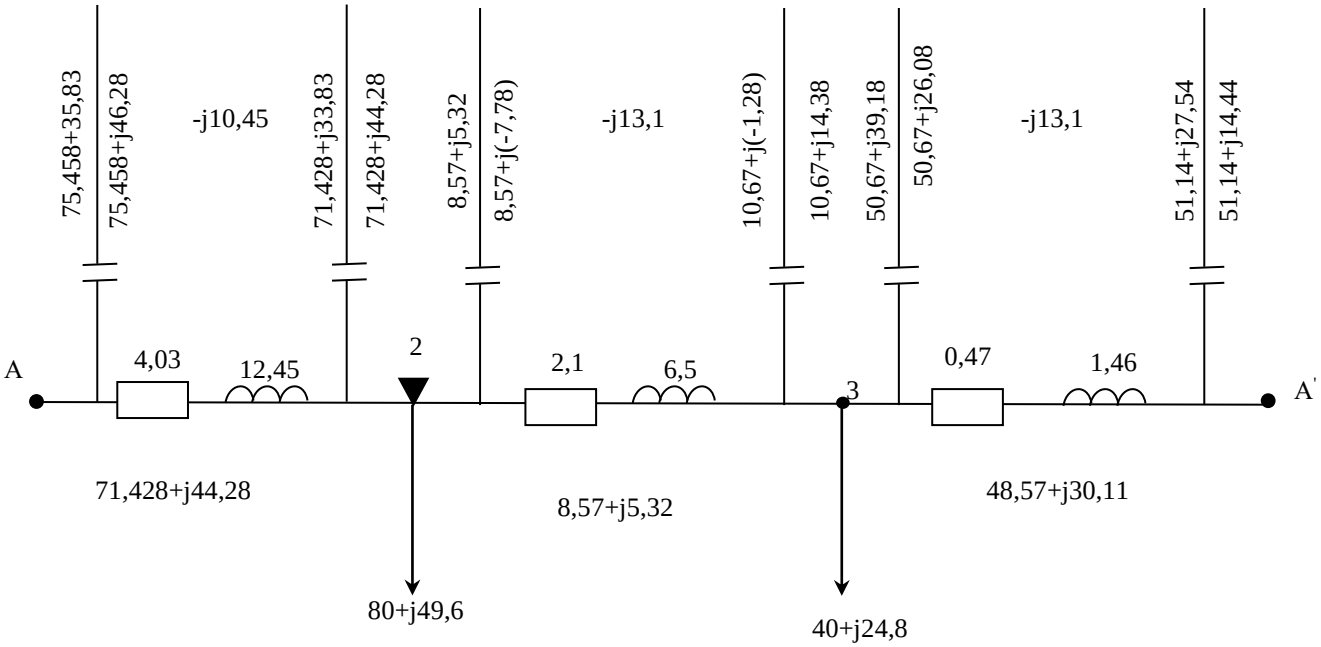
3-A' учаскесі

$$S_{3A}^{к} = S_3 - jQ_{C3A}^{к} = 40 + j24{,}8 - j13{,}1 = 40 + j11{,}7MBA,$$

$$\Delta S_{3A} = \frac{40^2 + 11{,}7^2}{220^2} \cdot (13{,}2 + j40{,}73) = 0{,}47 + j1{,}46MBA,$$

$$S_{3A}^{н} = S_{3A}^{к} + \Delta S_{3A} = 40 + j11{,}7 + 0{,}47 + j1{,}46 = 40{,}47 + j13{,}16MBA.$$

Максималды жүктеме кезіндегі қуатты есептеудегі электр беріліс желісі 11-суретте көрсетілген.



11 сурет - Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы

4-5 учаскесі

$$S_{45}^{к} = S_4 - jQ_{C45}^{к} = 100 + j62 - j14{,}37 = 100 + j47{,}63MBA,$$

$$\Delta S_{45} = \frac{100^2 + 47{,}63^2}{220^2} \cdot (14{,}52 + j44{,}8) = 3{,}68 + j11{,}35 MBA,$$

$$S_{45}^{н} = S_{45}^{к} + \Delta S_{45} = 100 + j47{,}37 + 3{,}68 + j11{,}35 = 103{,}68 + j58{,}72 MBA.$$

А-4 учаскесі

$$S_{A4}^{к} = S_{A4} - jQ_{CA4}^{к} = 235 + j15{,}7 - j15{,}28 = 235 + j130{,}42 MBA,$$

$$\Delta S_{A2} = \frac{235^2 + 130{,}42^2}{220^2} \cdot (14{,}52 + j42{,}9) = 21{,}67 + j64{,}02 MBA,$$

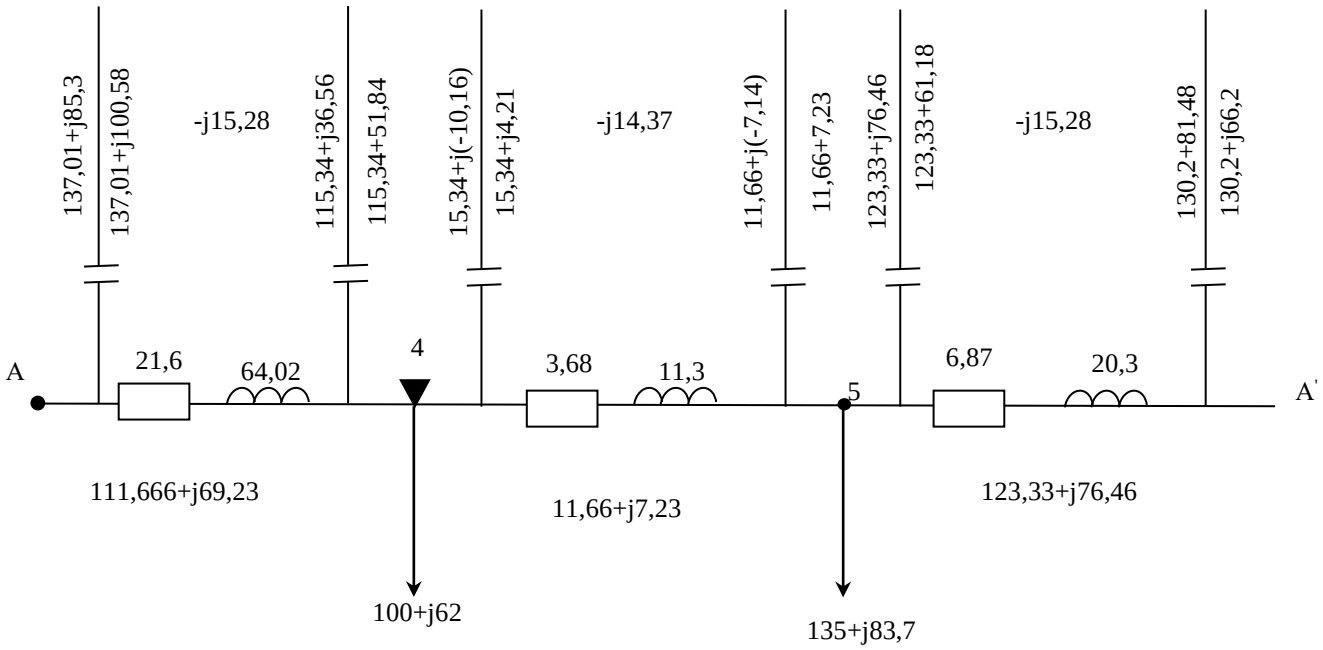
5-А учаскесі

$$S_{5A}^{к} = S_{5A} - jQ_{C5A}^{к} = 135 + j83{,}7 - j15{,}28 = 135 + j68{,}42 MBA,$$

$$\Delta S_{5A} = \frac{135^2 + 68{,}42^2}{220^2} \cdot (14{,}52 + j42{,}9) = 6{,}87 + j20{,}3 MBA,$$

$$S_{5A}^{н} = S_{5A}^{к} + \Delta S_{5A} = 135 + j68{,}42 + 6{,}87 + j20{,}3 = 141{,}87 + j88{,}72 MBA.$$

Максималды жүктеме кезіндегі қуатты есептеудегі электр беріліс желісі 12-суретте көрсетілген.



12 сурет - Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы

2.6.3 Минималды жүктеме кезінде қуатты есептеу

Тұтынушылардың минималды жүктеме режимі кезінде электрлік есептеу

Сымдардың қимасын электрлік есептеуі тұтынушылардың максималды жүктелу кезінде алынды. Бірақ, тәулік бойы тұтынушылардың жүктемесі өзгерген сайын, онда минималды жүктеме кезіндегі есептеуді жүргізу керек. Осы режимде жеке желілер өзінің жүктемесін азайтса, басқалары көтеруі

мүмкін. Осы жағдай сымдардың қызуына алып келеді. Кернеудің деңгейі мен шығыны өзгереді, барлық желілерде мен трансформаторларда қуат шығыны өзгереді. Сымдардың қызуын бақылау мақсатымен және минималды жүктеме кезінде кернеу деңгейін анықтау үшін қосымша есептеулер жүргізіледі. Есептеу методикасы сол қалпында қала береді.

А-1 учаскесі

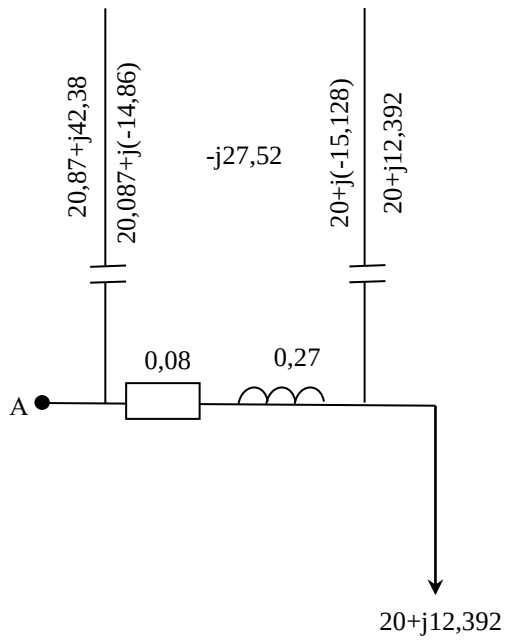
$$S_n^к = S_n - jQ_{сп}^к, \tag{34}$$

$$S_{A1}^к = S_A - jQ_{CA2}^к = 20 + j12{,}392 - j27{,}52 = 20 + j(-15{,}128)MBA,$$

$$\Delta S_z = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_n + X_n), \tag{35}$$

$$\Delta S_{A1} = \frac{20^2 + (-15{,}128)^2}{220^2} \cdot (6{,}78 + j20{,}77) = 0{,}087 + j0{,}27MBA,$$

Минималды жүктеме кезіндегі қуатты есептеудегі электр беріліс желісі 13-суретте көрсетілген.



13 сурет - Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы

$$S_n^н = S_n^к + \Delta S_n, \tag{36}$$

$$S_{A2}^н = S_{A2}^к + \Delta S_{A2} = 20 + j(-15{,}128) + 0{,}087 + j0{,}27 = 20{,}087 + j(-14{,}86)MBA.$$

А-2 учаскесі

$$S_{A2}^{к} = S_2 - jQ_{C23}^{к} = 48 + j29{,}72 - j10{,}45 = 48 + j19{,}27 MBA,$$

$$\Delta S_{A2} = \frac{48^2 + 19{,}27^2}{220^2} \cdot (10{,}56 + j32{,}58) = 0{,}58 + j1{,}8 MBA,$$

2-3 учаскесі

$$S_{23}^{к} = S_3 - jQ_{C34}^{к} = 32 + j19{,}8 - j13{,}1 = 32 + j6{,}7 MBA,$$

$$\Delta S_{23} = \frac{32^2 + 6{,}7^2}{220^2} \cdot (13{,}2 + j40{,}73) = 0{,}29 + j0{,}899 MBA,$$

$$S_{23}^{н} = S_{23}^{к} + \Delta S_{23} = 32 + j6{,}7 + 0{,}29 + j0{,}899 = 32{,}29 + j7{,}599 MBA.$$

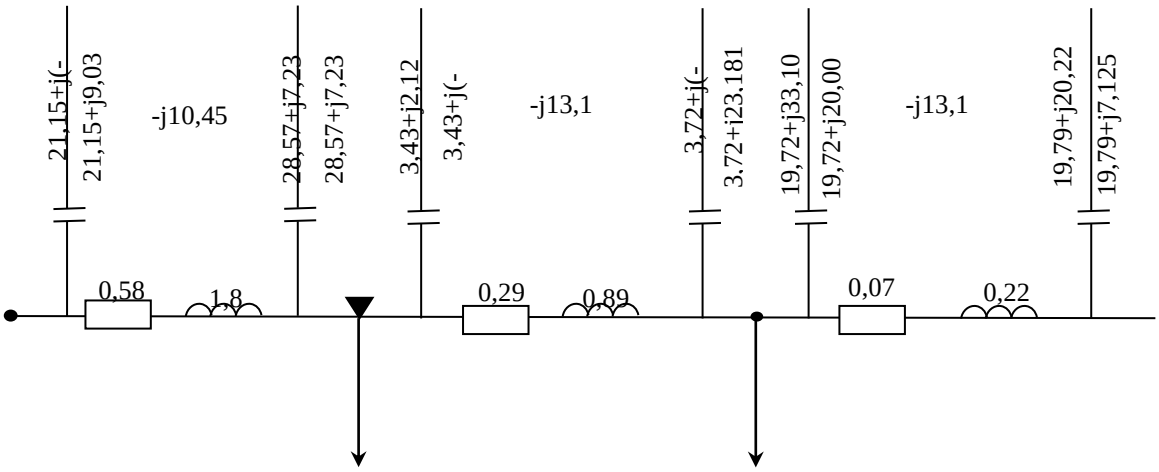
3-А' учаскесі

$$S_{3A}^{к} = S_3 - jQ_{C3A}^{к} = 16 + j9{,}92 - j13{,}1 = 16 + j(-3{,}18) MBA,$$

$$\Delta S_{3A} = \frac{16^2 + (-3{,}18)^2}{220^2} \cdot (13{,}2 + j40{,}73) = 0{,}073 + j0{,}224 MBA,$$

$$S_{3A}^{н} = S_{3A}^{к} + \Delta S_{3A} = 16 + j(-3{,}18) + 0{,}073 + j0{,}224 = 16{,}073 + j(-2{,}956) MBA.$$

Минималды жүктеме кезіндегі қуатты есептеудегі электр беріліс желісі 14-суретте көрсетілген.



14 сурет - Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы

4-5 учаскесі

$$S_{45}^{к} = S_4 - jQ_{C45}^{к} = 40{,}217 + j24{,}411 - j14{,}37 = 40{,}217 + j10{,}041 MBA,$$

$$\Delta S_{45} = \frac{40{,}217^2 + 10{,}041^2}{220^2} \cdot (14{,}52 + j44{,}8) = 0{,}52 + j1{,}59 MBA,$$

$$S_{45}^{н} = S_{45}^{к} + \Delta S_{45} = 40{,}217 + j10{,}041 + 0{,}52 + j1{,}59 = 40{,}737 + j10{,}631 MBA.$$

А-4 учаскесі

$$S_{A4}^{к} = S_{A4} - jQ_{CA4}^{к} = 94{,}518 + j61{,}741 - j15{,}28 = 94{,}518 + j46{,}461 MBA,$$

$$\Delta S_{A2} = \frac{94{,}518^2 + 46{,}461^2}{220^2} \cdot (14{,}52 + j42{,}9) = 3{,}33 + j9{,}83 MBA,$$

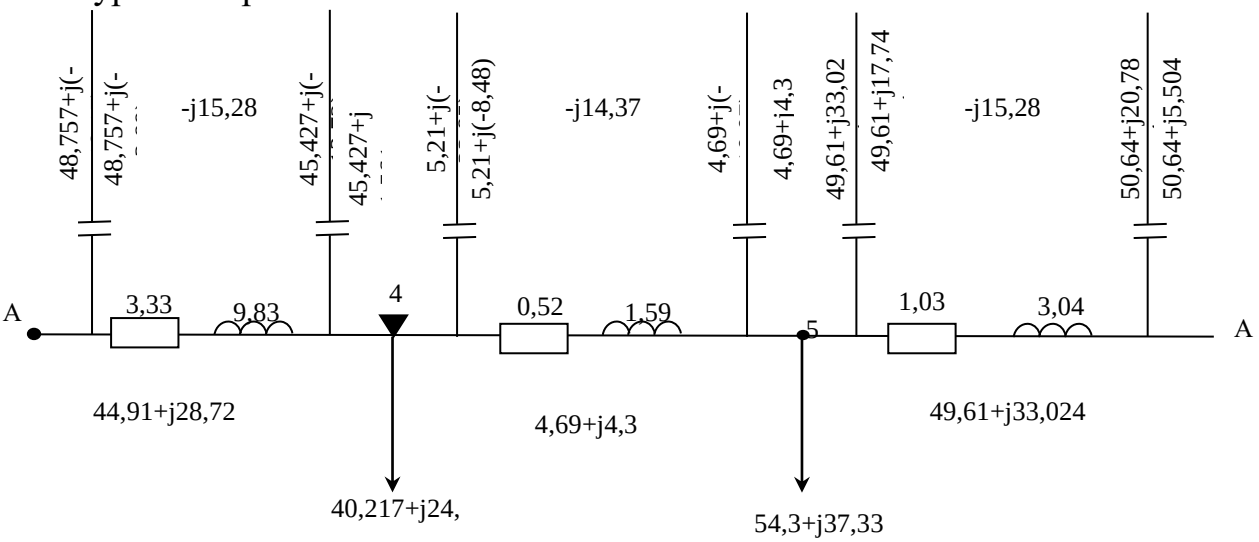
5-А учаскесі

$$S_{5A}^{к} = S_{5A} - jQ_{C5A}^{к} = 54{,}301 + j37{,}33 - j15{,}28 = 54{,}301 + j22{,}05 MBA,$$

$$\Delta S_{5A} = \frac{54{,}301^2 + 22{,}05^2}{220^2} \cdot (14{,}52 + j42{,}9) = 1{,}03 + j3{,}04 MBA,$$

$$S_{5A}^{н} = S_{5A}^{к} + \Delta S_{5A} = 54{,}301 + j22{,}05 + 1{,}03 + j3{,}04 = 55{,}331 + j25{,}09 MBA.$$

Минималды жүктеме кезіндегі қуатты есептеудегі электр беріліс желісі 15 - суретте көрсетілген.



15 сурет - Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы

$$P_1 = \frac{(100+100)\cdot 32 + 16\cdot 100}{280} = 28{,}57 MBm$$

$$Q_1 = \frac{(100+100)\cdot 19{,}8 + 9{,}92\cdot 100}{280} = 17{,}68 MBA,$$

$$P_1^{'} = \frac{(80+100)\cdot 16 + 32\cdot 80}{280} = 19{,}43 MBm$$

$$Q_1^{'} = \frac{(80+100)\cdot 9{,}92 + 19{,}8\cdot 80}{280} = 12{,}03 МВт$$

Тексеру: 32+16 =28,57+19,43

48=48

19,8+9,92=17,68+12,03

29,72=29,71

$$P_1 = \frac{(110+110)\cdot 40{,}217 + 54{,}301\cdot 110}{330} = 44{,}912 МВт$$

$$Q_1 = \frac{(110+110)\cdot 24{,}411 + 37{,}33\cdot 110}{330} = 28{,}72 МВА,$$

$$P_1^{'} = \frac{(110+110)\cdot 54{,}301 + 40{,}21\cdot 110}{330} = 49{,}61 МВт$$

$$Q_1^{'} = \frac{(110+110)\cdot 37{,}33 + 24{,}411\cdot 110}{330} = 33{,}024 МВт$$

Тексеру: 40,217+54,301 =44,912+49,61

94,518=94,52

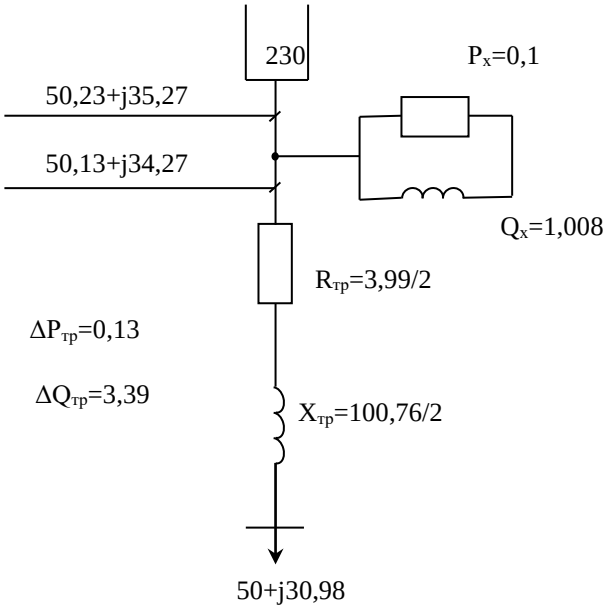
24,441+37,33=28,72+33,024

61,74=61,77

2.6.4 Қосалқы станцияның минималды режимін есептеу

№1 қосалқы станция үшін:

1 қосалқы станция үшін ТРДЦН-63000/220 типті екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы 16-суретте көрсетілген.



