ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр станция пары, торалтары және жүйелері
кафедрасы

«Қорғауға жіберілді»
Кафедра меңгерушісі

_____
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)
_____«_____»_____**20___ ж.**
(қолы)

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: Маңғыстау энергетикалық компаниясының аймағындағы жаңа 110/10 кВ қосалқы станциясын жобалау.
мамандығы бойынша

Орындаған Садуакасов Б. А. ЭССк-12-1
(аты - жөні) (тобы)

Жетекші аға оқытушы Дүйсенова Ш. Т.
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер:

Экономикалық бөлім бойынша :
э.ғ.к., проф. Жакупов А. А
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____«31»_____05_____ 20_16_ж.
(қолы)

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:
доцент Абдимуратов Ж. С.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____«____»_____ 20____ ж.
(қолы)

Мөлшер бақылаушы:
аға оқытушы Соколова М. С.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____«____»_____ 20____ ж.
(қолы)

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

Алматы 2016

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр энергетика факультеті
5В071800 мамандығы
Электр станциялары, торлары және жүйелері кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Садуакасов
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы Маңғыстау энергетикалық компаниясының аймағындағы жаңа 110/10кВ қосалқы станциясын жобалау
ректордың «19» 10. 2015 №148 бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «____»_____20___ ж.

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

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

1. Қолданыстағы торап сұлбасын талдау
2. Болашақтағы торап сұлбасын талдау
3. Жобаланатын қосалқы станцияның типін таңдау
4. Қабылданған нұсқада жұмыс режимін талдау
5. Қысқа тұйықталу токтарын есептеу
6. Өмір тіршілік қауіпсіздігі
7. Экономикалық бөлім

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

1. Правила устройства электроустановок. - М. ЭнергоАтомиздат 1986г. - 648 стр
2. Рокотян С.С., Шапиро И.М. Справочник по проектированию эл. энергетических систем, 1995 г.
3. Пособие к курсовому и дипломному проектиров-ю для электроэнергетических спец. Уч. пособие. 1981г.
4. Санатова Л.А., Мисриханов М.Ш., Шунтэв А.Р. Проектирование схем. эл. уст. Уч. пособие. 2005г.
5. Дюсебаев М.К., Абдимуратов Ж.С. Уч. пособие БЖД. 2008 г.

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	қолы
Әмір тіршілік қауіп	Абдимуратов Ж.С		
Эконом. бөлім	Жакупов А.А.		
Мөлшер бақылауды	Соколова И.С.		

Диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1.	Қолданыстағы тораптың талдау.		
2.	Болашақтағы торап сұлбасын таңдау.		
3.	Жобаланатын КС түрін және сұлбасын таңдау.		
4.	Қабылданған нұсқада жұмыс режимін есептеу.		
5.	Таңдалған нұсқа үшін КТ тогын есептеу.		
6.	Өміртіршілік қауіпсіздігі		
7.	Экономикалық бөлім.		

Тапсырманың берілген уақыты «_____»_____20___ж.

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

Жоба жетекшісі _____ _____
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

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

Аңдапта

«Маңғыстау энергнтикалық компаниясының аймағындағы жаңа 110/10кВ-ты қосалқы станциясын жобалау» тақырыбындағы дипломдық жұмыста аналитикалық зерттеулер және оларды орындау бойынша тапсырмалар келтірілген.

Дипломдық жұмыста қарастырылып отырылған ауданның электр жүйесінің жағдай талдау және 2012-2020 ж.ж. жүктеменің артуы қарастырылған. Берілген жүйенің екі түрлі даму нұсқасы таңдалған. Осы даму нұсқасының техника экономикалық салыстыруы келтірілген. Жүйенің жұмыс режимдерінің электрлік есептеулері жасалған.

«Жаңа» қосалқы станциясындағы негізгі қондырғыны таңдау және сынау мақсатында тұйқталған ток шамасы есептелген.

Өмір тіршілік қауіпсіздігі және Экономика бөліміндері де қарастырылған.

Анотация

В дипломной работе на тему «Проектирование подстанций 110/10кВ Мангыстауской РЭК» был произведены аналитические исследования по теме работы и поставлены задачи по их реализации.

В дипломной работе проведен анализ состояния электрических сетей рассматриваемого района, перспективный рост нагрузок на 2012-2020 гг. Были выбраны два варианта развития данной сети. Выполненное технико-экономическое сравнение вариантов развития. Был произведен электрический расчет рабочих режимов сети.

С целью выбора и проверки основного оборудования на подстанцию «Новая» произвели расчет токов к.з.

Имеются разделы «Безопасность жизнедеятельности» и «Экономика».

Annotation

In the research paper entitled "Design of substations 110/10 kV Mangistau REC" was produced analyzes on performance and set targets for their implementation.

The research paper analyzes the state of electrical networks of this region, promising loads of growth in 2012-2020. Two variants of this network have been chosen. Performed technical and economic comparison of options. electric network calculation of operating conditions was performed.

From the substation "New" the purpose of the main equipment selection and verification of calculated the short-circuit currents.

There are sections of "Health and Safety" and "Economy".

Мазмұны

	Кіріспе	7
1	Қазіргі таңдағы бар торап сұлбасы күйін сұлбасын талдау	8
1.1	Аумақтың географиялық сипаттамасы	8
1.2	Қорек көзі және тұтынушылар сипаттамасы	9
1.3	Жаңа ЭБЖ және Қосалқы сатансия құрылысын негіздеу	11
2	Болашақтағы торап сұлбасын талдау	14
2.1	Тораптың мақсатқа сай конфигурациясын құрастыру	15
2.2	Бірінші нұсқа үшін өткізгіштің қимасын таңдау және есептеу	17
2.3	Бірінші нұсқа үшін қосалқы стансаның тансформаторын таңдау	19
2.4	«RASTR» бағдарламасында бірінші нұсқа үшін есептеу жүргізу	21
2.5	Екінші нұсқа үшін өткізгіштің қимасын таңдау және есептеу	23
2.6	Екінші нұсқа үшін қосалқы стансаның тансформаторын таңдау	24
2.7	RASTR бағдарламасы бойынша екінші нұсқа үшін есептеу	25
2.8	Нұсқаларды техник-экономикалық салыстыру	27
3	Жобаланатын қосалқы стансия типін және сұлбасын таңдау	35
4	Торапта қабылданған нұсқада жұмыс режимін есептеу	38
4.1	Тораптың қалыпты режимінің есебі	38
4.2	Электр торабының максималды режимдегі есебі	40
4.3	Электр торабының минимал режимдегі есебі	42
4.4	Электр торабының апаттан кейінгі жұмыс режимі есебі	45
5	Таңдап алынған нұсқа үшін қысқа тұйықталу тогын есептеу	48
5.1	Үш фазалы қысқа тұйықталу тогын есептеу	49
5.2	Қосалқы станса жабдықтарын таңдау	52
5.3	Кернеудің барлық деңгейінде айырғыштарды таңдау	56
5.4	Кернеудің барлық деңгейлерінде өлшеу трансформаторларын таңдау	57
6	Өміртіршілік қауіпсіздігі	62
6.1	Кернеуі 110 кВ электр қондырғыларын жөндеу барысында қойылатын электр құрылғыларын орнату ережелерінің (ЭҚО) талаптары	62
6.2	Трансформаторларды жобалауда шудың деңгейін бағалау және есептеу	65
6.3	Дистпечерлік бөлмедегі ауа алмасу кондинсациялауға есеп жүргізу	73
7	Экономикалық бөлім	79
7.1	Жұмысты істеудің мақсаты	79
7.2	Инвестициялық жоспар	81

7.3 Инвестициялардың қаржы-экономикалық тиімділік көрсеткіштері 83
Қорытынды 86
Қысқартулар мен белгіленулер тізімі 87
Әдебиеттер тізімі 88

Кіріспе

Қазақстанның электрэнергетика саласы өзінің қиын даму кезеңінен өтіп,қарқынды түрде дамып келуде. Электрэнергетикадағы функционалдану және оның өндірісте ауқымды түрде кеңеюі елдің өтпелі нарықтағы экономикасына барынша септігін тигізді. Халық шаруашылығын сенімді әрі қауіпсізэлектр энергиямен жабдықтау талабы өсті. Сондықтан қазіргі таңда Қазақстан Республикасының барлық аумағында жүктеме тораптарында электр энергиясын тұтынушылар көлемі өсіп келе жатқаны байқалады.

Қазақстан электр энергетикасы 1991 жылдан дағдарысты жағдайды бастан кешірді. Республиканың қолданыстағы энергетикалық қуаты 1990 жылдың басында 17000 мВт-қа жуық болса, 1998 ж. ортасына қарай бұл қуат 10000 мВт-қа дейін қысқарды. Бұл кезеңде Алматыда, Қарағандыда, Петропавлда, Жамбылда, Шымкентте, Павлодарда ірі аймақтық су электр станциялары (АСЭС) салынды. Ертіс өзенінде Өскемен және Бұқтарма су электр станциялары (СЭС), Іледе Қапшағай СЭС-і жұмыс істеді. Аса ірі Ақсу АСЭС-ы Екібастұз кенішінің арзан көмірін пайдаланды.Осындай жағдайлардың барлығында функциональды басқару тәсілімен болашақ структура-технологиялық мәселелерді анықтап және шешіп дәстүрлі емес электр энергетикасн дамыту қажеттігін туғызды.Сөйтіп қазіргі таңда Қазақстан өзінің электр қуаты жөніндегі мұқтаждарын толық қамтамасыз ететін әрі оны өзге елдерге шығаратын ахуалға жетті.

Келтірілген прктикалық есептік жұмыста тұтынушылардың 2012 жылдағы қабылдауға мүмкін болатын перспективті жүктемелері қарастырылған және Маңғыстау облысы Электр торабындағы Қаражанбас кен орнында Электр торапта 110-220 кВ желіні дамыту шараларын қамтиды.

Электрлік тораптар мен жүйелерді жобалаудың міндеті энергожүйелердің дамуын анықтайтын, электрмен қамтамасыз етудің сенімділігі мен электрэнергиясының сапасы жөнінен техникалық шектеулер қойылған кезде, тұтынушыларды электрлік және жылу энергиясымен қамту шығынын төмендетуді қамтамасыз ететін шешімдерді технико-экономикалық негіздеу және өңдеу болып саналады.

Электрлік тораптарды жобалаудың түрлі кезеңдерінде құрамы мен көлемдерінің әртүрлі міндеттері шешіледі. Төменде электр торапты жобалуда қойылатын талаптар, міндеттері жөнінде, электр тораптың конфигурациясын таңдау, қосалқы станция үшін трансформатор таңдауды және тағы басқа да жағдайларды қарастырамыз.

1 Қазіргі таңдағы торап сұлбасының күйін талдау

1.1 Аумақтың географиялық сипаттамасы

Маңғыстау– Маңғыстау облыстық Орталық Ақтау әкімдігіне қарасты кент (1966жылдан),темір жол станциясы Ақтау қаласынан Солтүстік-шығысқа қарай 5 км жерде орналасқан. Тұрғыны 2011 жылғы санақ бойынша 349,6 мың адам,жер аумағы 165,7 мың км^2 ауданды қамтиды. Халықтың орташа тығыздығы 1 км^2 -ге 2,1 адамнан келеді. Іргесі 1966 жылдан Ақтау-Бейнеу темір–жолын салуға байланысты қаланған. Манғыстауда “Маңғыстау Мұнай-газ” АҚ-ның 4 мекемесі, Атырау тасымалдау бәлімшесіне қарасты 13 темір жол мекемесі, мұнай-газ өнеркәсібінің 4 кәсіпорыны, агроқнеркәсіп, сушаруашылығы сондай-ақ жол құрылысы материалдарының комбинаты, мұнай өнімдерінің базалары орналасқан.

Мұнда мұнай мен газдың 59 кенорны (Өзен, Жетібай, Қаламқас ,Қаражанбас, Солт.Бозащы, Тенге, Тасболат және т.б) бар.Ауа райы қатал континеттік, өте құрғақ. Ауаның орташа температурасы қаңтарда -4-9° С, шілдеде +25 +29° С (кейде +45^0 С-қа дейін көтеріледі).Орташа жиынтық радиация Маңғыстау облысында 150 ккал/см^2 (немесе 5796 МДЖ/м^2) жетеді, оның негізгі бөлігі мамыр-тамыз айларына келеді.Маусым айында 16-18 ккал/см^2 жиынтығы радиация болса, қаңтар айында 5-6 ккал/см^2 азаяды. Жылдық жауын-шашынның мөлшері 120 – 160 мм. Каспий теңізі жағалауында температура қыста солтүстікте мұз жиегінде –0^0 – 0,5^0 болса, оңтүстігінде -10^0, ал жазда тиісінше +25^0 және +28^0 өзгереді.Теңіздің орташа тұздылығы 12%.

Қаражанбас мұнай кен орны Маңғыстау облысының Бейнеу ауданында, Ақтау қаласынан Солтүстік-шығысқа қарай 140 км жерде орналасқан. Кен орны 1974 ж. ашылған. Ол ендікке жуық бағытта созылған, амплитудасы 100 м, қалпы өзгерген брахиантиклинальдық қатпардан орын алған. Шоғырлардың барлығы мұнайлы, тек бір блогында ғана газ-мұнайлы шоғыр орналасқан. Блоктардағы бастапқы қабаттық қысымдар 3 – 5,75 МПа аралығында, температура 25°С-тан 37°С-қа дейін өзгереді. Мұнайлардың шығымы 1,2 – 76,8 м^3/тәулік. Құрамында ванадий мен никель кездеседі. Қабат сулары химиялық құрамы жағынан хлоркальций типті,тығыздығ 1,03 г/см^3, минералдары 40 – 76 г/л, бром, бор, йод микроэлементтері мол кездеседі. Кен орны 1980 жылдан игерілуде.

«МАҢҒЫСТАУМҰНАЙГАЗ»-мұнай-газ кәсіпорны. 1963 жылы қарашада «Маңғышлақмұнай» бірлестігі болып құрылған.1999 жылы қаңтарда осы атпен ашық акционерлік қоғамға айналды. «МАҢҒЫСТАУМҰНАЙГАЗ» кәсіпорнының өнеркәсіптік нысандары – Қаламқас пен Жетібай нысандары. Кәсіпорында жылына 4500 мың тонна (31500 баррель) мұнай, 140 мың м^3 ілеспе

газ өндіріледі.Өндірілетін мұнайдың 97%- ы шет елдерге,3%-ы ТМД елдеріне экспортқа шығарылады.

Маңғыстау Атом Энергетикалық Комбинаты (МАЭК)-энергетика кәсіпорны.1968 жылы 1шілдеде құрылған.Кәсіпорынның негізгі міндеті-тұтынушыларды электр энергиясымен,отынмен,дистилятпен және сумен жабдықтау.1963 жылы 16 шілдеден комбинаттың натрийлі жылу жеткізгіші бар шапшаң нейтрондарға негізделген өнеркәсіптік атом реакторы жұмыс істей бастады.1989 жылы наурыз және қазан айларында әрқайсысы 210 МВт-тан энергия беретін екі жылу-электр станциялары іске қосылды.Су тұщытқыш қондырғылар саны көбейді.Қазірг кезде МАЭК-тің электр энергиясын өндіру қуаты 1342 МВт, жылу 1843 Гкал/сағ, дистилят тәулігіне 120 мың $м^3$.Тәулігіне 75 мың $м^3$ ауыз су дайындалады. 1979 ж. «Қаражанбас» және «Қаламқас» кенорындарына 220 кВ жоғары кернеулі желілер тартылып, ірі қосалқы станциялар пайдалануға берілді.