16 сурет - Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

$P_{\min} = 40\%,$

$$P + jQ = 0{,}4(50 + j30{,}98) = 20 + j12{,}392 MBA,$$

$$\Delta P_{трп} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{трп} = \frac{20^2 + 12{,}392^2}{220^2} \cdot \frac{3{,}99}{2} = 0{,}0228 МВт$$

$$\Delta Q_{трп} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{трп} = \frac{20^2 + 12{,}392^2}{220^2} \cdot \frac{100{,}76}{2} = 0{,}576 МВт$$

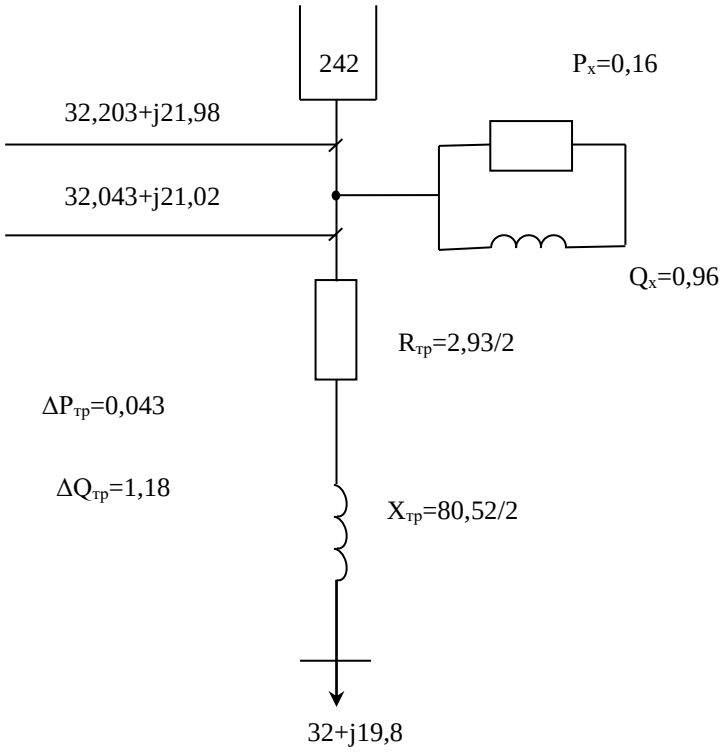
№2 қосалқы станция үшін:

$$P + jQ = 0{,}4(80 + j49{,}6) = 32 + j19{,}84 MBA,$$

$$\Delta P_{трп} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{трп} = \frac{32^2 + 19{,}84^2}{220^2} \cdot \frac{2{,}93}{2} = 0{,}043 МВт$$

$$\Delta Q_{трп} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{трп} = \frac{32^2 + 19{,}84^2}{220^2} \cdot \frac{80{,}52}{2} = 1{,}18 МВт$$

2 қосалқы станция үшін екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы 17-суретте көрсетілген.



17 сурет - Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

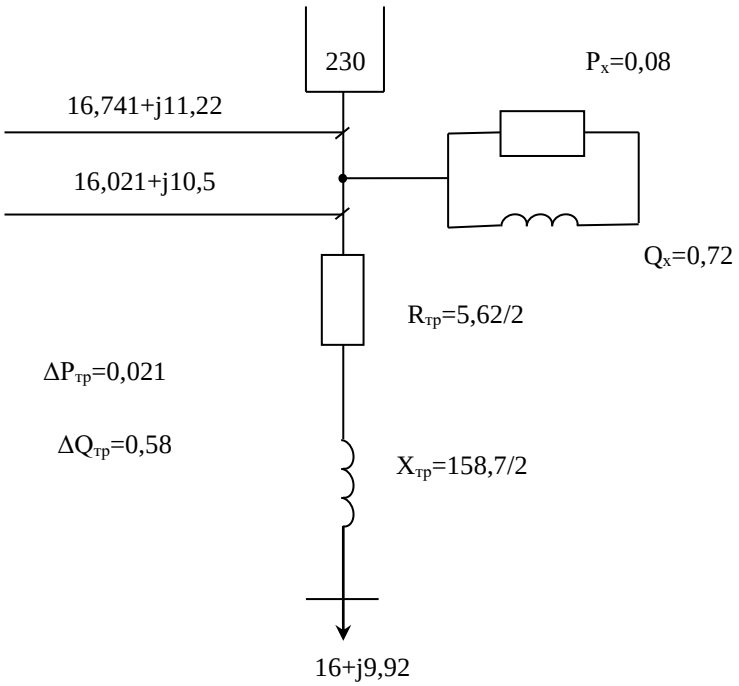
№3 қосалқы станция үшін:

3 қосалқы станция үшін трансформатордың алмастыру схемасы 18-суретте көрсетілген.

$$P + jQ = 0{,}4(40 + j24{,}8) = 16 + j9{,}92 MBA,$$

$$\Delta P_{трп} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{трп} = \frac{16^2 + 9{,}92^2}{220^2} \cdot \frac{5{,}62}{2} = 0{,}021 MBm$$

$$\Delta Q_{трп} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{трп} = \frac{16^2 + 9{,}92^2}{220^2} \cdot \frac{158{,}7}{2} = 0{,}58 MBm$$



18 сурет - Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

№4 қосалқы станция үшін:

Мен таңдаған автотрансформатордың орамы үшеу болғаннан кейін, сәйкесінше үш орамның қуат шығындарын есептеймін.

$$P + jQ = 0{,}4(65 + j33{,}1) = 26 + j13{,}24 MBA,$$
$$P + jQ = 0{,}4(35 + j21{,}6) = 14 + j8{,}64 MBA,$$

4 қосалқы станция үшін трансформатордың алмастыру схемасы 19-суретте көрсетілген.

$$\Delta P_{тр1ВН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{тр2ВН} = \frac{26^2 + 13{,}24^2}{230^2} \cdot \frac{0{,}49}{2} = 0{,}004 МВт,$$

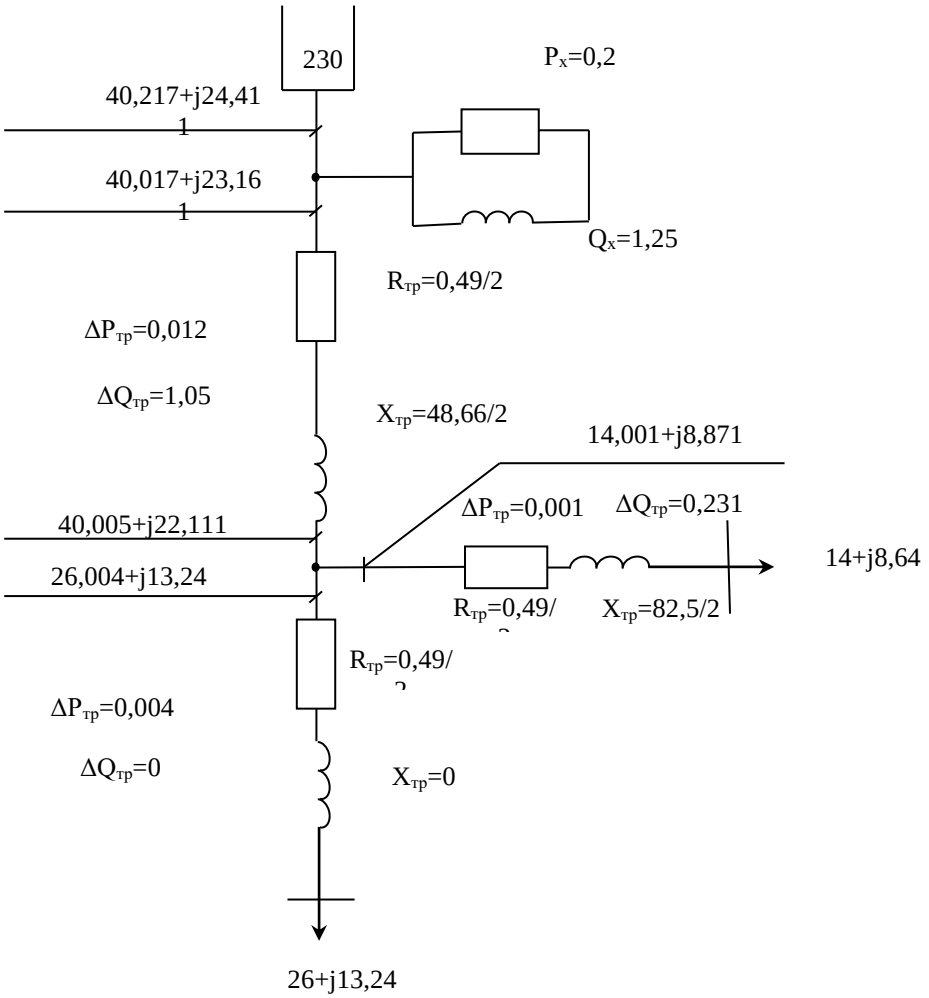
$$\Delta P_{тр2СН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{тр2СН} = \frac{14^2 + 8{,}64^2}{230^2} \cdot 0{,}245 = 0{,}001 МВт,$$

$$\Delta P_{тр3НН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{тр2НН} = \frac{40{,}005^2 + 22{,}111^2}{230^2} \cdot 0{,}245 = 0{,}012 МВт,$$

$$\Delta Q_{тр1ВН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{тр2ВН} = \frac{26^2 + 13{,}24^2}{230^2} \cdot 0 = 0 Мвар,$$

$$\Delta Q_{тр2СН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{тр2СН} = \frac{14^2 + 8{,}64^2}{230^2} \cdot \frac{82{,}5}{2} = 0{,}231 Мвар,$$

$$\Delta Q_{тр3НН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{тр2НН} = \frac{40{,}005^2 + 22{,}111^2}{230^2} \cdot \frac{48{,}66}{2} = 1{,}05 Мвар,$$



19 сурет - Үш орамды автотрансформатордың алмастыру схемасы

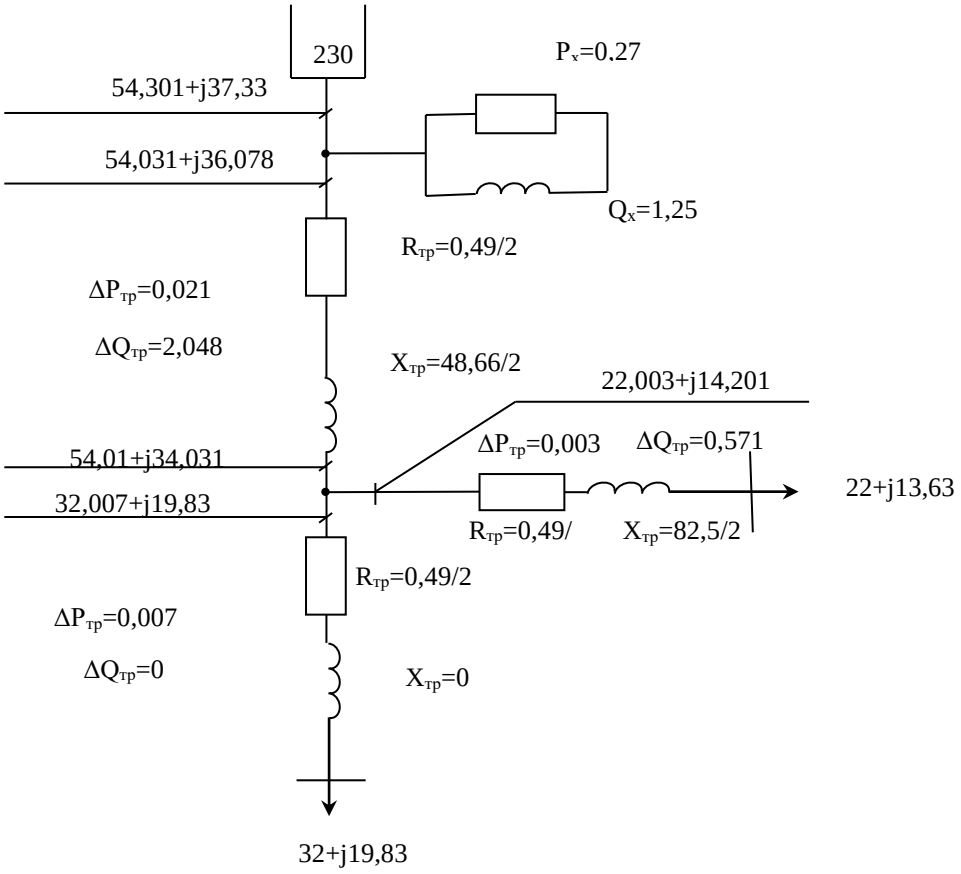
№5 қосалқы станция үшін:

Мен таңдаған автотрансформатордың орамы үшеу болғаннан кейін, сәйкесінше үш орамның қуат шығындарын есептеймін.

$$P + jQ = 0{,}4(80 + j49{,}57) = 32 + j19{,}83MBA,$$

$$P + jQ = 0{,}4(55 + j34{,}07) = 22 + j13{,}63MBA,$$

5 қосалқы станция үшін трансформатордың алмастыру схемасы 20-суретте көрсетілген.



20 сурет - Үш орамды автотрансформатордың алмастыру схемасы

$$\Delta P_{тр1ВН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{тр2ВН} = \frac{32^2 + 19{,}83^2}{230^2} \cdot \frac{0{,}49}{2} = 0{,}007МВт,$$

$$\Delta P_{тр2СН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{тр2СН} = \frac{22^2 + 13{,}63^2}{230^2} \cdot 0{,}245 = 0{,}003МВт,$$

$$\Delta P_{тр3НН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{тр2НН} = \frac{54{,}01^2 + 34{,}031^2}{230^2} \cdot 0{,}245 = 0{,}021МВт,$$

$$\Delta Q_{тр1ВН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{тр2ВН} = \frac{32^2 + 19{,}83^2}{230^2} \cdot 0 = 0Мвар,$$

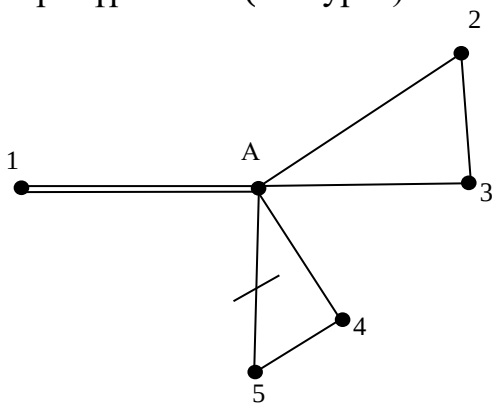
$$\Delta Q_{тр2СН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{тр2СН} = \frac{22^2 + 13{,}63^2}{230^2} \cdot \frac{82{,}5}{2} = 0{,}571Мвар,$$

$$\Delta Q_{тр3НН} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{тр2НН} = \frac{54{,}01^2 + 34{,}031^2}{230^2} \cdot \frac{48{,}66}{2} = 2{,}048 Мвар,$$

2.6.5 Апаттық режим кезінде қуатты есептеу

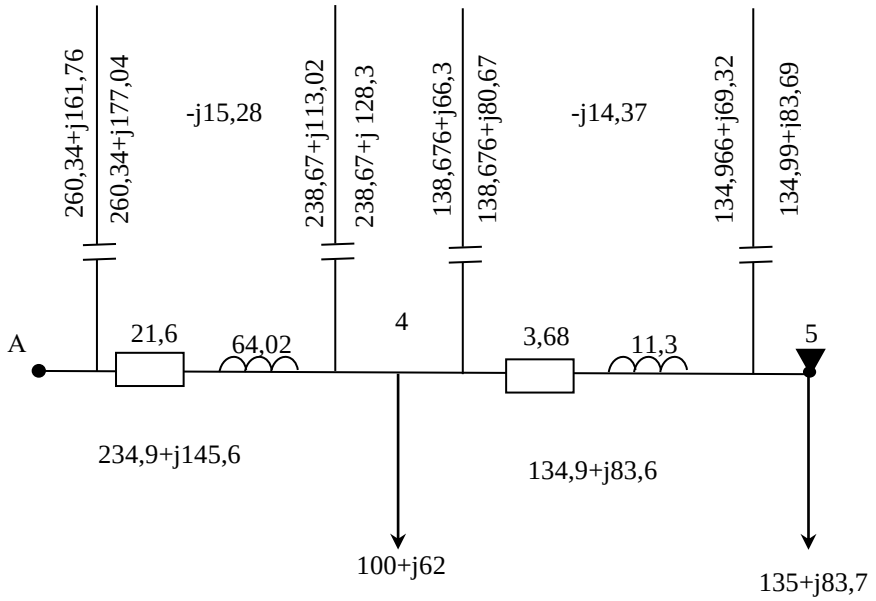
Апаттық режимде тораптың кандай да бір аймағы бұзылған кезде мысалы А-5, онда бұл аймақ сөндіріледі және жүктемелер бір жақтан қорек алады, яғни торап тұықталмағанға айналады және екі оқшаулау сұлбасы секілді жұмыс істейді. Бұл кезде қуат шығыны және кернеудің максималды шығыны үлкееді. Ең нашар жағдай болып 5 негізгі аймақтардың сөнуі саналады. Бұндай алатын режимдер үшін кернеу шығынын, қуат шығынын анықтауды және қыздыруға тексеруді өткізу керек.

Учаскі А-5 аралығында апаттық жағдай туғызамыз. Оны желіден үземіз, содан кейін есептеулер жүргіземіз (21-сурет).



21 сурет - Апаттық режим кезіедегі желінің схемасы

Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі авариялық жағдайдағы алмастыру схемасы 22-суретте көрсетілген.



22 сурет - Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы

2.6.6 Кернеуді реттеу жабдықтарын таңдау

Максимал жүктеме кезінде керекті кернеу номиналды кернеуден 5 % жоғары болу керек. Мысалы $U_ж$ = 6,5 кВ делік. Шынайы кернеу төмен, сол үшін біз кернеуді көтеру үшін қажетті жабдықтыр қолданамыз. Бұл жағдайда жүктеме кезіндегі кернеуді реттеуді қолданамыз (РПН).

Максималды режим үшін:

$$U_{A-4} = U \cdot \frac{U_{нн}}{U_{ВН}} = 211{,}75 \cdot \frac{6{,}3}{230} = 5{,}8кВ,$$

230: 1/225,4; 2/220,8; 3/216,2; 4/211,6; 5/207; 6/202,4

$$U_{отв} = U_1 \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ж}} = 211{,}75 \cdot \frac{6{,}3}{6{,}6} = 202{,}125кВ,$$

$$U = U \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = 211{,}75 \cdot \frac{6{,}3}{202{,}4} = 6{,}5кВ,$$

$$U_{4-5} = U \cdot \frac{U_{нн}}{U_{ВН}} = 209{,}4 \cdot \frac{6{,}3}{230} = 5{,}7кВ,$$

230: 1/225,4; 2/220,8; 3/216,2; 4/211,6; 5/207; 6/202,4

$$U_{отв} = U_1 \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ж}} = 209{,}4 \cdot \frac{6{,}3}{6{,}6} = 199{,}8кВ,$$

$$U = U \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = 209{,}4 \cdot \frac{6{,}3}{202{,}4} = 6{,}5кВ,$$

$$U_{5-A} = U \cdot \frac{U_{нн}}{U_{ВН}} = 209{,}8 \cdot \frac{6{,}6}{230} = 6{,}02кВ,$$

230: 1/225,4; 2/220,8; 3/216,2; 4/211,6; 5/207; 6/202,4

$$U_{отв} = U_1 \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ж}} = 209{,}8 \cdot \frac{6{,}6}{6{,}8} = 203{,}6кВ,$$

$$U = U \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = 209{,}8 \cdot \frac{6{,}6}{207} = 6{,}6кВ,$$

Минималды режим үшін:

$$U_{A-1} = U \cdot \frac{U_{нн}}{U_{ВН}} = 218{,}2 \cdot \frac{6{,}6}{230} = 6{,}3кВ,$$

230: 1/216,7; 2/213,4; 3/10,1; 4/206,8; 5/203,5; 6/200,2; 7/196,9; 8/193,6

$$U_{отв} = U_1 \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ж}} = 218{,}2 \cdot \frac{6{,}6}{6{,}8} = 211{,}78кВ,$$

$$U = U \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = 218{,}2 \cdot \frac{6{,}6}{213{,}4} = 6{,}7кВ,$$

$$U_{A-2} = U \cdot \frac{U_{нн}}{U_{ВН}} = 216 \cdot \frac{6{,}3}{6{,}5} = 5{,}6кВ,$$

230: 1/214,5; 2/209;

$$U_{отв} = U_1 \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ж}} = 216 \cdot \frac{6{,}3}{6{,}5} = 209{,}4кВ,$$

$$U = U \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = 216 \cdot \frac{6{,}3}{209} = 6{,}5кВ,$$

$$U_{3-A} = U \cdot \frac{U_{нн}}{U_{ВН}} = 216{,}62 \cdot \frac{6{,}6}{230} = 6{,}2кВ,$$

230: 1/216,7; 2/213,4; 3/10,1; 4/206,8; 5/203,5; 6/200,2; 7/196,9; 8/193,6

$$U_{отв} = U_1 \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ж}} = 216{,}62 \cdot \frac{6{,}6}{6{,}8} = 210{,}2кВ,$$

$$U = U \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = 216{,}62 \cdot \frac{6{,}6}{210{,}1} = 6{,}8кВ,$$

$$U_{A-4} = U \cdot \frac{U_{нн}}{U_{ВН}} = 211{,}5 \cdot \frac{6{,}3}{230} = 5{,}8кВ,$$

230: 1/225,4; 2/220,8; 3/216,2; 4/211,6; 5/207; 6/202,4

$$U_{отв} = U_1 \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ж}} = 211{,}5 \cdot \frac{6{,}3}{6{,}5} = 204{,}9кВ,$$

$$U = U \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = 211{,}5 \cdot \frac{6{,}3}{206{,}8} = 6{,}44кВ,$$

$$U_{4-5} = U \cdot \frac{U_{нн}}{U_{ВН}} = 210{,}4 \cdot \frac{6{,}3}{230} = 5{,}8кВ,$$

230: 1/225,4; 2/220,8; 3/216,2; 4/211,6; 5/207; 6/202,4

$$U_{отв} = U_1 \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ж}} = 210{,}4 \cdot \frac{6{,}3}{6{,}5} = 203{,}4кВ,$$

$$U = U \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = 210{,}4 \cdot \frac{6{,}3}{202{,}4} = 6{,}5кВ,$$

Апаттан кейінгі режим үшін:

$$U_{А-4} = U \cdot \frac{U_{нн}}{U_{ВН}} = 192{,}3 \cdot \frac{6{,}6}{230} = 5{,}5кВ,$$

230: 1/225,4; 2/220,8; 3/216,2; 4/211,6; 5/207; 6/202,4

$$U_{отв} = U_1 \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ж}} = 192{,}3 \cdot \frac{6{,}6}{6{,}7} = 189{,}4кВ,$$

$$U = U \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = 192{,}3 \cdot \frac{6{,}6}{202{,}4} = 6{,}2кВ,$$

Тексерістен кейін де қажетті мәнге жетпегендіктен кернеуді реттеу үшін ЛР трансформаторын таңдаймын:

$$S = \sqrt{80^2 + 49{,}57^2} = 94{,}13МВА,$$

$$S_{лр} \geq \frac{S}{2 \cdot 0{,}7} = \frac{94{,}13}{2 \cdot 0{,}7} = 67{,}22МВА$$

ЛТДМ-63000/35 трансформаторын таңдаймын.
ΔP_k=110; 65 кВт
ΔP_x=25; 12 кВт
I_x=3,1; 2,1%
X=0,3 Ом
$\Delta Q_{ст}$=1323 кВар

$$U_{ж} = U \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = 38{,}5 \cdot \frac{192{,}3}{220} = 33{,}65кВ,$$

$$n = \frac{(38{,}5 - 33{,}65) \cdot 100}{1{,}5 \cdot 33{,}65} = 9{,}6,$$

$$n = 10 \times (9 \times 1{,}5),$$

$$U_н = 33{,}65 \cdot \left(1 + \frac{10 \times 1{,}5}{100}\right) = 38{,}6 кВ,$$

Электр энергия тұтынушылар кернеуінің сапасының қойылатын талаптарды орындау үшін, жобаланатын желінің кернеу шамалары белгілі аралықта болуы керек. Желінің әр нүктесіндегі кернеуді реттеуді мүмкіндік беретін арнайы жабдықтар рұқсат етілген кернеу режимін қамтамасыз етеді.

Кернеуді реттеу жабдықтарына параллель жалғанған компенсация, көлденең жалғанған компенсация, шунттаушы конденсатор батареялары (КБ) қолданылады. Олар реактив қуатын өндіруге арналған. Бойлық компенсация ЭБЖ-нің реактивті кедергісін азайту үшін қолданылады. Олар шығынды азайту үшін (тізбектей жалғанған); өткізгіштік қабілеттілігін жоғарылату үшін; кернеуді басқаруға арналған.

Көлденең компенсациялау үшін шунттаушы батарея конденсаторлары қолданылады, реактивті қуатты өндіруге арналған. Бойлық компенсациялау ЭБЖ-нің реактивті кедергісін азайту үшін қолданылады. 1) Шығынды азайту үшін (тізбектей жалғанған), 2) Өткізгішті қабілетін жоғарлату үшін; 3) Кернеуді басқаруға қолданылады.

Үш орамды трансформаторлар жоғарғы кернеу орамасында ғана кернеу реттелуі жасалады, ал орташа кернеу орамасында қоздырусыз трансформация коэффициенті өзгертіп отыратын тармақ бар. Төменгі және ортаңғы кернеулердің тәуліктік жүктеме графиктерінің сипаты өзгермейтін болса, орташа кернеу орамасымен қоса тізбектей сызықты реттеу трансформаторлары жалғанады. Бұл жағдайда желі кернеуін реттеу үшін шунттаушы реакторларды қолданамыз.

2.6.7 Сымдардың механикалық есептеулері

Осы есептеулердің мақсаты жүйелі орналасқан, әуе желілердің конструктивті бөліктерін қабылданған технологиямен жобалауға сәйкес болады. Осы есептеулерде, болат алюминилі және найзағай қорғаушы тростардың есептеулерін орындау, климаттық шарттарды анықтау, тартылыс методына сәйкес олардың механикалық беріктігін анықтау; климаттық шарттарын табу, сымдардың жер бетіне ең үлкен салбырау және жақындауларды туғызатын, тегіс жерге орналасқан бағандарды таңдау мен есептеу. (12, 13 және 14 кестелерде тіректердің өлшемдері көрсетілген).

Механикалық сипаттама:

• АС-240/32 екі тізбекті

Климаттық шарт:

- мұз қату ауданы II;
- жел бойынша аудан II;
- минималды температура $Ө_{мин}$=-24^{0}С;

Максималды температура $Ө_{макс}$=+42^{0}С;

Орташа жылдық темперетура $Ө_{ср}$=+9^{0}С;

1. Тірек таңдау

12 кесте - Унифицирленнген темір бетонды және болатты аралық тіректердің өлшемдері:

тірек	Н, м	$h_{т-п}$, м	$h_{п-з}$,м	$h_{п-п}$,м	$h_з$, м
П220-2	41,0	5,5	22,5	6,5	3,3

Унифицирленнген темір бетонды және болатты аралық тіректердің өолдану аймақтары: тірек П220-2, сымның қимасы 300мм^2, мұз қату ауданы II, габариттік ұшу мөлшері 440 м.

• АС-240/32 бір тізбекті

Климаттық шарт:

- мұз қату ауданы II;
- жел бойынша аудан II;
- минималды температура $Ө_{мин}$=-24^{0}С;

Максималды температура $Ө_{макс}$=+42^{0}С;

Орташа жылдық темперетура $Ө_{ср}$=+9^{0}С;

1.Тірек таңдау

13 кесте - Унифицирленнген темір бетонды және болатты аралық тіректердің өлшемдері:

тірек	Н, м	$h_{т-п}$, м	$h_{п-з}$,м	$h_{п-п}$,м	$h_з$, м
П220-3	36,0	4,0	25,5	6,5	3,3

Унифицирленнген темір бетонды және болатты аралық тіректердің өолдану аймақтары: тірек П220-3, сымның қимасы 300мм^2, мұз қату ауданы II, габариттік ұшу мөлшері 380 м.

• АС-400/18 бір тізбекті

Климаттық шарт:

- мұз қату ауданы II;
- жел бойынша аудан II;
- минималды температура $Ө_{мин}$=-24^{0}С;

Максималды температура $Ө_{макс}$=+42^{0}С;

Орташа жылдық темперетура $Ө_{ср}$=+9^{0}С;

1. Тірек таңдау

14 кесте - Унифицирленнген темір бетонды және болатты аралық тіректердің өлшемдері:

Тірек	Н, м	$h_{т-п}$, м	$h_{п-з}$,м	$h_{п-п}$,м	$h_з$, м
П220-3	36	4,0	25,5	6,5	3,3

Унифицирленнген темір бетонды және болатты аралық тіректердің өолдану аймақтары: тірек П220-3, сымның қимасы 400мм^2, мұз қату ауданы II, габариттік ұшу мөлшері 490 м.

Үш тірекке де оқшауламаның сипаттамасы: ПФ-200, механикалық жүктеменің разряды 300 кН, салмағы 128 Н, биіктігі 194 мм, 220кВ кернеу кезіндегі гирляндадағы оқшаулағыштың саны 10 дана. (Сымдардың сипаттамалары 15 кестеде көрсетілген).

15 кесте - Болат-алюминий ауа желілерінің сымдарының физика-механикалық сипаттамалары

Сымның қимасы	Сымның сипаттамалары						
	Н, мм	Р, даН/км	$E*10^3$	$\alpha*10^6$	$\sigma_{мин}$	$\sigma_{макс}$	$\sigma_{ср}$
АС-240/32	21,6	921	7,7	19,8	12,2	8,1	12,2

1) сымның өзіндік салмағы:

$$\rho_1 = \frac{P \cdot 10^3}{F}, \qquad (37)$$

мұндағы P – сымның салмағы, кг/м;

F – сымның шынайы немесе есептік қимасы, м^2;

$$\rho_1 = \frac{921 \cdot 10^3}{300} = 0{,}003 даН / м \cdot мм^2,$$

Ұшу мөлшерінің максималды рұқсат етілген стреласы:

$$f = h_{n-3} - \lambda - h_Г = 25{,}5 - 2{,}4 - 8 = 15{,}1$$

Келтірілген ауырлық центірінің орналасу биіктігі:

$$h_{пр} = \frac{\sum_1^n (h_i)}{m} - \lambda - \frac{2}{3} f = \frac{89{,}5}{3} - 2{,}4 - \frac{2}{3} \cdot 15{,}1 = 7{,}18$$

$$h_i = h_{n-3} + (h_{n-3} + h_{n-n}) + (H - h_{m-n}) = 25{,}5 + 32 + 32 = 89{,}5$$

2) мұзқату жиналу салмағынан уақытша әрекет етуші жүктеме:

$$\rho_{2H} = \frac{\pi \cdot g_0 \cdot k_i \cdot k_d \cdot b(d + k_i \cdot k_d \cdot b)}{F} = \frac{3{,}14 \cdot 0{,}9 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 15 \cdot (21{,}6 + 1 \cdot 1 \cdot 15)}{300}$$

$$= 0{,}0052,$$

мұндағы b- сымдағы мұзқату цилиндрдің қабырғасының есептік қалыңдығы;

k_i – түзету коэффициенті (10мм сымның диаметрін ескере отырып);

k_d – келтірілген сымдар жүйесінің ауырлық центріне орналасу биіктігін ескергендегі айырмашылық кезіндегі түзету коэффициенті.

f – тіректің белгілі конструктивті өлшемі бойынша анықталатын, сымның үлкен рұқсат етілетін іліну бойы, 220 кВ үшін – 8 метр.

$$\rho_1 = \rho_{2H} \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d = 0{,}0052 \cdot 1{,}3 \cdot 1{,}3 \cdot 1{,}3 \cdot 0{,}5 = 0{,}0057 даН / м \cdot мм^2,$$

мұндағы γ_{nw} - *1,3 (220кВ)*

γ_p – (1-1,3);

γ_f – (I,II үшін 1,3)

γ_d - 0,5

3) сымның өзіндік салмағынан және мұзқату салмағынан суммалық вертикаль меншікті жүктеме:

$$\rho_3 = \rho_1 + \rho_2, \tag{38}$$

$$\rho_3 = 0{,}003 + 0{,}0057 = 0{,}0088 \partial aH/(м \cdot мм^2),$$

4) тайғақтан бос, жел қысымынан сымға уақытша әрекет ететін горизанталь жүктеме:

$$\rho_4 = \frac{\alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W \cdot d \cdot 10^3}{F} \tag{39}$$

мұндағы C_x – аэродинамикалық коэффициент, d > 20 мм болғандықтан ол - 1,1-ге тең.

Меншікті жүктеме:

$$\rho_4 = \frac{0{,}71 \cdot 1{,}2 \cdot 0{,}65 \cdot 1{,}1 \cdot 50 \cdot 21{,}6 \cdot 10^3}{300} = 0{,}0022 \partial aH / м \cdot мм^2$$

5) тайғақпен жабылған, жел қысымынан сымға уақытша әрекет ететін горизанталь жүктеме

$$\rho_{5H} = \frac{\alpha_w \cdot k_l \cdot k_w \cdot C_x \cdot W_Г \cdot (d + 2 \cdot k_i \cdot k_d \cdot b) \cdot 10^3}{F} \tag{40}$$

$$\rho_{5H} = \frac{0{,}71 \cdot 1{,}2 \cdot 0{,}65 \cdot 1{,}1 \cdot 12{,}5 \cdot (21{,}6 + 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 15) 10^3}{300} = 0{,}0013 \partial aH / м \cdot мм^2$$

$$W_Г = W \cdot 0{,}25 = 12{,}5$$

$$\rho_4 = \rho_{4H} \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d = 0{,}0022 \cdot 1{,}3 \cdot 1{,}3 \cdot 1{,}3 \cdot 0{,}5 = 0{,}005 \partial aH / м \cdot мм^2,$$

$$\rho_5 = \rho_{5H} \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d = 0{,}0013 \cdot 1{,}3 \cdot 1{,}3 \cdot 1{,}3 \cdot 0{,}5 = 0{,}0013 \partial aH / м \cdot мм^2,$$

6) сымның өз салмағынан және жел қысымынан нәтижелік меншікті жүктеме:

$$\rho_6 = \sqrt{(\rho_1^2 + \rho_4^2)}, \tag{41}$$

$$\rho_6 = \sqrt{(0{,}003^2 + 0{,}005^2)} = 0{,}006 даН / м \cdot мм^2,$$

7) сым салмағынан, тайғақ салмағынан және жел қысымынан нәтижелік меншікті жүктеме:

$$\rho_7 = \sqrt{(\rho_3^2 + \rho_5^2)}, \qquad (42)$$

$$\rho_7 = \rho_{макс} = \sqrt{(0{,}008^2 + 0{,}003^2)} = 0{,}0093 даН / м \cdot мм^2.$$

3. Ѳ=-5^{0}С;

$\sigma_{макс}$=12,2

$$C = \frac{\sigma_{\max} + \alpha \cdot 10^{-6} \cdot E \cdot 10^3 \cdot O - \rho_{макс}{}^2 \cdot l_г{}^2 \cdot E \cdot 10^3}{24 \cdot \sigma_{макс}^2}$$

$$C = \frac{12{,}2 + 19{,}8 \cdot 10^{-6} \cdot 7{,}7 \cdot 10^3 \cdot (-5) - 0{,}009^2 \cdot 342^2 \cdot 7{,}7 \cdot 10^3}{24 \cdot 12{,}2^2} = -20{,}42$$

$$A = \alpha \cdot E \cdot O_{\min} - C = 19{,}8 \cdot 10^{-6} \cdot 7{,}7 \cdot 10^3 \cdot (-24) + 20{,}42 = 16{,}76$$

$$B = \frac{-\rho_1{}^2 \cdot l^2 \cdot E}{24} = \frac{-0{,}003^2 \cdot 342^2 \cdot 7{,}7 \cdot 10^3}{24} = -337{,}7$$

$$\sigma_{\min}^3 + A \cdot \sigma_{\min}^2 + B = 0$$

$$\sigma_{\min}^3 + 16{,}76 \cdot \sigma_{\min}^2 - 337{,}7 = 0$$

$$\sigma_{\min} = 4{,}03$$

$Ѳ_{ср}$ бойынша :

$$A = \alpha \cdot E \cdot O_{ср} - C = 19{,}8 \cdot 10^{-6} \cdot 7{,}7 \cdot 10^3 \cdot (9) + 20{,}42 = 21{,}79$$

$$B = \frac{-\rho_1{}^2 \cdot l^2 \cdot E}{24} = \frac{-0{,}003^2 \cdot 342^2 \cdot 7{,}7 \cdot 10^3}{24} = -337{,}7$$

$$\sigma_{ср}^3 + A \cdot \sigma_{ср}^2 + B = 0$$

$$\sigma_{ср}^3 + 21{,}79 \cdot \sigma_{ср}^2 - 337{,}7 = 0$$

$$\sigma_{ср} = 3{,}65$$

$Ѳ_{макс}$ бойынша :

$$A = \alpha \cdot E \cdot O_{\max} - C = 19{,}8 \cdot 10^{-6} \cdot 7{,}7 \cdot 10^3 \cdot 42 + 20{,}42 = 14{,}02$$

$$B = \frac{-\rho_1{}^2 \cdot l^2 \cdot E}{24} = \frac{-0{,}003^2 \cdot 342^2 \cdot 7{,}7 \cdot 10^3}{24} = -337{,}7$$

$$\sigma_{\max}^3 + A \cdot \sigma_{\max}^2 + B = 0$$

$$\sigma_{\max}^3 + 14{,}02 \cdot \sigma_{\max}^2 - 337{,}7 = 0$$

$$\sigma_{max} = 4{,}3$$

$$f_{min} = \frac{\rho_1 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{min}} = \frac{0{,}003 \cdot 342^2}{8 \cdot 4{,}03} = 10{,}88$$

$$f_{max} = \frac{\rho_1 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{max}} = \frac{0{,}003 \cdot 342^2}{8 \cdot 4{,}3} = 10{,}2$$

$$f_{cp} = \frac{\rho_1 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{cp}} = \frac{0{,}003 \cdot 342^2}{8 \cdot 3{,}65} = 12{,}02$$