1.2 Қорек көзі және тұтынушылар сипаттамасы

Электр қуатын тасымалдау «Маңыстау Электртораптық Бөлу Компания» АҚ Маңғыстау облысы бойынша тұтынушыларға электр қуатын тасымалдайды.Қоғамның негізгі тұтынушыларына мұнайгаз секторы, (тасымалдаудың жалпы көлемі 92%) коммуналды-тұрмыстық сектордың үлесі – 8 %. «МЭБК» АҚ облыстың барлық тұрғылықты жерлерін қамтиды, тек Ақтау және Жаңаөзен қалаларындағы желілер мемлекеттік коммуналды кәсіпорынға қарайды.

Маңғыстау Энерго комбинаты ЖЭО-1, ЖЭО-2 және ЖЭС-3 Ақтау қаласы тұрғындарының коммуналдық секторын және өнеркәсіп-өндіріс орындары мен облыс тұтынушыларын энергия көзімен жабдықтаушы.

ЖЭО-1 1963 жылдан пайдаланылуға берілді. Оның электр қуаты 87 МВт-ты құрайды.Электр жабдықтарының тозуына байланысты ЖЭО-1 қуаты және мөлшері 23 МВт көлемде бөлінді, орташа қысымдағы жабдықтар өз ресурсын өндіріп болды, ал 2000 жылға барлық электр жабдықтарының тозығы шықты.

ЖЭО-2 1968 жылдан бастап жұмыс істеуде. Оның қазіргі таңдағы электр қуаты 630 МВт- ты құрайды. Электр станция Ақтау қаласының территориясында орналасқан өндіріс комплекстерін энергия және сумен қаматамасыз ететін негізгі көз болып табылады.

ЖЭС -3 1983 жылдан жұмыс атқарып келуде. Электр станцияның электрлік қуаты 630 МВт-ты құрайды. Бұл электр станциясын үлкейтуге мүмкіндік бар. Мұнда барлық энергоблоктар электр графигі бойынша жұмыс жасайды. Осы үш энергиямен жабдықтаушылардың негізгі отыны табиғи газ болып саналады, ал қосалқы отын ретінде құрамында 2 % күкірті бар мазут қолданылады. ЖЭС-3 Өзен және Жетібай кен орындарында табиғи газды жағуға негізделген.

Жабдықтардың тозуының жалпы коэффициенті 70% жуық, техникалық жағдайы елеулі табиғи тозушылық сипатта. Осыған орай, қосымша энергетикалық қуаттарды енгізу туралы, сонымен қатар негізгі заттарды жаңарту, энергоқұрылғыларды қайта жаңарту, экономикалық қауіпсіздік, ұтымдылық және сенімділік туғызып отырған электр желілерін жаңадан құрасытру мен кеңейту сұрақтары туындап тұр,. Элетржабдықтардың істен шығуының негізгі себептері:

- табиғи тозушылық дәрежесіндегі элементтер: трансформаторлар, бірінші және екінші дәрежедегі қарымталау аппараттары, бағаналар, тіреуіштер, траверстер және т.б.;
- энергетикалық нысандардың топырағында және ауасында тұзы көп теңіз жағалауында орналасуынан;
- пайдаланылып жүрген, бірақ өндірістен алынып қалған және қосымша бөлшектері жоқ жабдықтар.

Қазірде компания нысандарын байланыстырып тұратын АТС-ті, каналдар мен жоғары жиілік байланыс аппараттары ескіріп кетуіне байланысты, қазіргі заманның талаптарына сай жетекші фирмалардың аппараттарына ауыстыруын талап етіп отыр. Сонымен қатар компанияның ішінде табиғи тозушылыққа ұшыраған жабдықтарды жаңартып, жаңа технологиялық жабдықтарға ауыстыру жоспарлы жұмыстары жүргізілуде.

2003-2004 ж.ж. аралығында 4 және 5 түйінді қосалқы станцияларын автоматты тәртіпте жұмыс жасап және өзіне қызмет көрсетуді талап етпейтін, Германияда өндірілген «Тиратроник» типті өзінің пайдалану қызметін атқарып болған құрылғы гельді автоматты резервті заряды бар құрылғының аккумуляторлы батареясын қорғасынды-қышқылды аккумулятор батареясына ауыстырылған. С-35 майланған ажыратқыштарды, ММО типті аз майланған ажыратқыштарды SIEMENS фирмасының электргазды ажыратқыштарына ауыстыру жұмыстары ретімен жүргізілуде.

2007 ж. қыркүйек айында «Fitch Ratings» жетекші халықаралық рейтингті агенттік орталықтан «ВВ+» халықаралық несиелік рейтинг алынды.

1) «МЭБК» АҚ ай сайын өзінің желілері арқылы 200 000 000 кВт.сағ. дейін тасымалдайды.

Тұтынушылардың (абоненттердің) саны - 17096;

Олардың ішінде

- өнеркәсіптік, бюджеттік және басқа да тұтынушылар - 478;
- жеке кәсіпкерлер - 767;

Халық - 15850.

2) Электр қуатын көптеп тұтынушылар:

- «РД ҚазМұнайГаз» АҚ
- «МаңғыстауМұнайГаз» АҚ
- «Қаражанбасмұнай» АҚ «Қазақ газ өңдеу зауыты» ЖШС

- «Су тасымалдау және өндіру басқармасы» ЖШС
- «Бозашы Оперейтинг ЛТД» ЖШС
- «КазТрансОйл» АҚ
- «НК Қазақстан темір жолы» АҚ

1.3 Жаңа электр беріліс желілерін және қосалқы станция құрылысын негіздеу

Электр энергиясын жеткізу 220, 110, 35, 10, 6 және 0,4 кВ кернеудегі электр тораптары арқылы жүзеге асырылады.

«Маңғыстау Электр тораптық бөлу компаниясы» - қатысты Қаражанбас 220/110/10 кВ қосалқы станциясы ЖЭС-3-ның 220 кВ шинасынан екі Л-Б-3, Л-Б-4 желі арқылы қоректеніп тұр, сонымен қатар осы қосалқы станциядан 110/35/10 кВ жеті қосалқы станциялар қоректенеді.

Болашақта осы ауданда өндірістің және мұнай саласының өсуіне,орта және кіші бизнестің және тағы басқа факторлардың дамуы электр жүктелулері деңгейінің жоғарылауына септігін тигізеді.Осы күнгі және жаңадан пайда болатын тұтынушыларды сенімді электр энергисымен қамтамасыз үздіксіз қамтамасыз ету қажеттілігі туындайды.

Сондықтан осы жағдайларға байланысты электрмен жабдықтау сенімділігін арттыру мақсатымен Маңғыстау облысы Қаражанбас кен орнында 110/10 кВ қосалқы станциясын одан әрі дамыту қажеттілігі туады. Бұл қосымша екі тізбекті 110/10 кВ желі және 110/10 кВ қосалқы станция құрылысымен қамтамсыз етіледі және ол 110 кВ кернеуде Қаражанбас қосалқы станциясының 110/10 кВ шинасынан қоректенеді.