Келесі шарт орындалу керек:

$$h_{n-з} - \lambda - f_{max} \geq h_Г$$

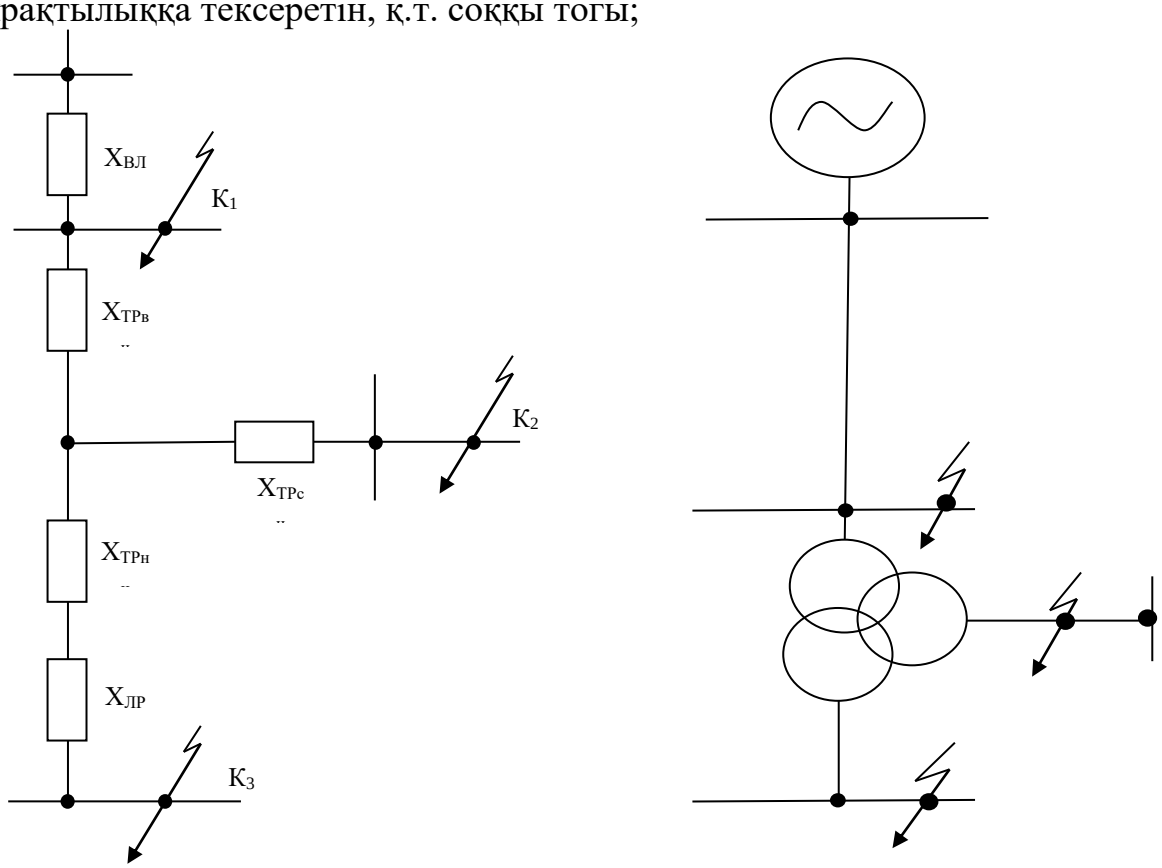
$$25{,}5 - 1{,}3 - 12{,}02 \geq 8$$

2.6.8 Қысқаша тұйықталу тогын есептеу

Қысқаша тұйықталу (қ.т.) тогын есептегенде келесідей шамалар анықталады:

J'' - қ.т. тогының периодты құрауышының алғашқы мәні;

i_y - электр аппараттарын, оқшауламаларды, шиналарды динамикалық тұрақтылыққа тексеретін, қ.т. соққы тогы;



а) б)

23 сурет - Алмастыру (а) және есептік (б) схемасы

I_y - қ.т. бірінші кезеңіндегі электрлік аппараттарды динамикалық тұрақтылыққа тексеру үшін толық қ.т. тогының үлкен әсер ету мәні;

$I_{0,2}$ - ажыратқыштарды тексеру үшін t = 0,2 с кезіндегі токтың мәні;

I_∞ - электрлік аппараттарды, оқшауламаларды, шиналарды, кабельдерді термиялық тұрақтылыққа тексеру үшін орныққан қ.т. тогының әсер ету мәні.

Алмастыру және есептік схемалары 23-суретте көрсетілген.

Салыстырмалы бірлікте базистік қуат ретінде 100 МВ·А аламын. Әр қадам үшін базистік кернеуім 500 және 10 кВ тең деп алдым. Генератор кедергісі:

$$X_{б.G*} = X''_{d*} \cdot \frac{S_б}{S_{HG}}, \tag{43}$$

Трансформаторлардың кедергісі:

$$X_{Т.б*} = \frac{u_{к.з.}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{HT}}, \tag{44}$$

$$X_{Т.б*} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{100}{125000} = 0,092,$$

мұндағы $u_{к.з.}$ - трансформатордың кернеуі %;

S_{HT} - трансформатордың номинал қуаты, МВ·А.

Базистік ток келесі формуламен анықталады, кА:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \tag{45}$$

Реактивті кедергіні келесідей есептейміз:

$$X_{*ВЛ} = 0,39 \cdot 110 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,081.$$

220 кВ торабындағы базистік ток, кА:

$$I_б = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 кА.$$

121 кВ торабындағы базистік ток, кА:

$$I_б = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 121} = 0{,}477 кА.$$

10 кВ торабындағы базистік ток, кА:

$$I_б = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6{,}6} = 8{,}75 кА.$$

К-1 нүктесіндегі қысқаша тұйықталу тогын анықтайық:

$$\mathrm{I}_{К-1} = \frac{\mathrm{I}_б}{\mathrm{X}_{рез.б*}}, \qquad (46)$$

мұндағы $\mathrm{X}_{рез.б*}$ - қ.т нүктесіне дейінгі нәтижелік кедергі.

$$\mathrm{X}_{рез.б*} = X_{б.G*} + X_{*ВЛ} = 0{,}2 + 0{,}081 = 0{,}281,$$

$$\mathrm{I}_{К-1} = \frac{\mathrm{I}_б}{\mathrm{X}_{рез.б*}} = \frac{0{,}251}{0{,}281} = 0{,}89 кА.$$

К-2 нүктесіндегі қысқаша тұйықталу тогын анықтаймыз:

$$\mathrm{X}_{рез.б*} = X_{б.G*} + X_{*ВЛ} + X_{Т.б*} = 0{,}2 + 0{,}081 + 0{,}092 + 0{,}156 = 0{,}529,$$

$$\mathrm{I}_{К-2} = \frac{\mathrm{I}_б}{\mathrm{X}_{рез.б*}} = \frac{0{,}477}{0{,}529} = 0{,}9 кА.$$

К-3 нүктесіндегі қысқаша тұйықталу тогын анықтаймыз:

$$\mathrm{X}_{рез.б*} = X_{б.G*} + X_{*ВЛ} + X_{Т.б*} = 0{,}2 + 0{,}081 + 0 + 0{,}156 = 0{,}447,$$

$$\mathrm{I}_{К-3} = \frac{\mathrm{I}_б}{\mathrm{X}_{рез.б*}} = \frac{8{,}75}{0{,}447} = 19{,}57 кА.$$

Қысқаша тұйықталудың соққы тогын анықтаймыз:

$$i_{У1} = 1{,}717 \cdot \sqrt{2} \cdot 0{,}89 = 2{,}162 кА,$$

$$i_{У2} = 1{,}608 \cdot \sqrt{2} \cdot 0{,}9 = 2{,}46 кА.$$

$$i_{У3} = 1{,}85 \cdot \sqrt{2} \cdot 19{,}57 = 51{,}2 кА.$$

2.6.9 Электр аппараттарын таңдау

Барлық электр аппараттары номинал кернеуі, номинал тогы бойынша таңдалады және электродинамикалық және термиялық тұрақтылыққа тексеріледі.

Кернеуі бойынша таңдағанда келесі шарт орындалуы керек:

$$U_{ну} \le U_{на}. \qquad (47)$$

Ток бойынша дұрыс аппаратты таңдау қалыпты режимде ұзақ жұмыс кезінде аппарат бөліктерінің қауіпті қызуларына жол бермейді. Сол үшін келесі шарт орындалуы керек:

$$I_{p\max} < I_{н.а}. \qquad (48)$$

Мұндай қатынас қоршаған ортаның $+35^{\circ}C$ (ПУЭ сәйкес) қалыпты температурасында дұрыс.

16-21кестелерде трансформаторлар, ажыратқыштар және айырғыштарды таңдау көрсетілген.

16 кесте - Кернеуі 220 кВ жақтағы тоқ трансформаторын таңдау

Таңдау шарты	Есептелген мәндер	Каталог мәндері	Ескерту
		ТФЗМ220-У1	
$U_{уст} \le U_н$	$U_{уст} = 220\ кВ$	$U_н = 220\ кВ$	дәлдік класы-0,5
$I_{раб.макс} \le I_н$	$I_{раб.макс} = 314 А$	$I_н = 600\ А$	$z_{2н}$=1,2 Ом
$i_у \le k_д \cdot \sqrt{2} \cdot I_н$	$i_у = 2{,}61 кА$	*тексерілмейді*	$I_{н2} = 5\ А$
$B_к \le (k_T \cdot I_н)^2 \cdot t_T$	$B_к = 2{,}047\ кА^2 \cdot с$	$(k_T \cdot I_н)^2 \cdot t_T = 9{,}8^2 \cdot 3 =$ $= 288\ кА^2 \cdot с$	фарфорлы қақпақтағы тіректі– ТФНД

17 кесте - Кернеуі 121 кВ жақтағы тоқ трансформаторын таңдау

Таңдау шарты	Есептелген мәндер	Каталог мәндері	Ескерту
		ТФЗМ110-У1	
$U_{уст} \le U_н$	$U_{уст} = 110\ кВ$	$U_н = 110\ кВ$	0,5-дәлдік класы
$I_{раб.макс} \le I_н$	$I_{раб.макс} = 596{,}4 А$	$I_н = 600\ А$	$z_{2н}$=1,2 Ом
$i_у \le k_д \cdot \sqrt{2} \cdot I_н$	$i_у = 2{,}04\ кА$	тексерілмейді	$I_{н2} = 5\ А$
$B_к \le (k_T \cdot I_н)^2 \cdot t_T$	$B_к = 1{,}28\ кА^2 \cdot с$	$(k_T \cdot I_н)^2 \cdot t_T = 2^2 \cdot 3 =$ $= 12\ кА^2 \cdot с$	Құйылған оқшауламасы бар өтпелі шиналы

18 кесте - Кернеуі 11 кВ жақтағы тоқ трансформаторын таңдау

Таңдау шарты	Есептелген мәндер	Каталог мәндері	Ескерту
		ТШВ 11	
$U_{уст} \le U_н$	$U_{уст} = 15\ кВ$	$U_н = 15\ кВ$	0,5-дәлдік класы
$I_{раб.макс} \le I_н$	$I_{раб.макс} = 6569{,}4 A$	$I_н = 8000 A$	$z_{2н}$=1,2 Ом
$i_у \le k_д \cdot \sqrt{2} \cdot I_н$	$i_у = 51{,}2\ кА$	тексерілмейді	$I_{н2} = 5\ A$
$B_к \le (k_T \cdot I_н)^2 \cdot t_T$	$B_к = 288{,}9\ кА^2 \cdot с$	$(k_T \cdot I_н)^2 \cdot t_T =$ $= 1200 кА^2 \cdot с$	Құйылған оқшауламасы бар өтпелі шиналы

19 кесте - Кернеуі 220 кВ жақтағы айырғыш пен ажыратқышты таңдау

Таңдау шарты	Есептелген мәндер	Каталог мәндері	
		ВГУ-220 ажыратқышы	РДЗ-1-220/3200 айырғышы
$U_{уст} \le U_н$	$U_{уст} = 220\ кВ$	$U_н = 220 кВ$	$U_н = 220 кВ$
$I_{раб.макс} \le I_н$	$I_{раб.макс} = 314{,}4 A$	$I_н = 3150\ A$	$I_н = 3200\ A$
$I_{к.з} \le I_{отк.н}$	$I_{к.з} = 0{,}89\ кА$	$I_{отк.н} = 45 кА$	-
$i_у \le i_{пр.с}$	$i_у = 2{,}64\ кА$	$i_{пр.с} = 150\ кА$	$i_{пр.с} = 100\ кА$
$B_к \le I_T^2 \cdot t_T$	$B_к = 2{,}047\ кА^2 \cdot с$	50/2	50/3

20 кесте - Кернеуі 121 кВ жақтағы айырғыш пен ажыратқышты таңдау

Таңдау шарты	Есептелген мәндер	Каталог мәндері	
		ВГУ-110 ажыратқышы	РНДЗ-110/1250 айырғышы
$U_{уст} \le U_н$	$U_{уст} = 110\ кВ$	$U_н = 110\ кВ$	$U_н = 110\ кВ$
$I_{раб.макс} \le I_н$	$I_{раб.макс} = 596{,}4\ A$	$I_н = 2000\ A$	$I_н = 1250\ A$
$I_{к.з} \le I_{отк.н}$	$I_{к.з} = 0{,}9 кА$	$I_{отк.н} = 40\ кА$	-
$i_у \le i_{пр.с}$	$i_у = 2{,}046\ кА$	$i_{пр.с} = 102\ кА$	$i_{пр.с} = 100\ кА$
$B_к \le I_T^2 \cdot t_T$	$B_к = 1{,}28 кА^2 \cdot с$	40/2	40/3

21 кесте - Кернеуі 11 кВ жақтағы айырғыш пен ажыратқышты таңдау

Таңдау шарты	Есептелген мәндер	Каталог мәндері	
		МГУ-20-90 ажыратқышы	РВР-20/8000 айырғышы
$U_{уст} \le U_н$	$U_{уст} = 20\ кВ$	$U_н = 20\ кВ$	$U_н = 20\ кВ$
$I_{раб.макс} \le I_н$	$I_{раб.макс} = 6260{,}4 A$	$I_н = 9500\ A$	$I_н = 8000 A$
$I_{к.з} \le I_{отк.н}$	$I_{к.з} = 19{,}57 кА$	$I_{отк.н} = 90\ кА$	-
$i_у \le i_{пр.с}$	$i_у = 51{,}2 кА$	$i_{пр.с} = 105\ кА$	$i_{пр.с} = 320\ кА$
$B_к \le I_T^2 \cdot t_T$	$B_к = 288 кА^2 \cdot с$	87	124/4

2.2.10 Өлшеуіш ток және кернеу трансформаторларын таңдау

Кернеуі 220 кВ , 121кВ және 11 кВ жинақты шинада релелік қорғаныс және өлшеуіш аспаптардың байланысы үшін трансформатор тогын таңдаймын (22 кесте).

22 кесте - Трансформатор тогы үшін өлшеуіш аспаптарын таңдау

Аспап	Түрі	Тұтынатын қуат	cos φ	Аспап саны	Жалпы тұтынатын қуат	
					P, Вт	Q, Вар
Ваттметр	Д335	0,5	1	1	0,5	0,5
Санауыш	САЗИ	2,5	0,38	1	2,5	2,5
Ваттметр	Д335	0,5	1	1	0,5	0,5
Варметр	Д335	0,5	1	1	0,5	0,5
Амперметр	Н344	-	1	1	-	-
Жалпы:				4	4	4

Аспаптардың толық қуаты:

$$S = \sqrt{51^2 + 9{,}7^2} = 51{,}9 \text{ ВА}$$

Бақылау кабельдерін таңдау үшін сыртқы тораптың толық рұқсат етілетін кедергісін есептеу қажет:

$$Z_П = Z_{приб} - Z_д - Z_{конт}, \text{ Ом} \qquad (49)$$

мұндағы $Z_д$ = 1,2 Ом – жалғанатын сымдардың рұқсат етілетін кедергісі;

$Z_{конт}$ = 0,1 Ом – түйіспелердің кедергісі;

$Z_{приб}$ – тізбектей жалғанған аспаптар мен реле орамаларының кедергілер суммасы.

$$Z_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{ном}^2}, \text{ Ом,} \quad (50)$$

мұндағы $S_{приб}$ = 3,15 ВА аспаптардың суммарлық қуаты;

$I_{ном}$ = 5 А –трансформатордың екінші орамындағы номинал тоқ.

$$Z_{приб} = \frac{4}{5^2} = 0{,}16 \text{ Ом,}$$

$$Z_{П} = 0{,}16 - 1{,}2 - 0{,}1 = 0{,}94, \text{ Ом.}$$

Бақылау сымдарының қимасы:

$$S_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{Z_{П}}, \text{ мм}^2, \quad (51)$$

мұндағы ρ = 0,0283 – алюминді кабельдің меншікті кедергісі;

$l_{расч}$ = 100 м – бір бағыттағы кабель ұзындығы.

$$S_{пров} = \frac{0{,}0283 \cdot 100}{0{,}94} = 2{,}6 \text{ мм}^2.$$

АКВРГ - 3×4 мм^2 типті кабельін таңдаймыз. 23 кестеде кернеу трансформаторын таңдау көрсетілген.

23 кесте - 220 кВ кернеу трансформаторын таңдау

Аспап	Түрі	Тұтынатын қуат	cos φ	Аспаптар саны	Тұтынылатын толық қуат	
					P, Вт	Q, Вар
Санауыш	И-680	2	0,38	1	4	9,7
Ваттметр	Д335	1,5	1	2	6	-
Вольтметр	Э335	2	1	1	2	-
Частотомер	Э372	3	1	2	6	-
Вольтметр регистрир.	Н344	10	1	1	10	-
Датчик ак	Е829	10	1	1	10	-
Датчик реак	Е830	10	1	1	10	-
Варметр	Д335	165	1	1	3	-
Жалпы:				10	51	9,7

Аспаптардың толық қуаты мына формуламен анықталады:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \text{ ВА,} \quad (52)$$

$$S = \sqrt{51^2 + 9{,}7^2} = 51{,}9 \text{ ВА.}$$

Толық қуат бойынша НКФ-220-58 кернеу трансформаторын таңдаймыз, ол келесі параметрлерге ие:

$$U_{вн} = 110/\sqrt{3} \text{ кВ,}$$

$$U_{нн} = 100/\sqrt{3} \text{ В,}$$

0,5 дәлдік класта:

$$S_{т.н} = 400 \text{ ВА}.$$

2.6.11 Қосалқы станциядағы трансформатордың релелік қорғаныс есебі

Трансформаторларды сыртқы зақымданудан қорғау.

Трансформаторларды сыртқы зақымданудан қорғау үшін уақыт ұстымысыз әсер ететін қорғаныстар: токкесер және бойлық дифференциялық қорғаныс.

Токкесер. Қуаты аз дегенде 4000 кВА трансформаторының қорек көзі жағында орнатылады. Қорғаныс тұрақты немесе айнымалы оперативті токта, тура немесе жанама әсер ететін релені қолдану арқылы орындалуы мүмкін. Жерлендірілген бейтарабы бар тораптан қоректенетін трансформаторларда үш фазада, ал жерлендірілмеген бейтарабы бар торапта екі фазасында толық емес жұлдызша сұлбасы бойынша реленің қосылуымен орнатылады.

Трансформаторлардың дифференциалды қорғанысы. Қуаты 6,3 МВа болатын трансформаторларда қысқаша тұйықталудың барлық түрінен қорғанысы үшін орамдарды және шықпаларда бойлық дифференциялды қорғаныс қолданылады (24 және 25 кесте). Қорғаныста ДЗТ-11 типті реле қолданылады.

Үшорамды трансформаторларда қорғаныс үш релелі болып, яғни ТТ ВН және СН жағында үшбұрышқа, НН жағында жұлдызшаға жалғануы керек. Қорғаныс үшін қолданылатын ТТ, осында өтетін сыртқы қ.т. ағуы кезінде меншікті еселік қисығын қанағаттандыру керек. ТТ трансформация коэффициентін таңдау олардың екіншілік орамаларының байланысу сұлбасы мен қорғаныс бойында екіншілік токтың теңестірілуі қажеттілігін ескергенде орындалады. Сонымен бірге қорғалынатын трансформатордың біріншілік тогынан шығатын $I_{\text{íì}}$, егер осы жақта ТТ жұлдызшаға жалғанса, және тек $\sqrt{3}I_{\text{íì}}$, егер үшбұрышқа жалғанса.

АТДЦТН – 125000/220; ±6х2%/11кВ;

Uквн=11,5%;

Uкmin=10%; Uкmax=12,5%;

Uксн=0;

Uкнн=19,5%;

Uкmin=18%; Uкmax=21%;

$$X_{c\max} = \frac{U^2{}_{cp}}{S_{k\max}} = \frac{230^2}{800} = 66{,}12\,, \qquad (53)$$

$$X_{c\min} = \frac{U^2_{cp}}{S_{k\min}} = \frac{230^2}{700} = 75{,}6\ , \qquad (54)$$

$$B_{\max} = 6x2\%,$$

$$A_{\max} = 1 + B_{\max} = 1 + 6x0{,}02 = 1{,}18, \qquad (55)$$

$$A_{\min} = 1 - B_{\max} = 1 - 6x0{,}02 = 0{,}82. \qquad (56)$$

$$I_{т.ном} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{пот}} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 230} = 313{,}77A \qquad (57)$$

$$I_{т\max\ рег} = \frac{I_{тн}}{A_{\max}} \qquad (58)$$

$$I_{т\max\ рег} = \frac{313{,}77}{1{,}18} = 265{,}9A$$

$$I_{т\min рег} = \frac{I_{тн}}{A_{\min}} \qquad (59)$$

$$I_{т\min\ рег} = \frac{313{,}77}{0{,}82} = 382{,}6A$$

$$K_{т\max\ рег} = K_{тном} \cdot A_{\max} \qquad (60)$$

$$K_{т\max\ рег} = 230 \cdot 1{,}18 / 11 = 24{,}67$$

$$K_{т\min\ рег} = K_{тном} \cdot A_{\min} \qquad (61)$$

$$K_{т\min\ рег} = 230 \cdot 0{,}82 / 12 = 17{,}14$$

Берілген трансформатордың параметрлерін есептейміз:
Жоғарғы кернеу жақ үшін:

$$X_{ТН.ЖК} = \frac{U_л}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{у.тр}} = \frac{11{,}5}{100} \cdot \frac{230^2}{125} = 48{,}66Ом\ , \qquad (62)$$

$$X_{т\max} = X_{тном} \cdot \frac{U_{k.\max}}{U_{k.ном}} \cdot A_{\max}^2 = 48{,}66 \cdot \frac{12{,}5}{11{,}5} \cdot 1{,}18^2 = 73{,}64\ \text{Ом}, \qquad (63)$$

$$X_{т\min} = X_{тном} \cdot \frac{U_{k\min}}{U_{knно}} \cdot A_{\min}^2 = 48{,}66 \cdot \frac{10}{11{,}5} \cdot 0{,}82^2 = 28{,}45\ \text{Ом}, \qquad (64)$$

$$U_{т\max} = U_{тном} \cdot A_{\max}\ , \qquad (65)$$

$$U_{т\max} = 230 \cdot 1{,}18 = 271{,}4\ \text{кВ},$$

$$U_{т\min} = U_{тном} \cdot A_{\max}\ , \qquad (66)$$

$$U_{т\max} = 230 \cdot 0{,}82 = 188{,}6\ \text{кВ},$$

Трансформатор арқылы ағатын, максималды авариялық тоқ:

$$I_{тав\max} = \frac{U_{кнн} \cdot K_{т\min\ рег}}{\sqrt{3}\left(X_{с\max} + X_{т\min}\right)}, \quad (67)$$

$$I_{тав\max} = \frac{11000 \cdot 17{,}14}{\sqrt{3}\left(66{,}12 + 28{,}45\right)} = 1151{,}04 \text{ А.}$$

Трансформатор арқылы ағатын, шынайы тоқ:

$$I^{(3)}{}_{т.д\max} = I_{ав}{}^{(3)} + 0{,}6 \cdot I_{т\min\ рег}, \quad (68)$$

$$I^{(3)}{}_{т.д\max} = 1151{,}04 + 0{,}6 \cdot 382{,}6 = 1380{,}6, \text{ А.}$$

НН жағындағы тоқ:

$$I_{т.днн\max} = I_{тд\max} \cdot K_{т\min\ рег} \text{ А,} \quad (69)$$

$$I_{т.днн\max} = 1380{,}6 \cdot 17{,}14 = 23663{,}4, \text{ А,}$$

Минималды авариялық тоқ:

$$I^{(3)}{}_{ав\min} = \frac{U_{нн} \cdot K_{т\max\ рег}}{\sqrt{3}\left(X_{с\min} + X_{т\max}\right)}, \text{ А,} \quad (70)$$

$$I^{(3)}{}_{ав\min} = \frac{11000 \cdot 24{,}67}{\sqrt{3}\left(75{,}6 + 73{,}64\right)} = 1049{,}8, \text{ А.}$$

Трансформатор арқылы ағатын, шынайы тоқ:

$$I_{т.д\min} = I_{тав\min} + 0{,}6 \cdot I_{т\max\ рег}, \text{ А,} \quad (71)$$

$$I_{т.д\min} = 1049{,}8 + 0{,}6 \cdot 265{,}9 = 1209{,}34 \text{ А.}$$

220 кВ жағындағы минималды тоқ:

$$I_{тднн\min} = I_{тд\min} \cdot K_{т\max\ рег}, \text{ А,} \quad (72)$$

$$I_{тднн\min} = 1209{,}34 \cdot 24{,}67 = 29834{,}4 \text{ А.}$$

Сіндірілу тогы:

$$I''_{(0)} = E_{(0)}'' \cdot I_{*пуск} \cdot I_{н}, \text{ А.} \quad (73)$$

Төменгі кернеу жақ үшін:

$$X_{ТН.ЖК} = \frac{U_{л}}{100} \cdot \frac{U_{ном}{}^{2}}{S_{у.тр}} = \frac{19{,}5}{100} \cdot \frac{230^2}{125} = 82{,}5 Ом, \quad (74)$$

$$X_{т\max} = X_{тном} \cdot \frac{U_{k.\max}}{U_{k.ном}} \cdot A_{\max}{}^{2} = 82{,}5 \cdot \frac{21}{19{,}5} \cdot 1{,}18^2 = 123{,}7 \text{ Ом,} \quad (75)$$

$$X_{т\min} = X_{тном} \cdot \frac{U_{k\min}}{U_{кнно}} \cdot A_{\min}{}^{2} = 82{,}5 \cdot \frac{18}{19{,}5} \cdot 0{,}82^2 = 51{,}21 \text{ Ом,} \quad (76)$$

Трансформатор арқылы ағатын, максималды авариялық тоқ:

$$I_{тав\max} = \frac{U_{кнн} \cdot K_{т\min\ рег}}{\sqrt{3}\left(X_{с\max} + X_{т\min}\right)}, \quad (77)$$

$$I_{тав\max} = \frac{11000 \cdot 17{,}14}{\sqrt{3}\left(66{,}12 + 51{,}21\right)} = 927{,}76 \text{ А.}$$

Трансформатор арқылы ағатын, шынайы тоқ:

$$I^{(3)}{}_{т.д\max} = I_{ав}{}^{(3)} + 0{,}6 \cdot I_{т\min\ рег}, \quad (78)$$

$$I^{(3)}{}_{т.д\max} = 927{,}76 + 0{,}6 \cdot 382{,}6 = 1157{,}3, \text{ А.}$$

НН жағындағы тоқ:

$$I_{т.днн\max} = I_{тд\max} \cdot K_{т\min\ рег} \text{ А,} \quad (79)$$

$$I_{т.днн\max} = 1157{,}3 \cdot 17{,}14 = 19836{,}12 \text{ , А,}$$

Минималды авариялық тоқ:

$$I^{(3)}{}_{ав\min} = \frac{U_{нн} \cdot K_{т\max\ рег}}{\sqrt{3}\left(X_{с\min} + X_{т\max}\right)} \text{ , А,} \quad (80)$$

$$I^{(3)}{}_{ав\min} = \frac{11000 \cdot 24{,}67}{\sqrt{3}\left(75{,}6 + 123{,}7\right)} = 786{,}13, \text{ А.}$$

Трансформатор арқылы ағатын, шынайы тоқ:

$$I_{т.д\min} = I_{тав\min} + 0{,}6 \cdot I_{т\max\ рег} \text{ , А,} \quad (81)$$

$$I_{т.д\min} = 786{,}13 + 0{,}6 \cdot 265{,}9 = 945{,}67 \text{ А.}$$

220 кВ жағындағы минималды тоқ:

$$I_{тднн\min} = I_{тд\min} \cdot K_{т\max\ рег} \text{ , А,} \quad (82)$$

$$I_{тднн\min} = 945{,}67 \cdot 24{,}67 = 23329{,}67 \text{ А.}$$

24 кесте - Бастапқы берілгендер мен күтік трансформатордың дифференциялды қорғанысының есебі

Өлшемдердің аталуы	Есептік формула және белгіленуі	АТДЦТН-125000 автотрансформаторының орамасы үшін сандық мәндер	
		220кВ	11кВ
1	2	3	4

Номиналды қуатқа сәйкес келетін қорғалатын трансформатордың жағындағы біріншілік токтар, А	$I_{н.т} = \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 314{,}15$ А	$\frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 6560{,}8$ А
Екіншілік ораманың жалғану сұлбасы		Δ Ксх=1,73	Y Ксх=1
ТТ трансформациясының есептік коэффициенті	$n_{m\Delta} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{н.т}}{5}$ $n_{mY} = \frac{I_{н.т}}{5}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 314{,}15}{5} = 108{,}8$	$\frac{6560{,}8}{5} = 1312{,}6$
ТТ трансформа-циясының қабыл-данған стандартты коэффициенті	n_m	800/5=160	8000/5=1600
Қабылданған ТТ типі		ТФЗМ – 220-У1	ТШВ – 15
Қорғалатын трансформатордың номиналды қуатына сәйкес келетін, қорғаныс бойындағы екіншілік токтар, А	$I_{2н.\Delta} = \frac{k_{сх} \cdot I_{н.т}}{n_m}$ $I_{2н.Y} = \frac{k_{сх} \cdot I_{н.т}}{n_m}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 314{,}15}{160} = 3{,}4$	$\frac{6560{,}8}{1600} = 4{,}1$

25 кесте - Реле тағайыншамасын және қорғаныстың сезімталдығын анықтау

Өлшемдердің аталуы	Есептік формула және белгіленуі	Трансформатор орамы үшін сандық мән
1	2	3
Жүктелмеген трансформаторды косқан кездегі магниттелу тогының лақтыруынан отсройка шартынан қорғаныстың біріншілік есептік іске асыру тоғы (негізгі жаққа келтірілген), А	$I_{с.з.} \geq K \cdot I_{н.т}$ (К=1,5)	$1{,}5 \cdot 6560{,}8 = 9841{,}2$

Негізгі жақтағы реленің іске асу тогы (аса екіншілік тогы бар 230 кВ жағы),А	$I_{ср\text{Y}} = \frac{I_{с.з.} \cdot K_{сх.оси}}{n_т}$	$\frac{1 \cdot 9841{,}2}{8000/5} = 6{,}1$
Негізгі жақ орамасына арналған қанықтыратын трансформатор релесінің орамасының есептік орам саны.	$W_{осн} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}}$	$\frac{100}{6{,}1} = 16{,}3 \approx 16$
Негізгі жақтағы реленің қабылданған іске қосу тогы (сәйкесінше қабылданған орам саны үшін)	$I_{ср.осн} = \frac{F_{ср}}{W_{осн}}$	$\frac{100}{16} = 6{,}25$
Негізгі емес орама жағы үшін қанықтыратын трансформатор реле орамының есептік орама саны	$W_{1расч} = W_{осн} \cdot \frac{I_{2н.осн}}{n_{2н.неосн}}$	$\frac{16 \cdot 4{,}1}{3{,}4} = 19{,}3$
Негізгі емес жақ үшін қабылданған орама санының орамы	$W_{неосн}$	19
НН жақтағы сыртқы қ.т. кезіндегі аса көп екіншілік тогы бар жаққа келтірілген және келесідей шартталған баланстық емес біріншілік ток: ТТ қателігімен, А	$I_{н.б} = K_{а.пер} \cdot K_{одн} \cdot f_i \cdot I_{к.з.\max}^{(3)'}$ $K_{а.пер} = 1;\ K_{одн} = 1;$ $f_i = 0{,}1$	$I_{н.б} = 1 \cdot 1 \cdot 0{,}1 \cdot 1157{,}3 = 231{,}46$
Сыртқы қ.т. кезінде ораманың санының дөңгелектенуімен шартталған баланстық емес біріншілік ток, А	$I'''_{н.б} = \frac{W_{1расч} - W_{1р}}{W_{1расч}} \cdot I_{к.з.\max}^{(3)}$	$\frac{19{,}3 - 19}{19{,}3} \cdot 1157{,}3 = 17{,}98$
НН жақтағы қ.т. кезіндегі баланстық емес біріншілік толық ток, А	$I_{н.брасч} = I'_{н.б.} + I''_{н.б.} + I'''_{н.б.}$	231,46+17,98=249,44

Соңғы таңдалған тармақтардың нақты саны	$W_{осн}=W_{ур\|}$ $W_{неосн}=W_{ур\|\|}$	16 19

Тексеру: $4.1 \cdot 16 \approx 3.4 \cdot 19$,

$$65.6 \approx 64.6.$$

$$I_T \cdot W_T \geq K_H \cdot I_p \cdot W_p \quad \text{немесе} \quad I_{\text{к.макс.ви.вт}} \cdot W_T \geq I_T \cdot I_{\text{нб}} \cdot W_p,$$

$$W_T = \frac{K_{\text{и}} \cdot I_{\text{нб.вр}} \cdot W_p}{I_{k.max} \cdot tg\alpha}, tg\alpha = 0{,}87, \tag{83}$$

$$W_T = \frac{1.5 \cdot 249.44 \cdot 16}{1157.3 \cdot 0.87} = 5.9 \approx 7 \text{ тежегіш таңдайым,}$$

$$W_{\text{нег}} \geq W_T,$$

$$16 \geq 7.$$

$$I_p \cdot W_p \geq I_T \cdot W_T,$$

$$23329{,}67 \cdot 16 \geq 23329{,}67 \cdot 7,$$

$$I_{k.max} \cdot W_T \geq K \cdot I_{\text{нб}} \cdot W_{\text{нег}}, \tag{84}$$

$$23329.67 \cdot 7 \geq 1.5 \cdot 249.44 \cdot 16,$$

$$163307.69 \geq 5986.56.$$

Сезімталдылық коэффициентін тексереміз:

$$I_{p.min} = \frac{1.5 \cdot I_{T.ав.мин}}{n_{TT}} = \frac{1.5 \cdot 23329.67}{8000/5} = 21{,}87, \tag{85}$$

$$I_{p.ic} = \frac{100}{19} = 5.26,$$

$$K_{сез} = \frac{21{,}87}{5{,}26} = 4{,}1 \geq 2.$$

Шарт қанағаттандырылғандықтан, дифференциалдық қорғаныс жарамды деп қабылданады.

3 Арнайы бөлім

3.1 Кернеуі 220кВ электр торабын есептеу және фазалық ығысуды баяу реттеу жүйелерін қолдану

Басты терминдер мен анықтамалар.

1. Энергоқосылыс деп елдердің, параллель жұмыс істейтін, энергожүйелерінің қосылысын айтады.

2. Параллель жұмыстың субъектісі деп елдердің мемлекетаралық келісім шарт арқылы келіскен энергоқосылыстарының параллель жұмыс істейтін энергожүйелерін айтады.

3. Энергожүйенің сыртқы қосынды асқынын немесе ауыспалы қуаты деп бір елдің энергожүйесімен басқа елдердің энергожүйелерімен байланысқан трансформаторлар мен барлық желілердегі асқындардың алгебралық қосындысын айтады. Сыртқы асқынның қосындысы энегожүйеге қуатты қабылдау кезінде оң болады.

4. Номиналды жиілік деп 50Гц тең мәндегі жиілікті айтады.

5. Энергоқосылыстың қуат балансы деп номиналды жиілік кезіндегі тұтынылатын қуат пен генерацияланатын қуаттың тепе-теңдігін айтады. Энергожүйенің немесе реттеу аумағының қуат балансы деп номиналды жиілік кезіндегі сыртқы асқынның қосындысы бар тұтынылатын қуаттың қосындысы мен генерацияланатын қуаттың тепе-теңдігін айтады.

5. Электр станциясының бірініш ретті реттеуі дегеніміз, жиілікті өзгертуге және бұл өзгерісті бағытты түрде төмендетуге негізделген, бірінші ретті реттеу жүйесі әсерімен электр станциясының қуатын өзгерту процессі.

6. Тұтынушылардың жүктемесін реттеу-жиілік бойынша тиімді реттеу нәтижесіндегі жиілікті өзгерту кезіндегі тұтынушылардың жүктемесінің қуатын өзгерту процессі.

7. Жиілікті бірінші ретті реттеу (бірінші ретті реттеу)- электр станциясының бірінші ретті реттеуі мен тұтынушылардың жүктемесін бірге реттеу процессі.

8. Жиілікті нөмірленген бірінші реттік реттеу (ЖНБРР) деп, бірінші реттік реттеудің кепілді сапасын қамтамасыз ету және электр станциялармен (энергоблоктармен) нөмірленген бірінші реттік реттеумен бөліп алған энергоқосылыстардың сенімділігін жоғарлату мақсатындағы, реттеудің бірінші реттік бөлігін айтады, оларға резервті бірінші реттік реттеуді үнемі жоспарлап қойған және олардың ЖНБРР үшін берілген бірінші реттік реттеу сипаттамаларына (параметрлеріне) сәйкес тиімді қолданылуы қамтамасыз етілген. Синхронды аумақтағы бірінші реттік реттеудің кепілденген сенімділігі АЭС және ГРЭС энергоблоктары үшін өтіп жатқан мезеттегі жиілікті қауіпсіз мәнде ұстап тұруын қамтамасыз ету қажет, сонымен қоса тұтынушыларды есеп жүзіндегі қуаттың небаланс авариялық пайда болуы кезіндегі жиілікті белгілі бір шекте (динамикада 50±0.8 Гц және квазистакида 50±0.2 Гц) ұстап тұру керек.

3.1.1 Жиілікті және асқындауды реттеу ұйымы

Электрэнергиясының жоғарғы сапасын, энергоқосылыстың паралелль жұмысының сенімділігін, сонымен қоса мемлекеттердің энергожүйелерінің арасындағы белгіленген сыртқы асқындаудың қосындысын (қуат ауысымдылығын) қалыпты ұстауды қамтамасыз ету үшін әр энергожүйе жиілік пен асқындау бойынша реттеу режимдеріне қатысу қажет.