Осы жоғарыда айтылғандарға байланысты 2012 және 2016 жылдар аралығындағы электр энергияны тұтыну анықталады. Электр энергияны тұтыну және өндіру болжамы қарастырылатын энерго түйіні 1.1 - кестеде келтірілген.

1.1 кесте – 2012 ж. және алдағы 2020 жылға дейінгі жүктемелер

Қосалқы станция аталуы	2012 ж, МВА	2016ж, МВА	2020 ж, МВА
Жаңа ҚС	24+j12,5	24,5+j13	25,2+j13,8

2 Болашақтағы торап сұлбасын талдау

Электр сұлбаларын құрастыру кезінде жаңа электр станцияларының қуатын беру сұлбаларын, жаңа қосалқы станцияларды орналастыру орындарын және оларды қазірде бар тораптарға (жобаланған) қосу сұлбаларын, электр станциялары мен қосалқы станцияларының электрлік қосылыс сұлбаларының, қарымталаушы және реттеуші қондырғыларды орналастыру орындарын табу тапсырмалары шешіледі.

Электр тораптарының сұлбасын құру кезінде оларды шартты түрде жүйе түзгіш және таратушы тораптарға бөлуге болады.

Электр тораптарының сұлбасына төмендегідей талаптар қойылады:

- Қажетті беріктілікпен қамтамасыз ету. ЭОЕ сәйкес барлық электр қабылдағыштар талап етілетін беріктілік дәрежесіне қарай 3 санатқа (категорияға) бөлінеді. Әрбір санаттың тұтынушыларын электрмен жабдықтау үшін сұлбаларға сәйкес талаптар қойылады (бір, екі және т.с.с тәуелсіз көздерден қоректену);

- Электр энергиясының қалыпты сапасымен қамтамасыз ету. Электр энергиясының сапасын анықтайтын іс жүзіндегі стандарт ± 5% және ± 10% электр қабылдағыштарының қысымындағы кернеудің қалыпты рұқсат етілген ауытқуларын белгілейді;

- Тораптың иілгіштігі. Тораптың сұлбасы түрлі режімдерде тораптың таралуы мен берілуін қамтамасыз етуге бейімделген, соның ішінде жеке элементтерді ажырату кезіндегі апаттан кейінгі және бұрыннан белгілі тораптың одан әрі дамуына мүмкіндік беретін тораптың құрылымын жасауға бейімделген деп болжанады;

- Қысқа тұйықталудың қолайлы дәрежесін қамтамасыз ету. Қысқа тұйықталуды болдырмаудың кешенді іс шаралары қарастырылады: тармақталған орамдары бар трансформаторларды пайдалану, энергожүйелерінің негізгі тораптарын, электр станциялары мен қосалқы станциялар жақтауларын бөліктерге бөлу және т.б.;

- Унифицирлі элементтерден торапты құру мүмкіндігін жасау. Электр беріліс және қосалқы станциялар желілерінің унифицирлі элементтерін пайдалану торап қондырғысының жобалы сұлбасының бағасын төмендетуге мүмкіндік береді. Сондықтан, жаңа шешімдердің техникалық және экономикалық негізделген сұлбасының минималды санын қолданған орынды;

- Қоршаған ортаны қорғау жағдайын қамтамасыз ету. Торап сұлбасын құрудағы бұл талап екі тізбекті және көп тізбекті желілерді қолдана отырып, шеттетілген территориялардың азаюы есебінен, соның ішінде, өткізгіштік қабілетінің жоғарылығы мен қосалқы станциялардың қарапайым сұлбалары арқылы орындалуы мүмкін.

2.1 Тораптың мақсатқа сай құрылымын құрастыру

Жобалау тәжірбиесінде желінің рационалды жән оңтайланған құрылымын алу үшін нұсқалық әдіс пайдаланады, бұл әдіс белгілі жерге орналасқан тұтынушылар мен қуат көздері үшін бірнеше мүмкін желі нұсқаларын пайдалануға негізделген. Олардың арасындағы ең жақсысы техника-экономикалық көрсеткіштерін салыстыру арқылы анықталады. Бірақ белгіленген нұсқалар кездейсоқ болмауы керек себебі, оларды салыстырып құрылған нұсқалардың ішінен ең тиімдісін таңдап алуы керек. Сондықтан, әр нұсқаны жалпы инженерлік болжамдар негізінде белгіленуі керек, мысалы тұйықталған желі, сақиналық, резервіленген және т.б. осылайша, электрлік желіні жобалаудағы бұл бөлімдегі шығармашылық элемент керексіз және жарамсыз нұсқалардан бас тарту арқасында өте көп варианттардан арылудан тұрады.

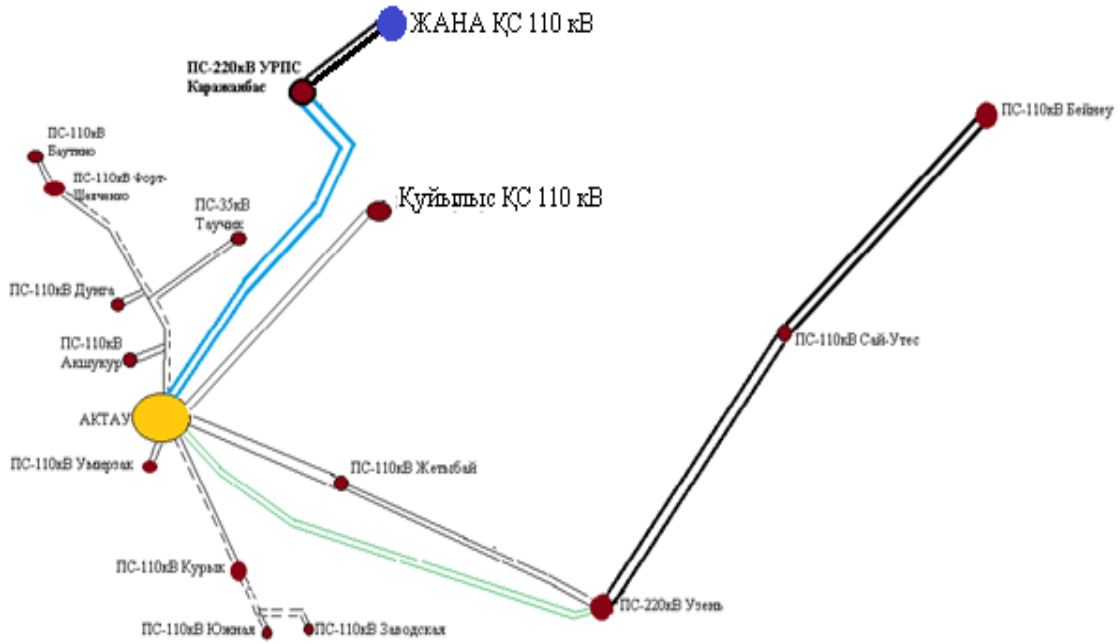
Белгіленген электр желісінің конфигурациясы белгілі деңгейде электр жабдықтаудың сенімділігін шарттарымен анықталады.

Тұтынушылардың және қорек көзінің жайғасқан жері бойынша кейінде желі конфигурациясының екі нұсқасы қарастырылуы керек.