Жиілікті және асқындауды реттеу бірінші ретті (жалпы және нөмірленген), екінші ретті және үшінші ретті, сонымен қоса елдердің оперативті-диспетчерлік ұйымдық біріккен жүйесінің әсері арқылы жүзеге асырылу қажет.

Жиілікті және асқындауды реттеу бөлігінде оперативті-диспетчерлік басқару іске асырылатын елдердің ұйымдарының координациясының қызметтері үшін келесідей функциялар орындалады:

• мемлекеттердің энергоқосылыстарның екінші ретті реттеуінің барлық ұйымына жауапты параллель жұмыс істейтін қатысушы елдерді анықтайды;

• энергоқосылыстардың транзиттік желілерінің қималарын анықтайды;

• энергоқосылыстағы қуаттың небалансының есептік авариялық көлемін анықтайды және т.б.

Оперативтік-диспечерлік басқаруды іске асыратын ұйым өзінің энергожүйелерінде бірінші ретті, екінші ретті және үшінші ретті реттеулерді қамтамасыз ету керек, сонымен қоса:

• реттелетін қуаттың қажетті резервтерін орнату;

• энергожүйені өтіп жатқан режим бойынша автоматты (оперативті) екінші ретті реттеу жолы боынша, сонымен қоса оперативті түрде қажетті көлемді ұстауды және бірінші ретті мен екінші ретті реттеуді іске асырады;

• реттеудің әрбір түріне жөндеудің техникалық қажеттілігін, сонымен қоса электр энергетикасының объектілеріне бірінші ретті, екінші ретті және үшінші ретті реттудің мониторингктік қатысуын, бірінші ретті, екінші ретті және үшінші ретті реттуге қатысатын электр энергетика объектілері үшін реттеудің сапасы мен оның қажеттілікке сәйкес екенін қамтамасыз етеді;

• энерго жүйелер (аудандар) мен қуат пен жиілікті реттеу аумағында «Мемлекеттер арасындағы энерго жүйелердің жиілігі мен активті қуатының асқындалуын реттеуі бойынша мониторинге қатысуы әдістемесіне» сәйкес мониторинге қатысуын қамтамасыз етеді.

Жиілік пен қуат асқындауын реттеуге қойылатын талаптерға келетін болсақ ол: уақыттың 95%-да жиіліктің мәні 50±0.2Гц шегінде болу қажет, және шектік рұқсат етілген 50±0.4Гц аралығында болу қажет.

Қалыпты жағдайда жиілікті қалыпты бірінші реттік реттеу кезіндегі артық іске қосуды болдырмау үшін ағымдағы жиіліктің мәнін реттеудің сызықтық, яғни 50±0.2Гц шегінде ұстап тұру мақсатында, орташа жиілікті тәуліктің кез келген 0.5 сағат ішінде 50±0.01Гц шегінде ұстап тұру қажет.

Жиілікті қалыпты бірінші реттік реттеумен сәйкес, жиілік пен қуаттың берілген сыртқы асқындалу қосындысының кем дегенде 15минут ішіндегі реттеуді қалпына келтірумен бірге, ағымдағы жиілікті 50±0.05Гц (қалыпты дәреже) және 50±0.2Гц (рұқсат етілген) шегінде ұстап тұру үшін қалыпты

жағдайдағы транзиттік тораптардың жоспарланған өткізгіштікпен бірге жиіліктің ауытқуын екінші реттік реттеу режимі бойынша қамтамасыз ету қажет.

Қалыпты бірінші реттік реттеу үшін бөлініп алынған энергоблоктардағы жиіліктің бірінші ретті реттеуінің сезімталдылығы жоқ аумағы ±10мГц аспау қажет. Жиіліктің бірінші реттік реттеуінде қолданылатын жиілікті жергілікті өлшеудің нақтылығы ±10мГц нашар болмау керек, бұл өлшеулердің циклы 0.1-1секунд диапазоны аралығында болу қажет.

Жиілікті жергілікті өлшеудің нақтылығы мен сезімталдылығы жоқ бірінші реттік реттеуге қатысты бірінші реттік реттеудің өлі (жансыз) аймағы ±20мГц аспау керек. Энергоблоктағы қуатты реттеу жүйесінің статизімі, жиіліктің ±0.2Гц ауытқуы кезінде, бірінші реттік реттеудің барлық берілген резервісімен қамтамасыз ету керек.

Екінші реттік реттеуді іске асыру шарттары: жиіліктік коррекциялы берілген екінші реттік реттеудің сыртқы асқындалуының қосындысы тораптық сипаттамалар критерилері бойынша орындалуы керек, бұл кезде реттелетін параметр ауданның қателігі (әдетте нөлге тең деп алынады) болып табылады, ол энергожүйенің қуатының небалансын тіркеуіне тең, G реттеу аумағы мен есептелуі келесідей анықталады:

$$G = \Delta P + K_{ч} \cdot \Delta f, \text{МВт} \qquad (86)$$

мұндағы $\Delta P = P_{пл} - P$ –P қуаттың асқындалуының сыртқы қосындысының нақты мәнінің $P_{пл}$ балқымалы мәнінен ауытқуы, асқындалудың реттуінің қателігі, МВт;

$\Delta = f - f_3$- f жиіліктің нақты мәнінің f_3 берілген мінінен ауытқуы (синхронды уақыт кезінде коррекция периоды 50±0.01Гц пен 50.0Гц-та қалыпты);

$K_{ч}$-жиіліктік коррекцияның берілген коэффициенті, МВт/Гц;

$K_{ч} \cdot \Delta f$-ағымдағы жиіліктік коррекция (жиілікті реттеудің қателігі), МВт.

3.2 Жиілікті және қуатты реттеудің автоматты ерекшеліетері

Гидравликалық немесе жылулық турбинаның айналу жиілігі синхронды генератордың синусоидалы кернеуінің жиілігін, өзі шығаратын электр энергиясының маңызды көрсеткіші ретінде, анықтайды. Жиілік жоғарғы тұрақтылықта болу керек: жиіліктің $f_{ном}$=50Гц өндірістік мәні Δf номиналды мәннен рұқсат етілген Δf=±0,1Гц шектен аспау керек. Теңестіру шартында көрсетілген рұқсат етілген шекте жиілікті ұстап тұру, активті қуаттың электр энерегетикалық жүйесіндегі кез келкен уақытта генерацияланатын және үздіксіз немесе кездейсоқ өзгеретін қажетті жүктемені, турбинаның айналу жиілігін астатикалық автоматты реттеу арқылы жүзеге асырылады.

Синхронды генератордың активті қуатын автоматты реттеудің басты мақсаты- шартты отынның ең аз меншікті шығыны кезіндегі электр энергиясының өндірілуін және таратуын камтамасыз ету. Ол толығымен синхронды генераторлар мен электр станцияларының жұмыс режимдері активті

қуат бойынша, ең алдымен- параллель жұмыс істейтін электр станциялар мен генераторлардың көрсеткіштерінің арасындағы активті жүктеменің таралуының, оңтайландырумен шешіледі. Алайда астатикалық реттеу активті қуатты бұндай реттеумен қамтамасыз ете алмайды. Статикалық автоматты реттеу таратудың құрамына ие, бірақ олар тұрақты айналу жиілігін ұстап тұра алмайды.

Жиіліктің айналуы мен активті қуаттың автоматты реттеуінің қажеттіліктеріне қайшылықтар болуына байланысты айналу жиілігін реттеу үшін гидрогенераторларда астатикалық, ал турбогенераторларда- статикалық автоматты реттеуіштері қойылады.

Қозғалмалы гидрогенераторлар жүктеме графигінің кездейсоқ өзгеретін бөлігін жабады, ал инерциялық турбогенераторлар-оның болжанатын базалық бөлігін.

Жиілікті реттелетін гидрогенераторларда гидротурбиналардың айналу жиілігін реттеу үшін электрогидравликалық автоматты реттуіштер қойылады, ол ПИ- немесе ПИД-алгоритімі бойынша функцияланады және өндірістік токтың жиілігін астатикалық автоматты реттеумен қамтамасыз етеді.

Жылулық турбиналар АЖАР (АРЧВ) бар гидродинамикалы болып өндіріледі, ол П-алгаритімі бойынша функцияланатын статикалық реттеуіш болып табылады.

Қалыпты жұмыс кезіндегі параллель жұмыс істейтін турбогенераторлардың арасында электростанцияның активті жүктемесін оңтайлы басқаруы, активті қуатты жеке астатикалық автоматты реттеу арқылы іске асырылады, берілген элементтерге - АЖАР (АРЧВ) ұстамасын өзгертетін элементтерге- импульстік уақыт әсері айналу жиілігін реттеудің статикалық сипаттамасына қолданылады және турбогенераторлардың жүктемесін өзгертеді.

ЖЭС және ГЭС жұмыс режимдерінің қазіргі заманға сай оңтайландыру құрылғылары, автоматтандырылған басқару жүйесінің технологиялық процесстері арқылы, жүйе астындағы бағдарламамен тиімді тарату бойынша қамтамасыздандырылады (АСУ ТП).

ЭГР-МП типті активті қуатты және жиілікті реттейтін автоматты электрогидравликалы микропроцессорлы реттеуіштер құрастырылды, олар гидравликалық та, сонымен қоса жылулық турбиналар үшін арналған және ГЭС энергоблоктарының екі еселенген гидротурбиналарын реттеу үшін.

3.2.1 Активті қуаттың және жиіліктің автоматты микропроцессорлық реттеуіштері

ЭГР-МП типті активті қуатты және жиілікті реттейтін электрогидравликалы микропроцессорлық реттеуіші АОҚ «Пром Автоматикада» (Санкт-Петербург қаласы) гидро- және турбогенераторлар үшін шығарылады. Гидрогенератордың реттеуіші ПИД-алгоритімі бойынша функцияланады және реттеудің астатикалық (горизонталь) сипаттамасын қамтамасыз етеді- генератордың қалыпты жүктелген кездегі $\omega=f(P)$ активті қуаттан жиіліктің тәуелділігі. ГЭС активті жүктемесі (жиілікті реттеуіш

сияқты) өзара параллель жұмыс істейтін гидрогенераторлар арасында жеке бағдарламалар бойынша таралады.

Гидроагрегаттарды іске қосу және бос жүріс режимдерінде П-алгоритіміне қосылу жүргізіледі, себебі бос жүріс кезінде гидравликалық турбинаның динамикалық құрамы интеграцияланатын буынның *р*-беріліс функциясы бойынша жазылады, ал реттеудің автоматты жүйесінде екі интеграцияланатын буынның болуы (біріншісі ПИД-алгоритімінің интегралдық құраушысын құрайды) құрылымдық тұрақсыздыққа алып келеді, яғни оның параметрлерінің кез келген мәндерінде қозып кетеді (автокабельдік жағдайға өтеді).

Турбогенераторларда автоматты реттеуді қолдану П- немесе ПД-алгоритімін функциялайды және статикалық реттеуіш болып табылады: реттеудің сипаттамасы – иілген, себебі ТЭС қалыпты жағдайда (МЕСТ бойынша рұқсат етілетін жиіліктің аз мәнінде) реттеуге қатыспайды, жиіліктің мәні номиналдыдан сезімталдылық жоқ аймаққа дейін ауытқу кезінде реттеуіш іске қосылады. Статикалық сипаттама кезінде параллель жұмыс істейтін турбогенераторлардың арасындағы электр станцияның активті жүктемесінің нақты таралуын қаматамасыз етеді.

ЭГП-ПМ автоматты реттегіші екі шет елдік микропроцессоры арқылы орындалған, яғни Ostagon және Fastwel фирмаларының стандартты модульдері арқылы. Олар өзара бірін бірі резервтей алады және «алып жүруші-алып жүреді» қағидасы бойынша функцияланады. Алып жүрішу микропроцессоры автоматты үштік («үшеудің екеуі» режиімінде жұмыс істейтін) арбиторы арқылы анықталады. Бұндай құрылым автоматты реттеуіштің функциялануының қажетті сенімділігін қамтамасыз етеді. Қайта қосудың соққыдан қорғанысын қаматамасыз ету үшін алып жүруші микропроцессор алып жүретінге өзінің ұстамасы және реттеуіштің жағдайы туралы бағдарламаны үздіксіз беріп отырады.

Автоматты реттегіштің аппараттық бөлігі де бар, құрамында жиілікті және активті қуатты өлшеу түрлендіргіштері бар. Жиілікті өлшеуіштік түрлендіру импульстік уақыттың сигналын индукциялық өлшегіштік түрлендіргішті қалыптастыру арқылы жүзеге асырылады, ол пластинаның, орамасы бар тұрақты магниттің ауасының тесілуінен біліктің бір рет айналған кезінде 2 рет қорғайтын-өндірістік жиіліктің бастапқы және соңғы периодттарында $T_п$, орнына қойылатын гидро- немесе турбогенератордың білігінде орнласқан былайша атағанда «жұлдызша» арқылы қоздырылады. $T_п$ периодына тең уақыт интервалдары құрылады. Уақыт интервалдары жоғары жиіліктің (өндірістікке қатысты) бірлік есептік импульстарымен толтырылады: $T_п$ периодының ұзақтығын көрсететін импульстік санды сигналдар құрылады, ол энергоагрегаттың айналу жиілігіне кері пропорционалды болады. Бағдарланатын логикалық матрицасы гидро- немесе турбогенратордың кернеуінің жиілігі туралы екілік жүйесінде санау сигналы құрылады, ол микропроцессорға түсіп отырады.

Жалпы жағдайда микропроцессор айтылғандай жиілікті реттеудің ПИД-алгоритімін құрады: көрсетілген сигналды реттеуіштің ұстамасымен

салыстырады- номиналды жиілікпен немесе активті қуатпен генератордың жүктемесіне сәйкес орналасқан (турбогенратордың реттеуінің статикалық сипаттамасы өздеріне параллель жоғары немесе төмен орын ауыстырылады, яғни турбогенератордың берілген активті қуатын жоғарлатқанда немесе төмендеткенде), яғни тұрақты айналу жиілігінің $\Delta\omega(nT)$ ауытқуын анықтайды. Жиіліктің ауытқуын сандық дифференциялдайды- алгоритімнің құраушысын дифференциялдауын құрайды. Гидрогенератордың айналу жиілігін астатикалық реттеу үшін қажетті интегральдық құраушыларды қамтамасыз ету үшін жиіліктің ауытқуын сандық интеграциялайды.

Көрсетілген сигналдардың қосындысы ЦАПқа келіп түседі, шығыстық сигналы өздігінен тұрақты токты болып келеді, ол сигналдардың қосындысының екілік кодына пропорционалды болады. Қуатты шығыстық күшейткішпен оны күшейткеннен соң ток сезгіштік әсер сияқты электрогидравликалық түрлендіргішке түседі (5.4-сурет).

Синхронды генератордың активті қуатының өлшеуіштік түрленуі сериялық аналогты өлшеуіштік түрлендіргіш арқылы іске асырылады. Оның үздіксіз сигналы өзгеретін абсолюттік мән және тұрақты токтың белгісі аналогты-сандық түрлендіргіш арқылы екілік сандық кодқа айналады, ол микропроцессорға түсіп отырады.

Өлшеуіштік түрлендіргіштің сандық сигналы бағдарлама арқылы синхронды генератор қуатына берілетін сигналмен салыстырылады- оның жүктемесінің нақты және қажетті әр түрлілігі қалыптасады, яғни қуаттың ауытқуы $\Delta P(nT)$. $\Delta P(nT)$ туралы ақпараттың сигналы сандық түрде интеграцияланады және ЦАП пропорционалды тұрақты токка түрленгеннен соң және күшейткіш электргидравликалық түрлендіргішке әсер етеді- жиілік пен активті қуат бойынша реттеуіштің қосындысының әсері. Осылайша тез әрекеттілік өндіріледі, бірақ қуаттың статикалық реттелуі.

$\Delta P(nT)$ сандық интеграциядан кейін сандық сигнал жиілік бойынша берілетін (орнықталатын) элементке әсер етеді, ол турбогенератордың статикалық реттеуішінің берілген жиілігін жоғарлатады немесе төмендетеді, яғни $\omega_у=\omega_{пр}> \omega_{ном}$ – активті қуаттың астатикалық реттелуін қамтамасыз етеді.Активті қуаттың реттелуі толығымен ПИ-алгоритімі бойынша жүзеге асырылады.

ЭГР-МП гидрогенераторының жүктелген жұмыс кезіндегі қалыпты режимі кезінде активті қуат пен жиілікті автоматты реттеуден бөлек басқа да функцияларды орындайды, негізгілері: гидроагрегаттың тоқтауы мен іске қосылуын қамтамасыз етеді және автоматты жүктемені немесе жылу турбинасының жылу кернеуленген бақылау бойынша оның металлының жүксіздендіруін қамтамасыз етеді. Генераторды синхронизацияға дайындау кезінде ω_{sy} жиіліктің әр түрлілігін автоматты синхрондау арқылы берілетін мәнге орнықтырады. Сонымен қоса «жинау» кезінде синхронды генератор арқылы жүктеуде гидро- және жылу турбиналарды газға қарсы қорғау жүзеге асырылады.

ЭГР-ПМ басқару тақтасының құрамында гидравликалық орындаушы қондырғылы микропроцессорлы автоматты басқару құрылғысы да бар.

Гидравликалық турбинаның айналу жиілігінің микропроцессорлы автоматты реттегіші. Біртұтас мемлекеттік ВЭИ өндірісі мен ААҚ «Инженерлік орталық ЕЭС- «Фирма «ОРГЭС»» филиалында Чебоксарлы ГЭС-тің гидротурбинасының айналу жиілігінің микропроцессорлы автоматты реттегіші құрастырылған, оның құрамына гидрогенератордың кешендік басқарудың микропроцессорлы жүйесі кіреді-МПРЧ типті реттегіші. Ленинградттық металл және «Электросила» зауыттарымен өндірістік біріккен ООО «Күштік машиналарға» электрогидравликалық реттегіштің айналу жиілігінің микропроцессорлы электрлік бөлігі бар гидротурбиналар түсіп отырады.

Автоматты реттегіштер, турбинаны іске қосу немесе бос жүріс кезінде пропорционалды әсер ететін алгоритімді кайта қосуы бар, ПИД-алгоритімі бойынша функцияланады, ол көрсетілгендей гидроагрегаттың айналуының автоматты жүйесін басқарудың тұрақтылығын функциялау үшін қажетті.

Алгоритм параллель қосылған бағдарламалық элементтің айналу жиілігін $\omega(nT)$ белгіленген жиілікпен $\omega_у(nT)$ салыстыратын сумматормен құрылады (5.3,а-сурет), сумматор *SM1* есептеу режимінде болады, санды дифференциатор *ZD* және сандық интегратор *ZJ1*. Сигналдардың қосындыларынан кейінгі белгіленген $\Delta\omega_у(nT)$ айналу жиіліктен ауытқуы туралы ақпарат, оның туындысы $\omega^{|}(nT)$, интегралда $\sum\Delta\omega(nT)$ және $I_{рег}$ ток ретінде сигналды сандық аналогтыдан аналогты-дискреттіге түрлендіру кезінде реттегіш ЭГП электрогидравликалық түрлендіргішке әсер етеді, ол реттегіштің электрлік бөлігін гидравликаның орындаушы бөлігімен байланыстырады- ГИУ гидравликалық қондырғысымен. Оның гидравликалық ГИУ қозғалтқышы қатаң кері теріс байланыс арқылы гидравликалық күшейткішке айналады, ол реттеудің тұйықталған автоматикалық жүйесінің функциялануының құрылымдық тұрақсыздығын жою үшін қажетті болып табылады: гидравликалық қозғалтқыш және турбина бос жүріс кезінде интеграцияланатын буын беріліс функциясымен сипатталады.