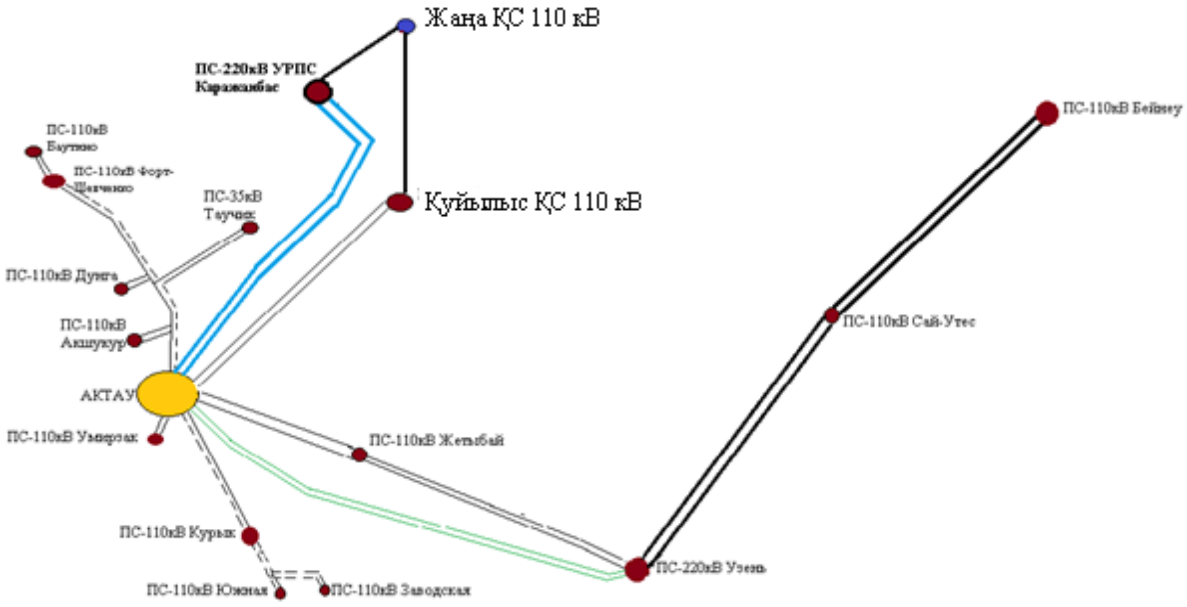
Торапты дамытудың бірінші нұсқасында жаңа желінің ұзындығын 13,5 км –ге болжап, ЖАҢА 110/10 кВ ҚС-ны Қаражанбас қосалқы станциясына аралық шықпалар арқылы жалғанады. Бірінші нұсқа бойынша тораптың электрлік сұлбасы суретте 2.1- көрсетілген.

Торапты дамытудың екінші нұсқасында жаңадан қосалқы станция салуда желі бір 13,5 км ұзындықпен Қаражанбас 110 кВ ҚС желісінен қоректенеді және екінші жағынан 40 км ұзындықпен Құрылыс 110 кВ ҚС-нан қоректенеді. Екінші нұсқа бойынша тораптың электрлік сұлбасы 2.2- суретте көрсетілген.

Ұсынылған сұлба - нұсқаларында қолайлы нұсқаны таңдау мақсатында техника - үнемділік көрсеткіштері бойынша салыстырылады. Сонымен қорек көзінен тұтынатын пункттердің байланыс құрылымдары, тағыда тораптың конфигурациясы оның жеке бөлімшелеріндегі кернеудің номиналды шамасымен тығыз өзара байланыста орналасуын атап өтуге болады.



2.1 сурет – Маңғыстау ЭТБК- да электр торапты дамытудың бірінші нұсқасы



2.2 сурет – Маңғыстау ЭТБК- да электр торапты дамытудың екінші нұсқасы

2.2 Бірінші нұсқа үшін өткізгіштің қимасын таңдау және есептеу

Жоғарыда айтып өткеніміздей бірінші нұсқада «ЖАҢА» қосалқы станция Қаражанбас 110 Кв қосалқы станциясының желісінен қоректенеді. Қаражанбас станциясының барлық 110 кВ желіліері АСКП-240 өткізгіш таңбасы бойынша орындалған.Қаражанбас-ЖАҢА 110 кВ әуе желісі орындау үшін өткізгіш қимсын және таңбасын таңдаймыз.

Таңдалған өткізгіш қимасы рұқсат етілген есептік жүктеме тоғын қыздыру шартына сәйкес тексеріледі:

$$I_{доп} \geq I_{р} \tag{2.1}$$

мұндағы $I_р$ – есептік ток, А; (2.1)

$I_{доп}$ – рұқсат етілген ұзақтық ток, А.

Таңдау жүргізу үшін тораптың максимальды жұмыс режиіндегі ең үлкен ток мәнін анықтау қажет.Өткізгіштің қимасын өрнек бойынша анықталатын желінің есептік жүктеме тоғы $I_р$, бойынша таңдалады:

$$I_{р} = \frac{S}{\sqrt{3}\cdot U_{ном}}; \tag{2.2}$$

мұндағы S – трансформаторлы қосалқы станцияның толық қуаты, МВА;

$U_{ном}$ – номиналнды кернеу, кВ.

110 кВ желідегі есептік ток:

$$I_{рас} = \frac{27{,}05\cdot 10^{6}}{\sqrt{3}\cdot 110\cdot 10^{3}} = 142{,}03 \text{ А} \tag{2.3}$$

$$S_{ТВ} = \sqrt{P_{ТВ}^{2} + Q_{ТВ}^{2}} = \sqrt{24^{2} + 12{,}5^{2}} = 27{,}06 \ МВ\cdot А$$

(2.1) - шарт бойынша тексереміз және АС - 120/19 өткізгіш маркасын таңдаймыз:

$$142{,}03 \leq 390$$

Есептеу нәтижелерін және өткізгіш анықтамаларын 2.1 кестеге еңгіземіз.

2.1 кесте – Электр беріліс желісі параметрлері

Торап учаскесі	Номинал-кернеу	Өткізгіш маркасы	$I_р$, А	$I_{доп}$, А	$r_О$, Ом	$x_О$, Ом
1-2	110	АС-120/19	142,03	390	0,249	0,427

Желінің активті кедергісін (Ом) анықтау:

$$R = r_0 \cdot L, \tag{2.4}$$

мұндағы L – желінің ұзындығы, км;

r_0 – өткізгіштің меншікті активті кедергісі, Ом/км.

Реактивті кедергіні (Ом) анықтау:

$$X = x_0 \cdot L, \tag{2.5}$$

мұндағы x_0 – өткізгіштің меншікті реактивті кедергі, Ом/км.

(2.4) өрнек бойынша Қаражанбас-Жаңа бөлімі үшін желінің активті кедергісін анықтаймыз:

$$R_{2-3} = r_0 \cdot L_{2-3} = 0{,}249 \cdot 13{,}5 = 3{,}1872 \text{ Ом/км.}$$

Одан кейін (2.5) өрнек бойынша Қаражанбас-Жаңа ҚС учаскесі үшін реактивті кедергіні есептейміз:

$$X_{2-3} = x_0 \cdot L_{2-3} = 0{,}427 \cdot 13{,}5 = 5{,}7645 \text{ Ом/км.}$$

Есептелген және анықтама мәліметтерін 2.2 кестеге енгіземіз

2.2 кесте – Есептеме нәтижесі

Торап бөлімі	Өткізгіш маркасы	Желі ұзындығы,L Км	Меншікті параметрлер, $r_о$+j$x_о$, Ом/км	R-jX,Ом Параметрлері
Каражанбас ҚС– Жаңа ҚС	АС-120/19	13,5	0,249+j0,427	3,3615+j5,76

2.3 Бірінші нұсқа үшін қосалқы станцияның тансформаторын таңдау

Қазіргі режимнің есептелінуін орындау үшін жүктеме түйінінде орналасқан трансформатордың есептік мәліметтерін анықтау.Жаңа қосалқы станцияға трансформатор таңдауды жүргіземіз.Произведем выбор трансформаторов на подстанцию «Новая».