Гидрогенератордың активті қуаты мен айналу жиілігінің микропроцессорлы автоматикалық реттегішінің функционалды схемасы өлшегішті-түрлендіргіш аппаратты-бағдарламалы ИПЧ (5.3-сурет), микропроцессорлы есептеуіш ВЧ және аппаратты орындаушы ИЧ бөліктерден тұрады. Екі каналды өлшегішті-түрлендіргіш бөлігі стандартты: ИПЧВ айналу жиілігін аппаратты өлшегішті түрлендіргіштен және ИПАМ активті қуатты немесе гидротурбинаның бағытталған аппаратын ашатын датчиктен және жиілікті ЗЭЧ мен қуатты ЗЭМ беретін элементтерді интеграциялайтын бағдарламадан тұрады- реттегіштің $\omega_у$, $P_у$ ұстама элементтерінің өзгерісі микроэлектр қозғалтқышымен аппараттың орындалуымен болады. Олардың аналогты сигналдары әдетте, аналогты МПЛ мультиплексорлы АЦП аналогты-сандық түрлендіргіші арқылы, сандыққа түрленеді.

Микропроцессорлы есептеуіш бөлігі жалпы жағдайда айналу жиілігінің реттеуін ПИД-алгоритімімен және активті қуаттың реттелуін ПИ-алгоритімімен параллель әсер ететін бағдарламалық салыстыру элементтерімен құрады- ол нақты $\omega(nT)$ айналу жиілігін және $P(nT)$ қуатын берілген тұрақтылармен $\omega_у$, $P_у$

SM1 және SM2 сумматорлары есептеу режимінде болады. Олар пропорционалды құрауыш сигналын құрады, ZD сандық диффиренциалдағыш және ZJ1 мен ZJ2 интеграторлар – автоматты реттегіштің сигналдарын дифференциалды және интегралды алгоритмдерін құрады. ZJ1 интеграторы функциялауды ПД-алгоритімінде айналу жиілігінің реттегішін ауыстыру үшін қатаң кері теріс байланыстың (К контакт) қосылуынмен қамтылады.

SM5 сумматоры нәтижелеуші сандық сигналын құрады, ал сандық аналогты түрлендіргіш ЦАП- оның шығысындағы, күшейтуден кейін (күшейткіш схемада көрсетілген) ГИУ гидравликалық құрылғының орындаушы бқлігінің ЭГП электрогидравликалық түрлендіргішіне әсер ететін, басқарушы $I_{рег}$ ток түрінде әсер ететін аналогты-дискреттіні құрады.

Автоматты реттегіште жиіліктің екі аппаратты өлшегіштік түрлендіргіштері қарастырылған. Оның біріншісі- сандық импульстік, «жұлдызша» түріндегі индукциялық түрлендіргіштен импульстік сигналдарды қолданады, ол гидроагрегаттың білігінде және статорда орналасқан орамасы бар тұрақты магнитте қондырылған, онда жұлдызшаның тісшелерімен тұрақты магниттің ауа тесілуін жабу уақытының мезетінде импульстік ЭҚК индукцияланады.

Егер тісшелердің саны гидрогенератордың роторының екі қосындыларының санына тең болса, онда импульстер өндірістік жиілікпен қарастырылады. Гидрогенератордың айналу жиілігі туралы ақпараттың сандық импульстік сигналы жоғарғы жиілікті (өндірістікке қатысты) біріккен есептік импульс сияқты құрылады, ол уақыт интервалы бойынша орналастырылады, интервал гидрогенератордың кернеуі жиіліктің бір периодына тең.

Жиілікті екінші өлшуіштік реттегіш тахогенератордың гидроагрегатының білігіндегі, айналу жиілігіне пропорционалды, ЭҚК амплитудасының өлшегіштік түзеткіш түрлендіргіш болып табылады.

МПРЧ типті активті қуатты және айналу жиілігін микропроцессорлы автоматты реттегішінің алгоритімін құрудың құрылымждық схемасы z-операторлық түрде:

$$U_{\text{рег}}(\bar{z}) = \left(k_\omega + k'_\omega \frac{1-z^{-1}}{T} + k_{\omega\text{и}} \frac{T}{1-z^{-1}}\right) \Delta\omega(\bar{z}) + \left(k_p + k_{p\text{и}} \frac{T}{1-z^{-1}}\right) \Delta P(\bar{z}), \qquad (87)$$

Реттегіштің k_ω және k_p настройка коэффициенттері бар инерциясыз буындардан тұрады, мінсізге жақын дифференциалданатын k_ω' тұрақты уақыт өлшеміндегі коэффициентімен және $k_{\omega и}$ мен $k_{pи}$ кері тұрақты уақытты өлшемді коэффициенттерден де тұрады.

3.2.2 Турбогенераторлардың жиілігі мен қуатын реттеудің микропроцессорлық автоматты жүйесі

Электр станцияларының генераторларының жұмыс режимдерін автоматты басқару, гидродинамикалық және электрлік бөліктері бар, жиілік пен қуатты ретеудің автоматты жүйесі (АСРЧМ) арқылы іске асырылады. АСРЧМ-

нің іс жүзінде дамуы турбогенераторлардың қуаттарын реттеу жүйесінің электрлік бөлігіне микропроцессордың (ЭЧСР-М) қосылуымен қол жеткізілді.

Қуатты қалыпты режимде және жиілікті қиындатылған режимде автоматты реттеу ПИ алгоритіміне сәйкес МКУ басқару контурының асықпай әсер етуі арқылы жүзеге асырылады: реттеу әсері $P_{г.пр}$ жазылған мәнінен ΔР қуаттың ауытқуының интегралдық функциясы арқылы орындалады.

АСРЧМ микропроцессорлық электрлік бөлігі аварияға қарсы, яғни орнықтылықтың бұзылуына (АНПУ) және асинхронды режимін жоюына (АЛАР) қарсы, автоматика (ПА) сигналы бойынша турбогенераторлардың қуаттарын басқару БКУ контуры әсерімен жылдам әсер ету функциясын да орындайды, нақтырақ:

-қуатты қысқа уақытта жылдам әсерде төмендету- БИР турбинасында авариялық режимде динамикалық тұрақтылықты сақтау үшін импульсті жүксіздендіру.

-ұзақ уақытта төмендету-турбогенераторлардың ресинхронизациясы үшін және авариядан кейінгі режимдегі статикалық тұрақтылықты сақтау үшін ОМТ турбинасының қуатын шектеу.

Импульстік жүксіздендірудің жылдам әсер етуі ЭГП арқылы АРЧВ гидравликалық орындаушы бөлігінен тәуелсіз ЭЧСР-М әсер етуі арқылы қол жеткізіледі. ЭГП арқылы турбинаның орын ауыстыруын қамтамасыз ету функциясыда орындалады- өзінің өндірісінің мүмкіндігін тез өзгерту арқылы. Бұл кезде автоматты реттегіштің ПИД алгоритімі іске асырылады: реттеудің әсері қуаттың ауытқуымен және оның туындысымен (өзгеру жылдамдығымен) анықталады.

МКУ арқылы орнықтылықты автоматты реттеу АРЧВ ұстамасының микроқозғалтқыштың өзгеру элементіне ЭЧСР-М-нің уақыт импульстік әсер етуі есебінен қол жеткізіледі, ол бу турбиналарының гидродинамикалық реттегіштің МУТ турбинасымен басқару механизімі деп аталды: бағдарламалық түрде қуатты автоматты реттеудің (АРМ) позициялық функциясы орындалады. Тек осындай АРМ тұрақты жылдамдықты қозғалыстағы орындаушы элементтің интеграциясы кезінде автоматты реттеудің ПИ алгоритімін тұрақты түрде іске асырады, МУТ электр қозғалтқышы осындай болып табылады.

Микропроцессорлық ЭЧСРда тұрақталмаған электрлік емес параметрлердің ауытқуы туралы, нақтарақ, үнемі қысыммен (номиналды) турбинаның жұмысы кезінде $p_{с.п}$ жаңа будың қысымы туралы немесе тайғақ қысыммен жұмыс кезінде реттегіш клапандардың ашылуы Н туралы ақпарат қолданылады. Реттеудің алгоритімдерінің біреуі іске асады:

$$P_{г.у} - P_{г} + k_p(p_y - p_{с.п}) - k_f \Delta\omega = 0, \quad (88)$$

немесе

$$P_{г.у} - P_{г} + max(k_p \Delta p, k_H \Delta H) - k_f \Delta\omega = 0, \quad (89)$$

мұндағы $P_г$,$P_{г.у}$-турбогенератордың шынайы және орнықты активті қуаты;

$p_{с.п}$,$p_у$- жаңа будың шынайы және орнықты қысымы;

ΔH-$H_у$ орнықталған мәннен турбина клапандарының реттеуіштер жағдайларының ауытқулары;

k_f,k_p,k_H-реттегіш баптуының коэффициенттері.

Сандық түрде сигналдар SM1-SM4 сандық сумматорлардың есептеуінің іске асуымен құрылады, екі сигналдың максималдысынан: Δp бу қысымының ауытқуы бойынша немесе ΔH турбинаның клапанының жағдайымен- олардың салыстыруымен анықталады, схемада МАХ сигналының максималды бөлуімен көрсетілген.

Барлық станциядан АСРЧМ ($P_{у.г}$) немесе аврияға қарсы автоматикадан ($P_{гПА}$) түсіп отыратын сигналы арқылы көрсетілетін, энергоблоктың орнықталған қуатының өзгеру жылдамдығы (темп) турбина металының термиялық кернеуінен тәуелді ОТЗ тапсырма темпін шектеудің бағдарламалық модулімен қойылады. Генератордың қуаты $P_г$, айналу жиілігі ω және сезімталдылығы жоқ аймақта олардың ауытқуы $\Delta\omega_{нч}$ туралы ақпараттар ИПАМ активті қуатты, ИПЧ жиілікті өлшегіштік түрлендіргішпен және SM2 сумматорымен құрылады.

Энергоблоктың технологиялық қондырғы жұмысында қолаңсыз жағдай немесе технологиялық шектеулер пайда болғанда ЭЧСР-М иілгіштік функционалды құрылымы қайта қойылады. Мысалы, жаңа будың қысымы төмендеген жағдайда MIN минималды сигналды бөлгіш арқылы $P_{у.мин}$ сигналы бойынша қысымды қорғаныстық реттеу контуры іске қосылады, ал бугенераторының автоматты реттегішінің ауытқуы кезінде АРПГ құрылғысы жаңа будың қысымын реттеу режиміне өтеді.

МУТ электр қозғалтқышына асықпай әсер ететін МКУ басқару контуры бойынша ВИП уақыт импульстік түрлендіргіш арқылы ЭЧСР-М уақыт импульстік әсер етуі функционалдық схемада шартты түрде көрсетілген. $\Delta P_г$ және $\Delta\omega$ бойынша сигналдардың қосындысы SM5 сумматоры арқылы АРПГ-га да әсер етеді.

Автоматты басқарудың жылдам әсер ету контуры БКУ алдында көрсетілгендей ЭГП арқылы іске асырылады.

4 Электр қауіпсіздігін қамтамасыз ету шараларын қарастыру

Электр қауіпсіздігі бұл – қазіргі кездегі электр қондырғыларындағы және электр желісіндегі апатты жағдайларда адамның организміне электр тогының әсерін талдау және зерттеу арқылы, электр тогы туғызатын қауіпті жағдайларың пайда болуын жою үшін электр қондырғылары мен тораптардың сенімділігін жоғарлатуға бағытталған ұйымдастырушылық, техникалық, медициналық және әкімшілік шараларының жинтығы.

3 ереже болады:

1) ПТБ – ҚТЕ;

2) ПУЭ – ЭҚҚЕ;

3) ПТЭ – ТҚЖЕ.

Электр қондырғыларының түріне, номиналдық кернеуіне бейтарап режимдеріне қолданылу ортасына байланысты оларға қорғаныстық шаралардың қолданылуы қажет. Электр қондырғыларында келесідей техникалық қорғаныс шаралары іске асырылады:

-аз кернеуді қолдану;

-тораптарды бөлу;

-жоғарғы кернеуден, төменгі кернеудегі көшудегі туындайтын қауіптіліктен қорғаныс;

-оқшауламаны бақылау және сынау;

-жерге тұйықталу тоғының сыйымдылықтық тоқ құраушысын компенсациялау;

-тоқ өткізгіш бөліктерге кездейсоқ жанасудан қорғау;

-қорғаныстық жерге қосу;

-нөлдеу және нөлге қосу;

-қорғаныстық ажырату;

-электр тоғынан қорғаныс құралдарының қолданылуы. ПУЭ, ПТЭ және ПТБ бойынша реттеледі.

Біздің жағдайда үш қорғаныстық шараны қарастырып отырмыз. Олар: қорғаныстық жерге қосу, еңбек қорғау бөлімінде көрсетілген, нөлдеу және нөлге қосу мен қорғаныстық ажыратуды біз төменде келтіріп кетеміз.

4.1 Қорғанысты ажырату қондырғыларының (УЗО) түрлері

Техникалық орындау үшін УЗО-ның бірнеше түрлері бар. Төменде УЗО-ның топталуы келтірілген:

1) бағыты бойынша:

- асқын токтардан енгізілген қорғанысы жоқ УЗО;
- асқын токтардан енгізілген қорғанысы бар УЗО.

2) басқару әдісі бойынша:

- кернеуге функциялық тәуелді емес УЗО;
- кернеуге функциялық тәуелді УЗО.

Кернеуге феукнциялық тәуелді УЗО өз кезегінде мыналарға бөлінеді:

-кернеу жоғалған кезде уақыт ұстанымымен немесе онсыз күштік түйіспелерді автоматты түрде ажырататын қондырғылар. Кернеуді қалыпқа келтіру кезінде бұл қондырғылардың бір модельдері өзініің басты мақсатының түйіспелерін қайта тұйықтайды, қалғандары өшкен күйі қалады.

-Кернеу жоғалған кезде түйіспелерді ажыратпайтын қондырғыларға. Осы топтың қондырғыларының орындалуының екі нұсқасы бар. Бірінші нұсқада кернеу жоғалған кезде қондырғы өз түйіспелерін ажыратпайды, бірақ дифференциал ток туындаған кезде күштік тізбекті ажырату мүмкіндігін сақтайды. Екінші нұсқада кернеу жоқ болған кезде қондырғылар дифференциал ток туындаған кезде өшіруді жүргізе алмайды.

3) орнату әдісі бойынша:

- қозғалмайтын электр жетек кезінде стационарлы орнату үшін қолданылатын УЗО;

- қозғалмалы орнату және шнурлы жалғау үшін қолданылатын УЗО.

4) пульстер және токты жолдан саны бойынша:

- екі қорғалға полюстері бар екі полюстілер;

- төрт қорғалған полюстері бар төрт полюстілер.

5) өшіретін дифференциал токты реттеу шарты бойынша:

- номинал өшіретін токтын бір мәнімен УЗО;

- өшіретін токтың бірнеше тіркелген мәндерімен УЗО.

6) тұрақты токтың құраушысы болған жағдайда функциялау шарты бойынша:

- айнымалы дифференциал токқа әрекет етуші, баяу өсетін АС типті УЗО;

- синусойдалы айнымалы дифференциал токқа және пульстеуші тұрақты дифференциал токқа әрек ететуші А типті УЗО.

7) уақыт бойынша кешігудің болуымен:

- уақыт ұстанымы жоқ УЗО - жалпы қолдану типі;

- уақыт ұстанымы бар УЗО - S типті.

8)сыртқы әсерлерден қорғау шарты бойынша:

- өзін пайдалану үшін қорғанысты қабықшаны талап етпейтін, қорғанысты орындалған УЗО;

- пайдалану кезінде қорғанысты қабықша қажет болатын, қорғалмаған УЗО.

9) монтаждау әдісі бойынша:

- беткі монтаж УЗО;

- батырылған монтаж УЗО;

- панельді қалқанды монтаж УЗО.

10) лезде тармақталу шарты бойынша:

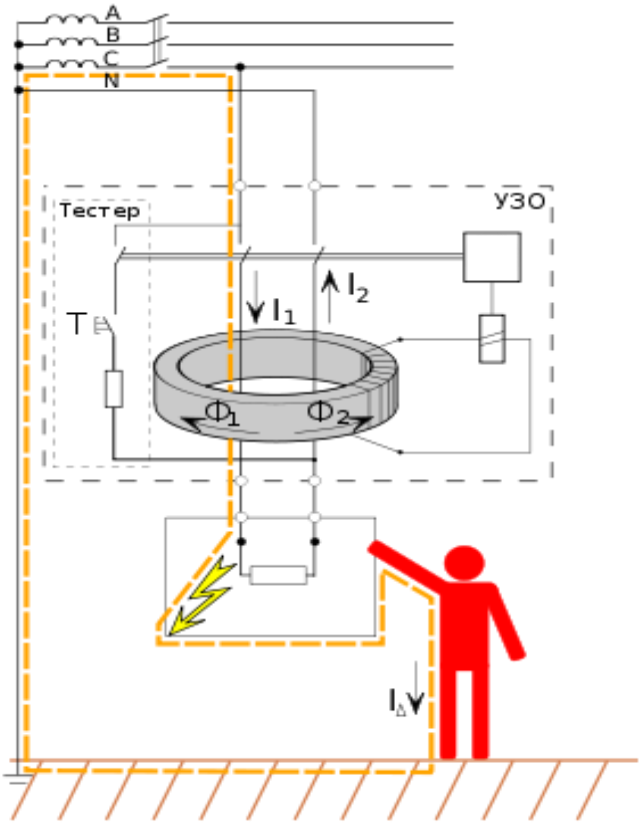
- В типті;

- С типті;

- D типті.

УЗО-ның жұмыс істеу принципі 3.1-суретте көрсетілген. УЗО құрылысын қарастыру кезінде қондырғыларды техникалық жүзеге асыру шарты бойынша екі типке бөлінеді:

Қоректендіру кернеуіне тәуелді емес УЗО. Қорғанысты функцияларды орынду үшін қажет энергия көзі ретінде дифференциал токқа әрекет ететін сигналдың өзі болады.



4.1 сурет - УЗО ның жұмыс істеу принципі.

Қоректің кернеуіне функциялық тәуелді УЗО. Олардың өшіру операциясын орындауға арналған механизмдері не бақыланатын желіден, не сыртқы көзден алынатын энергияны қажет етеді.

Қоректенудің кернеуіне функциялық тәуелді қондырғыларды қолдану олардың салыстырмалы арзандығына қарамастан, сенімділігі төмен болғандықтан, сыртқы факторлардың электронды схемаларының үлкен зақымдалуынан және т.б айтарлықтай шектелген.

4.2 Нөлдеуді есептеу

Жарылысқа қауіпті зоналарда, электр транспорттарында, кемелерде, су астында және осындай тағы басқа жерлерде жерлендіру мен нөлдеу болмайды. Электр қондырғыларының, ток өткізгіш бөліктердің оқшауламалары бұзылған кезде қондырғының ток жүрмейтін металл бөліктері кернеу астында болады. Осы сәтте сол бөлікке адам жанасса адам электр тогының әсеріне ұшырайды. Жерлендіру мен нөлдеу осындай жағдайда адамды электр тогынан қорғау мақсатында орындалады.

Жермен байланысы жоқ торапта қысқа тұйықталу болған кезінде (мысалы, электр қозғалтқыштың оңашалау орамы зақымдалған кезде),

тораптың потенциалы жерге қатысты фазалық шамаға жетеді, ал қос тұйықталу кезінде – желінің сызықтық кернеуінің шамасына жетеді. Егер дәл сол жағдайларда торап жерлендірілген болса, онда оның потенциалы жерлендіргіштің потенциалына дейін төмендейді, соған байланысты жанасу кернеуі қауіпсіз шамаға дейін төмендеуі мүмкін.

Одан басқа, жерлендіру бар болған кезде, кедергілі қорапты ұстаған адам жер мен торап арасындағы тізбекке параллель қосылады. Егер бұл жағдайда жерлендіру ағып таралу тогының кедергісі адам денесінің кедергісінен кіші болса, онда жерлендіру тогының негізгі бөлігі жер арқылы өтеді, ал дене арқылы өтетін ток шамасы аз болады және зақымдану бұл кезде болмайды.