Тәжірибеде қосалқы станцияны жобалағанда барлық категориялар алдын ала ескеріліп ереже бойынша екі трансформатор орнатылады.Екі трансформаторды(автотрансформатор) орнатқанда торап бойынша резервтік жоқ болғанда әр трансформатордың екіншілік кернеу қуаты өрнек бойынша таңдалынады.

Екі тарнсформаторды орнатқанда және торап бойынша резервтік жоқ болғанда олардың әрқайсысының орташа және төмен кернеудегі қуаты қосалқы станцияның номиналды режимндегі қосынды максимальды жүктелуінен трансформатордың жүктелуі 70%-дан аспау есебінен таңдалынады және рұқсат етілген 40% дейінгі асқын жүктелулер есебінен бір трансформатор жұмыс істеп тұрғандағы шығысында тұтынушылардың жүктемесін жабу шартына байланысты.ЭОЕ бойынша трансформаторлар апатты режимдерде 140 % дейінгі асқын жүктемеге максимум жүктемелер уақыты бес күн ішінде 6 сағаттан артық емес уақытқа жетеді.

Мұндай жағдайда трансформатордың қуаты төмендегі өрнек бойынша анықталады:

$$S_T = \frac{S_{нагр}}{1{,}4}, \tag{2.6}$$

мұндағы 1,4 – номиналды қуаттағы (1,4) трансформаторды апатты жағдайда 5 тәуліктен аз емес уақытқа асқын жүктелуін ескеретін коэффициент.

Трансфоматордың жүктелу коэффициенті өрнек бойынша есептелінеді:

$$\mathrm{K_з} = \frac{S_{нагр}}{n \cdot S_{ном}} = 0{,}6 - 0{,}8; \tag{2.7}$$

мұндағы n – трансформатор саны.

(2.6) өрнек бойынша трансформатордың қуатын анықтаймыз:

$$S_{TP} = \frac{27{,}06}{1{,}4} = 19{,}39 \approx 20 MBA,$$

2хТРДН - 25000/110 типтегі трансформаторды таңдаймыз және оның (2.7) формуламен жүктелу коэффициентін анықтаймыз:

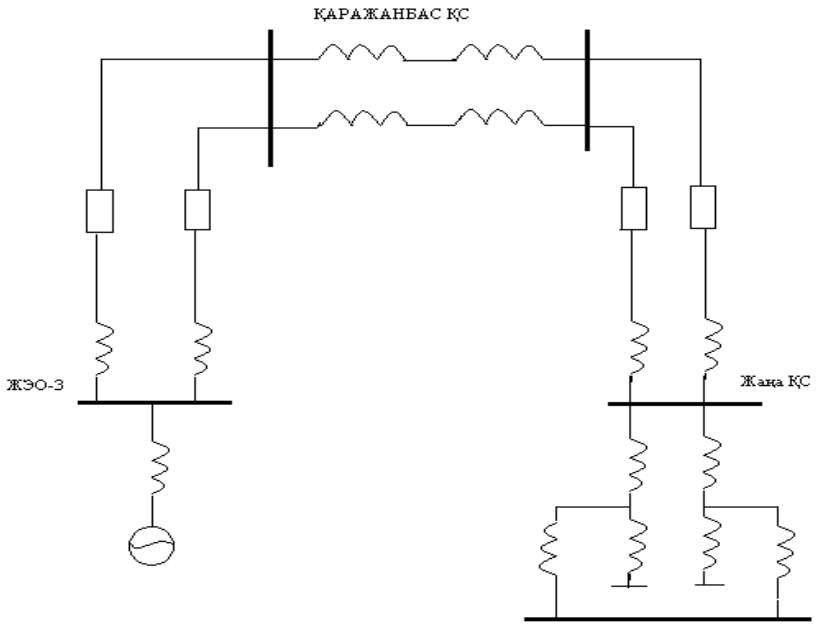
$$K_з = \frac{20}{2 \cdot 25} = 0{,}5.$$

Таңдап алынған трансформатордың параметрлерін 2.3 кестеге еңгіземін.

2.3 кесте – Трансформатор параметрлері

Трансформатор типі	$S_{НОМ}$, МВА	Каталогтық берілгендері						Есептеме брілгендері		
		$U_{НОМ}$ обмоток,кВ		$U_К$, %	$\Delta P_К$, кВт	$\Delta P_Х$,кВт	$I_Х$,%	$R_Т$, Ом	$X_Т$, Ом	$\Delta Q_Х$, кВар
		ВН	НН							
ТРДН-25000/110	20	115	10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175

Бірінші нұсқа үшін есептік орынбасу сұлбасын құрастырамыз, яғни осы қарастырылып отырған (МБЭТК) ЖЭО-3-Қаражанбас-Жаңа ҚС-дағы тораптың ЭБЖ-сі және трансформаторлары кіретін сұлбаны құрастырамыз.



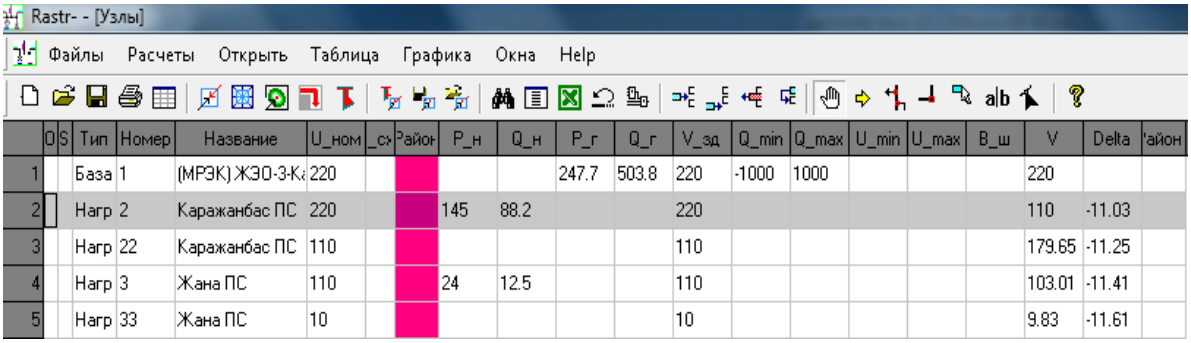
2.3 сурет – Бірінші нұсқа үшін торап бөлімінің орын басу сұлбасы

2.4 «RASTR» бағдарламасында бірінші нұсқа үшін есептеу жүргізу

«RASTR» бағдарламасы электр энергетикалық жүйенің (ЭЭЖ) орнатылған режимде есептеу жүргізуге арналған, яғни N∑ нен 20 дейінгі түйіндердің жалпы санынан, сонымен бірге Nг ден 10 дейінгі (балансталған түйіндер қосылған) түйіндерден, Nв нен 30 дейінгі тармақтардан, трансформаторлы тармақ жалғанған орын басу сұлбасын есептеуде қолданылады. RASTR эквивалентті және қиындатылған режимдерде, экранда шығаруға және берілген мәндерді түзету мүмкіндігімен қамтамасыздандырады, сұлбада тармақта және түйінде жылдам сөндіруге, тармақта аумақтандыруға мүмкіндік болады, сонымен қатар берілген және есептік мәндер арқылы сұлбаның немесе оның жеке бөліктерінің графигін құруға мүмкіндік береді.

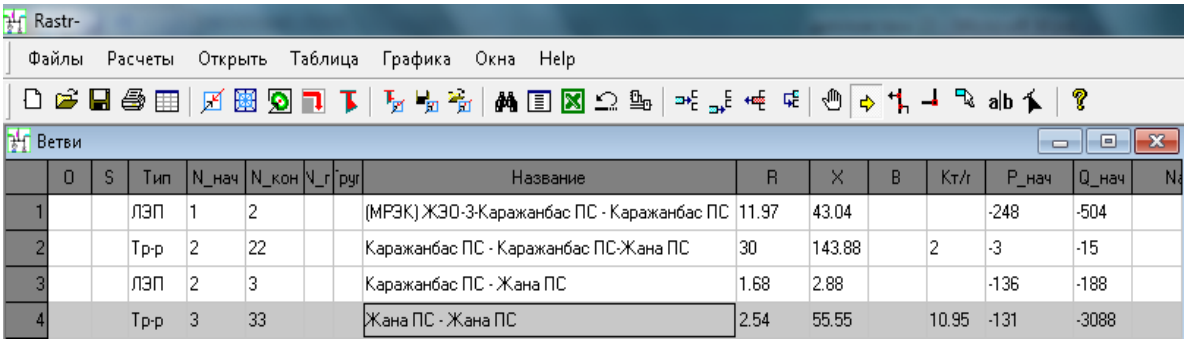
«RASTR» бағдарламасы ЭЭЖ-де орнықталған режимінің нәтижесінде анықтайды: ЭЭЖ-дегі тармақта кернеу фазасын және модулін, генератордағы активті және реактивті қуатты және әр түйіндегі жүктемелерді, қуат шығыны мен әр тармақ соңындағы тоқтарды (желідегі және трансформатордағы) ЭЭЖ орын басу сұлбасын, қосынды активтік қуат шығынын анықтайды.

Тармақты есептеу үшін қорек көзі шинасындағы жүктеме қуатын және кернеуді ескереді. Есептеп алынған мәндердің нәтижесі төмендегі 2.4 – 2.7-суреттерде келтіріледі.



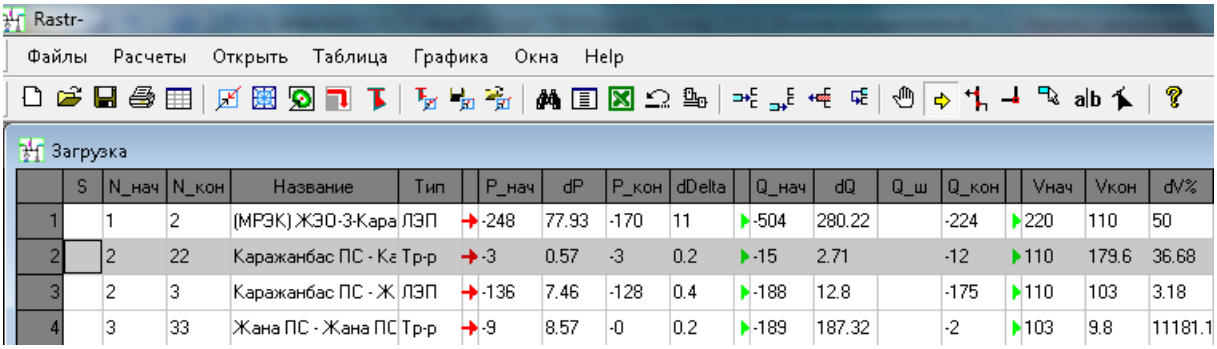
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	(МРЭК) ЖЭО-3-К	220					247.7	503.8	220	-1000	1000				220		
2			Нагр	2	Каражанбас ПС	220			145	88.2			220						110	-11.03	
3			Нагр	22	Каражанбас ПС	110							110						179.65	-11.25	
4			Нагр	3	Жана ПС	110			24	12.5			110						103.01	-11.41	
5			Нагр	33	Жана ПС	10							10						9.83	-11.61	

2.4 сурет – «Түйін»-дегі есептік мәндер



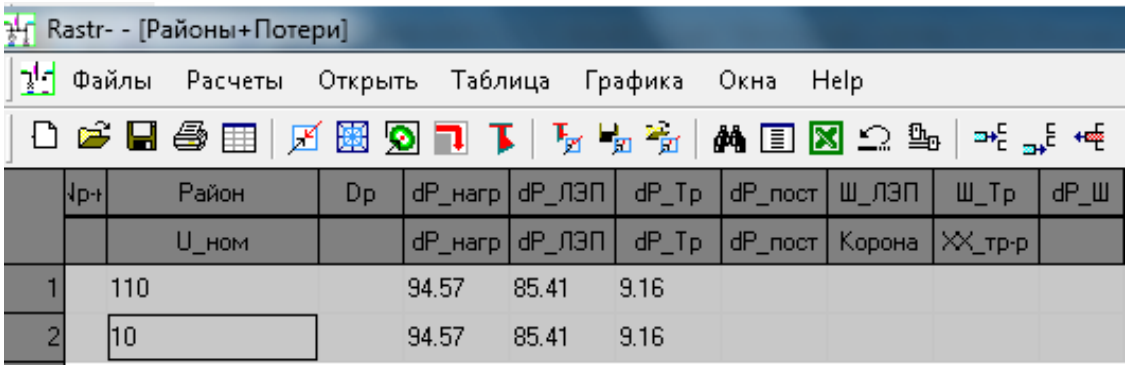
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			(МРЭК) ЖЭО-3-Каражанбас ПС - Каражанбас ПС	11.97	43.04			-248	-504	
2			Тр-р	2	22			Каражанбас ПС - Каражанбас ПС-Жана ПС	30	143.88		2	-3	-15	
3			ЛЭП	2	3			Каражанбас ПС - Жана ПС	1.68	2.88			-136	-188	
4			Тр-р	3	33			Жана ПС - Жана ПС	2.54	55.55		10.95	-131	-3088	

2.5 сурет – «Тармақ»-тағы есептік мәндер



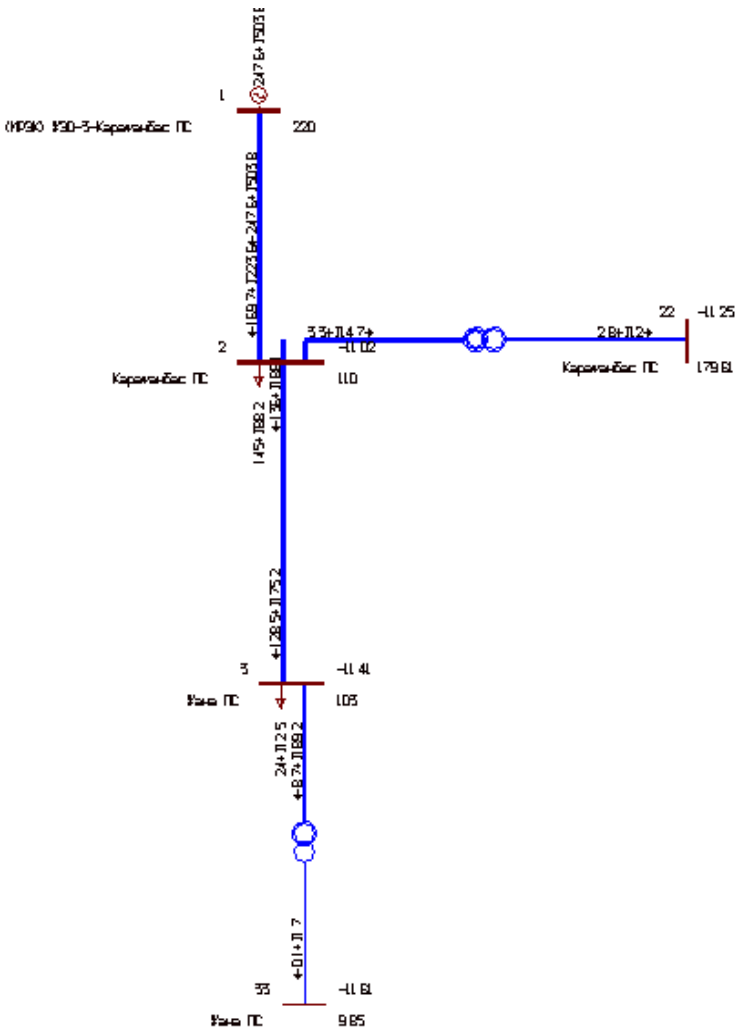
	S	N_нач	N_кон	Название	Тип	P_нач	dP	P_кон	dDelta	Q_нач	dQ	Q_ш	Q_кон	Vнач	Vкон	dV%
1		1	2	(МРЭК) ЖЭО-3-Кара	ЛЭП	-248	77.93	-170	11	-504	280.22		-224	220	110	50
2		2	22	Каражанбас ПС - Ка	Тр-р	-3	0.57	-3	0.2	-15	2.71		-12	110	179.6	36.68
3		2	3	Каражанбас ПС - Ж	ЛЭП	-136	7.46	-128	0.4	-188	12.8		-175	110	103	3.18
4		3	33	Жана ПС - Жана ПС	Тр-р	-9	8.57	-0	0.2	-189	187.32		-2	103	9.8	11181.1