Сонымен, қорғайтын жерлендіргіш қысқа тұйықталу кезінде адам, қорғалатын құрылғының қорабын ұстаған кезде, адамның денесі арқылы өміріне немесе денсаулығына қауіпті болатын ток шамасының өтуін болдырмайтындай, жер мен қорғалатын құрылғының қорабы арасында, жеткілікті аз кедергімен электрлік байланысты құру үшін қажет.

Қорғаныстық жерлендіру деп электр қондырғылардың қалыпты жұмысы кезінде кернеу астында болмайтын, бірақ оқшауламаның бұзылуы нәтижесінде кернеу астында болатын бөліктерін жермен байланыстыру.

Нөлдеу деп электр қондырғылардың ток жүрмейтін металл бөліктерін нөлдік сыммен қосу.

Электр қондырғылардың қорғаныстық жерлендіруі мен нөлдеуі айнымалы токтың кернеуі 380В – тан, тұрақты токтың кернеуі 440В – тан жоғары болған кезде міндетті түрде болуы керек. Қорғау жерлендіргіші электр қауіпсіздікті қамтамасыз ету шарасы ретінде кернеуі 1000 В-қа дейінгі үшфазалық үш өткізгіштік желілермен, оқшауланған бейтараппен және кернеуі 1000 В-тан жоғары кез келген желілермен бірігіп қолданылады, бірақ соңғы жағдайда потенциалдардың түзетілуі міндетті түрде болуы керек.

Кернеуі 1000 В-қа дейінгі жерлендірілген бейтарабы бар желілерде жерлендіру жеке қорғау шарасы ретінде электр қауіпсіздікті қамтамасыз етпейді. Бірақ ол нөлдеумен бірге қолданылады және қауіпсіздіктің шарттарын жақсартады.

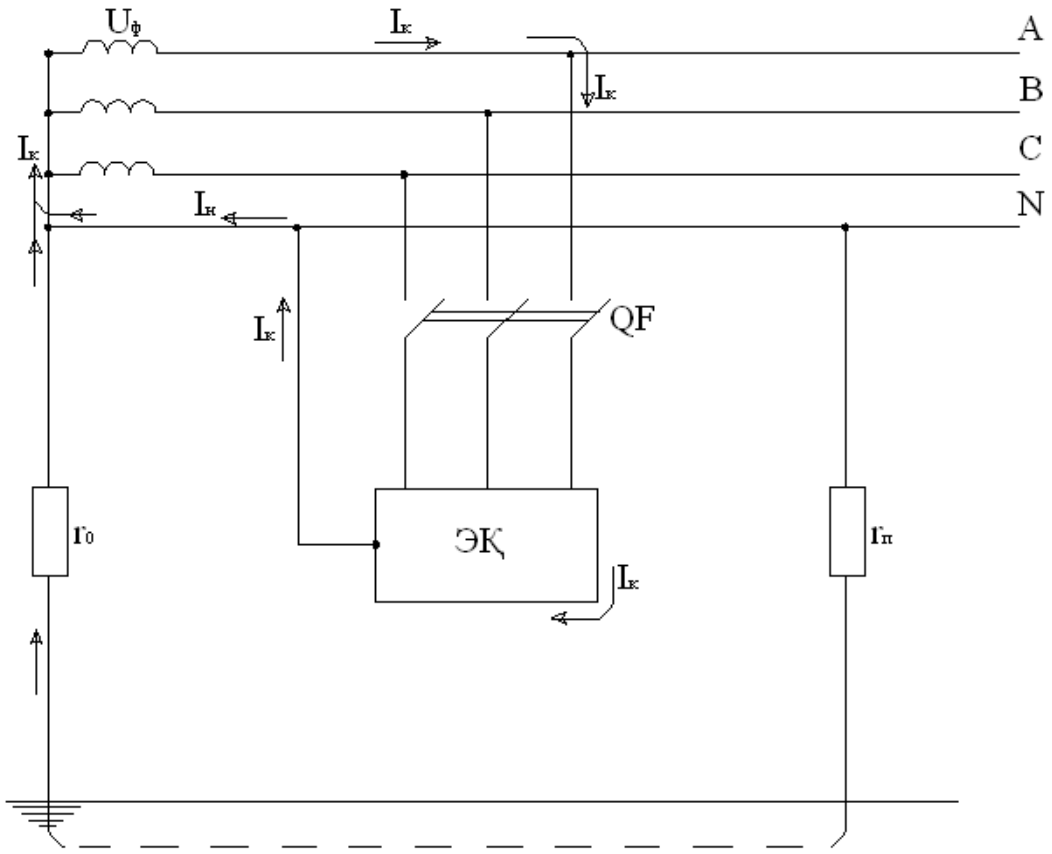
Өшіру қабілеттілігін есептеу: Электр қондырғысының корпусына тұйықталған фаза автоматты түрде ажыратылады, егерде қысқа тұйықталу тогының мәні мына шартты қанағаттандырса:

$$I_K \geq kI_{НОМ}, \qquad (4.1)$$

мұндағы $I_{НОМ}$ - сақтандырғыштың немесе автоматтың іске қосылу номинал тогы, а;

k-токтың еселік коэффиценті.

k-коэффицентінің мәні сақтандырғыштың типіне байланысты таңдалады. Біздің жағдайда автомат таңдалғандықтан k- нің мәнін 1,25-1,4 деп аламыз.



4.2 сурет - Нөлдеудің принципиалды сұлбасы.

4.2 Жоғарғы вольтті қабылдағыштар үшін қауіпсіздік шараларын құру

4.2.1 Оқшауламаны бақылау

Жерден оқшауланған электрлік желінің жұмысы, энергиямен қамтамасыз етудің жоғары сенімділікті қажет ететін және электрмен жарақаттану шарты бойынша аса қауіпті болып табылатын, барлық электр қондырғыларында қолданылады

Оқшауламаны бақылау жерден оқшауланған электр желілері үшін міндетті болып табылады, себебі оқшауланған нейтральда жұмыс істейтін қондырғылардан энергиямен қамдаудың аса жоғары сенімділігі талап етіледі және де электрмен жарақаттану шарты бойынша олар жоғары қауіптілер қатарына жатады. Сондықтан мұндай қондырғыларға оқшауламаның бақылауын жүргізу маңызды мәселе болып санадады.

Бұл қондырғыларға мынандай энергиямен қамтамасыз ету жүйелері жатады:

1) ауруханалар, әскери кемелер;

2) темір жол байланыстары және өнеркәсіптер;

3) тау-кен, мұнай және газ өнімдерін қазбалаумен, химия өндірісімен айналысатын бірлестіктер;

4) жарылысқа қауіпті, және де зерттеу-лабараториялық өндірістер.

Жерден оқшауланған электр қондырғыларында және электр желілерінде, қауіпсіздік және сенімділік шарттары оқшауламаны бақылау жағдайымен, сапасымен, кедергісімен және сыйымдылығымен анықталады. Оқшауламаны бақылаудың қажетті деңгейдегі кедергісін қамтамасыз ету үшін, электр желісінде немесе қандай да бір электрлік қондырғыға ережеге сай, оқшауламаны бақылау қондырғыларымен іске асырылатын, тұрақты автоматты оқшауламаны бақылауды енгізу болжанады.

IT-желілерінде электр қауіпсіздік шарттары жерге қатысты оқшауламаның жоғары кедергісінің көмегімен жүзеге асады, бірақ та аса жоғары дәрежедегі қауіпсіздікке жеткен шартта оқшауламаны бақылау қондырғысының қолданылуы ақталады.

Іске қосылып тұрған тұтынушылар немесе кернеу астындағы желілірдегі оқшауламаның кедергісін өлшеу, оқшауламаны бақылау қондырғысының негізгі міндеті болып саналады.

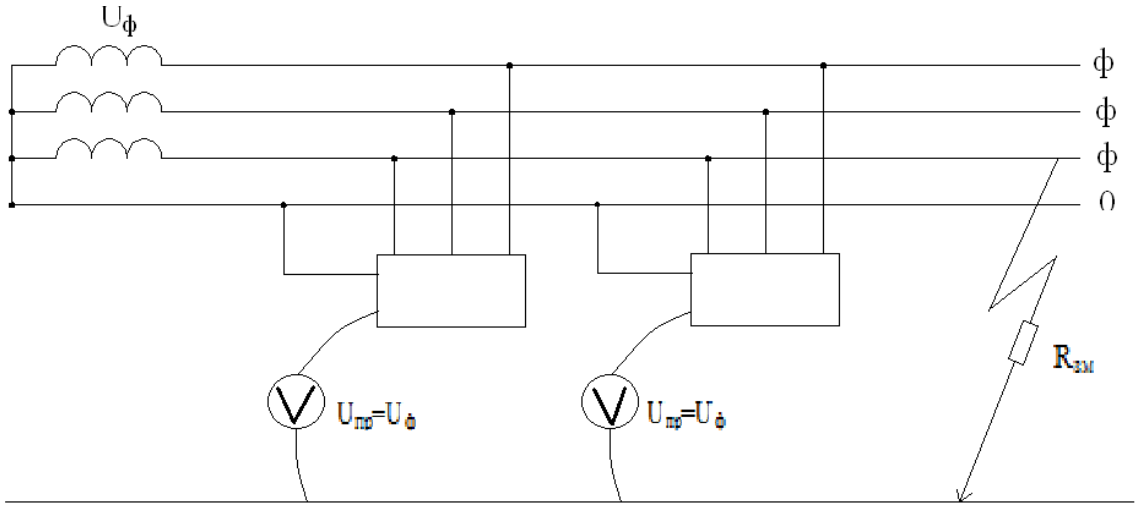
4.2.2 Жоғарғы вольтты электрлік қондырғыларды жерлендіру

Электр машиналарының, аспаптарының және басқа да құрылғылардың металл қаңқаларының электрлік сымдар арқылы жермен байланысуы жерлендіру деп аталады. Жердің электрлік потенциалы нөлге тең деп алынатындықтан, жерлендіру жүйесіне қосылған барлық металл құрылғылар авария немесе электр қондырғысының дұрыс істемеуі кезінде кернеу астында қалған жағдайда да нөлдік потенциалға ие болады.

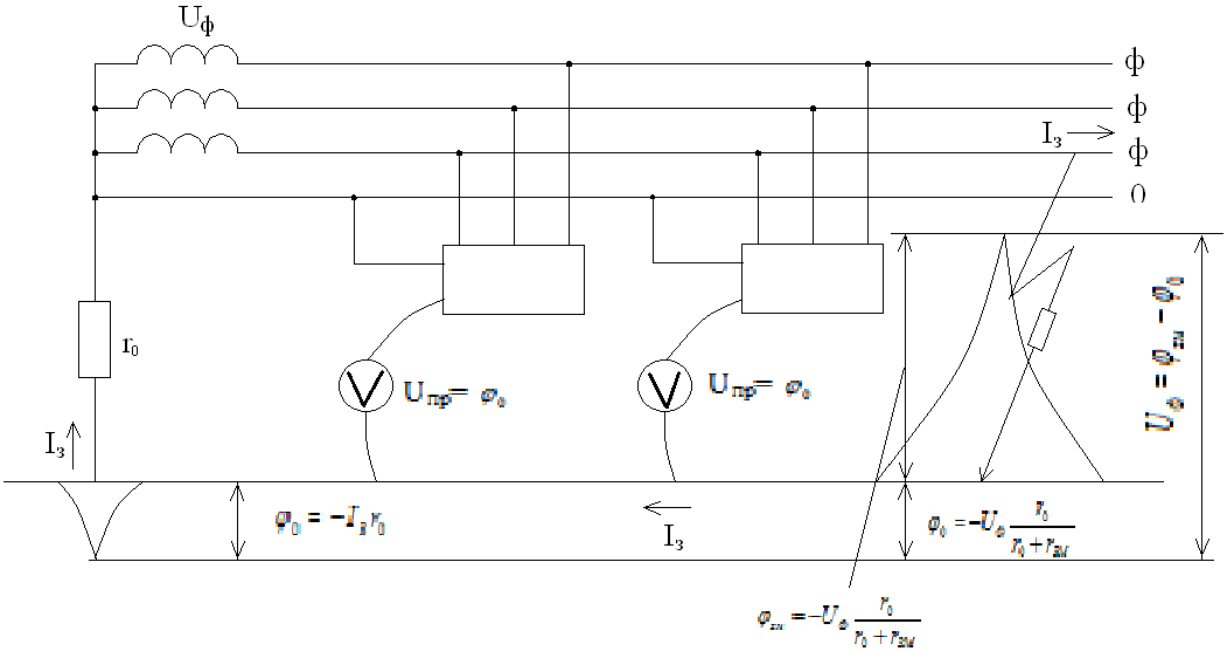
Жоғары кернеулі қондырғыларды қолданған кезде жерлендіру ерекше маңыздылыққа ие болады. Қондырғы қуатына және түріне байланысты жерлендіру қондырғыларына қойылатын талаптар әр түрлі. Жылжымалы және жиналмалы аппараттарды жерлендіру үшін жер асты желісіне, сумен толтырылған су жүретін металл трубалардың байланысы қолданылуы мүмкін. Жерлендіру үшін орталық жылу трубаларын қолдану рұқсат етілмейді. Жылжымайтын жоғарғы вольтті электрлік қондырғыларды қолданған жағдайда, жерлендіруге ұшырайтын барлық сымдар, жердің астына грунт деңгейінде немесе тамырлардың қату деңгейінде көмілген электродтардың коррозиясына берік, үлкен көлемді аумақтағы металлмен байланысқан жерлендірудің арнайы сымына жалғанады. Жерлендіру сенімділігін жүйелі түрде тексеріп тұру қажет.

Оқшауланған бейтарабы бар желіде нөлдеу зақымданған қондырғының өшуін жерлестірілген бейтарабы бар желідегідей сенімді өшіруді қамтамасыз етеді (4.3 а-сурет).

Жерлестірілген бейтарабы бар желіде осындай зақымдану кезінде қауіпсіз жағдай болады (4.3 б-сурет).



а)



б)

а) оқшауланған бейтарапты желі; б) жерлестірілген бейтарапты желі.

4.3 сурет - Үш фазалық төрт сымдық желідегі фазаның жерге тұйықталуы

Бұл жағдайда $U_ф$ - фазаның жерге тұйықталу кедергілеріне және бейтарапты жерлестіруге пропорционал бөлінеді, нәтижесінде:

$$\varphi_0 = -I_З r_0 = -U_Ф \frac{r_0}{r_0 + r_{ЗМ}} \quad В.$$

Сәйкесінше, 1000В дейін үш фазалы төрт сымды желіде бейтарапты жерлестірудің бағыты – нөлдік сымның кернеуінің мәнін жерге қатысты қауіпсіз мәнге дейін төмендету.

Нөлдік сымды қайта жерлестіру қорғанысты нөлдеудің өшіруші қасиетіне әсер етпейді және оны пайдаланбауға да болады.

Бірақ нөлдік сымды қайта жерлестіру болмаған жағдайда, фазаның корпусқа тұйықталуы кезінде нөлденген қондырғыға жанасатын адамдар үшін

қауіп туады. Сонымен қатар нөлдік сым үзілген жағдайда, бұл қауіп күрт өседі, себебі жанасу кернеуі желінің фазалық кернеуіне жетуі мүмкін.

Оқшауланған бейтарапты электрлік қондырғыларда жерлендіру құрылғыларын есептеу, бұл:

- грунттың есептік кедергісін анықтау ($\rho_г$);
- жерлендіру құрылғысының кедергісін ($R_з$)және жерге тұйықталудың есептік тогын ($I_з$,) анықтау;
- электродты таңдау және олардың кедергісін есептеу;
- вертикал электродтар санын анықтап оларды жоспарда орналастыру.

ҚОРЫТЫНДЫ

Осы дипломдық жұмыста кернеуі 220 кВ қосалқы станцияның тұтынушыларын қоректендіруші электр торабын жобаладым. Бұл жұмыстың бірінші бөлімінде мен 5 қосалқы станцияларының берілген мәндері бойынша электрлік есебін жүргіздім. Осы қосалқы станциялардағы электр беріліс желісінің номинал кернеуін таңдадым. Қауттарына байланысты АТДЦТН-125000/220 трансформаторларын таңдадым.

Осы дипломдық жұмысты даярлау үрдісінде мен кернеуі 220 кВ электр беріліс желісін жобаладым. Ең алдымен Стилла формуласы бойынша желінің кернеуін анықтадым. Жобалау кезінде қосалқы станция трансформаторларының типін және қуатын таңдадым және олардың қуат шығындарын есептедім. Сымдардың параметрлерін таңдау алдында сымның қимасын таңдадым, ол участоктың токтарына байланысты алынады, яғни АС-240/32 алюминий болат маркалы сымды таңдадым.

Сонымен қатар желінің кернеу шығындарын, желінің технико-экономикалық тиімділігін есептедім. Тиімдісі бірінші нұсқа болды. Және де ең маңызды нәрсе, ол желінің максималды жүктеме мен минималды жүктеме кезіндегі қуатты есептеу, содан кейін қосалқы станцияның минималды режимін есептеу болды. Апаттық режимді есептеу кезінде мен бір участокты қиып алдым, содан кейін оның жүктемелерін қалған участоктарға қоса отырып оның есептік қуатын және кернеу шығындарын есептедім. Сонымен қоса қысқа тұйықталу токтарын анықтадым, трансформатордың дифференциалдық қорғанысын есептедім. Ең соңында мен сымдардың механикалық есептеулерін жүргіздім. Және өлшкуіш ток пен кернеу трансформаторларын таңдадым. Ал арнайы бөлімде жиілік пен қуат асқындауын кешендік реттеуді, яғни реттегіштердің тиімділіктерін қарастырдым, және кернеуі 220кВ электр торабын есептеу және фазалық ығысуды баяу реттеу жүйелерін қолдануны қарастырдым.

ҚОЛДАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1 Блок В.М. Электрические системы и сети. М.: «Высшая школа», 1986-294 с.

2 Басс Э.И., Дорогунцев В.Г. Релейная защита электроэнергетических систем. Учебное пособие / Под ред. А.Ф. Дьякова. – 2-е изд., стереот. – Изд

3 Веников В.А. Электромеханические переходные процессы в электрических системах.-М.: Высшая шк.,1985-536б.

4 Глазунов А.А., Электрические сети и системы, Госэнергоиздат,1980 - 246 б.

5 Идельчик В.Н. Электрические системы и сети. М: Энергоатомиздат, 1989-251 б.

6 Евдокунин Г.А. Электрические системы и сети. Учебное пособие для студентов электроэнергетических спец. вузов. - СПб: Издательство Сизова М.П. 2001 -360 б.

7 Мельников Н. А., Солдаткина Л.А., Регулирование напряжения в электрических сетях.: –изд-во Энергия, 1982 - 353 б.

8 Овчаренков Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. Москва. – Издательство НЦ ЭНАС, 2000 – 503б.

9 Окуловская Г.Я., Павлова М.В., Паниковская Т.Б., Смирнов В.А., Устойчивость электрических систем. Учебное пособие. Екатеринбург.-УГТУ,2001 - 60б.

10 Правила устройства электроустановок, изд-во «Энергия», 2005- 201 б.

11 Учебное пособие под ред. Г.И. Денисенко Электрические системы и сети. М.: Высшая школа, 1986-283 б.

12 Ульянов С.А. Электрмагнитные переходные процессы в электрических системах.-М.: Энергия, 1968-456 б.

13 Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях. Учебное пособие для электроэнергетических специальностей. /Под ред. В.Л. Строева, -М.: Высшая школа, 1999-198 б.

14 Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем. –М: издательский дом МЭИ, 2010-336б.