2.6 сурет – Элект торап элементінің жүктемесі



	Np-t	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1		110		94.57	85.41	9.16				
2		10		94.57	85.41	9.16				

2.7 сурет – Электр торабындағы шығын



2.8 сурет – Электр торабын дамытудың бірінші нұсқа бойынша орын басу сұлбасы

2.5 Екінші нұсқа үшін өткізгіштің қимасын таңдау және есептеу

Екінші нұсқада электр тораптың құрылымы Жаңа қосалқы станция Қаражанбас ҚС 110 кВ желіден және Құрылыс ҚС-нан қоректенеді.

Есептелінуді жоғарыда бірінші нұсқада келтірілген әдіс бойынша қарастырамыз.

2.4 және 2.5 кестелерде желінің осы бөліктерінің электр берілісі желілері өткізгіштерінің анықтама мәліметтері келтірген.

2.4 кесте – Электр беріліс желі параметрлері

Торап учаскесі	Номинал-кернеу	Өткізгіш маркасы	I_p, А	$I_{доп}$, А	r_O , Ом	x_O , Ом
1-2	110	АС-120/19	142,03	390	0,249	0,427
2-3	110	АС-120/19	142,03	390	0,249	0,427

2.5 кесте – Есептеу нәтижелері

Торап учаскесі	Өткізгіш маркасы	Желі ұзындығы, L, км	Меншікті параметрлер, r_o+jx_o, Ом/км	R-jX,Ом Параметрлері
ҚС Қаражанбас – ҚС «ЖАҢА»	АС-120/19	13,5	0,249+j0,427	3,36+j5,76
ҚС «ЖАҢА» – ҚС Құрылыс	АС-120/19	40	0,249+j0,427	9,96+j17,08

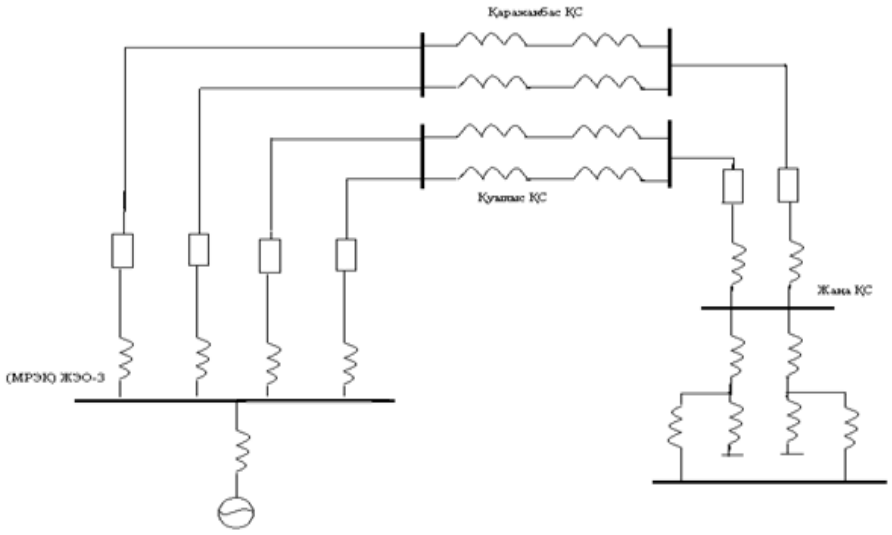
2.6 Екінші нұсқа үшін қосалқы станцияның тансформаторын таңдау

Екінші нұсқа үшін қосалқы станцияға трансформатор таңдауды жоғарыда бірінші нұсқада анықталған әдістермен яғни жоғарыдағы өрнектер бойынша есептеу жүргіземіз. Трансформатор үшін есептік нәтижелерді 2.6 кестеге енгіземіз.

2.6 кесте – Трансформатор параметрлері

ҚС аты	Трансформатор саны және маркасы	U_x, %	$\Delta P_к$, кВт	ΔP_x, кВт	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	ΔQ_x, кВар
ҚС Каражанбас	2×ТРДН–25000/110/35	10,5	120	27	2,54	55,9	175
ҚС ЖАҢА	2×ТРДН–25000/110/35	10,5	120	27	2,54	55,9	175
ҚС Құрылыс	2×ТРДН–25000/110/35	10,5	120	27	2,54	55,9	175

Екінші нұсқа үшін есептік орынбасу сұлбасын құрастырамыз, яғни осы қарастырылып отырған (МБЭТК) ЖЭО-3-Қаражанбас – Жаңа - Құрылыс ҚС-дағы тораптың ЭБЖ- сі мен трансформаторлары кіретін сұлбаны құрастырамыз.



2.9 сурет – Екінші нұсқа үшін торап бөлімінің орын басу сұлбасы

2.7 RASTR бағдарламасы бойынша екінші нұсқа үшін есептеу жүргізу

Есептеу нәтижелері 2.10 – 2.13-суреттерде келтірілген.

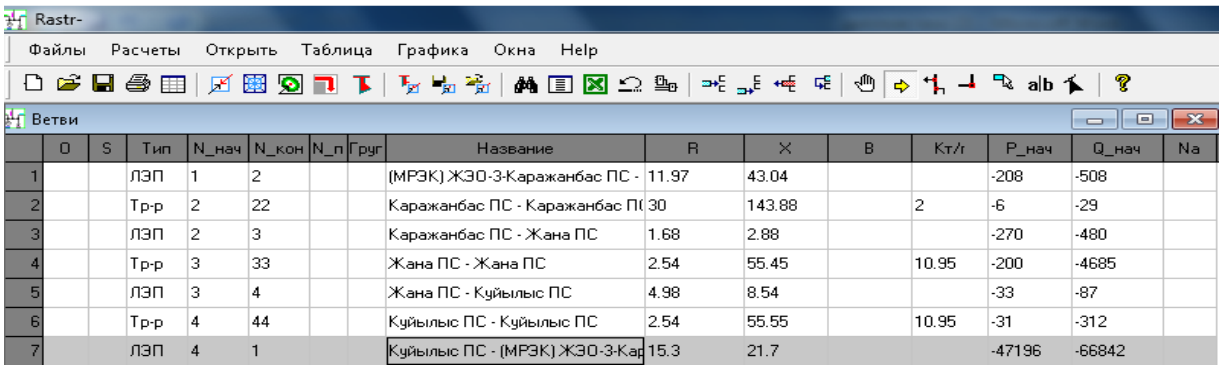
Rastr-

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

Узлы

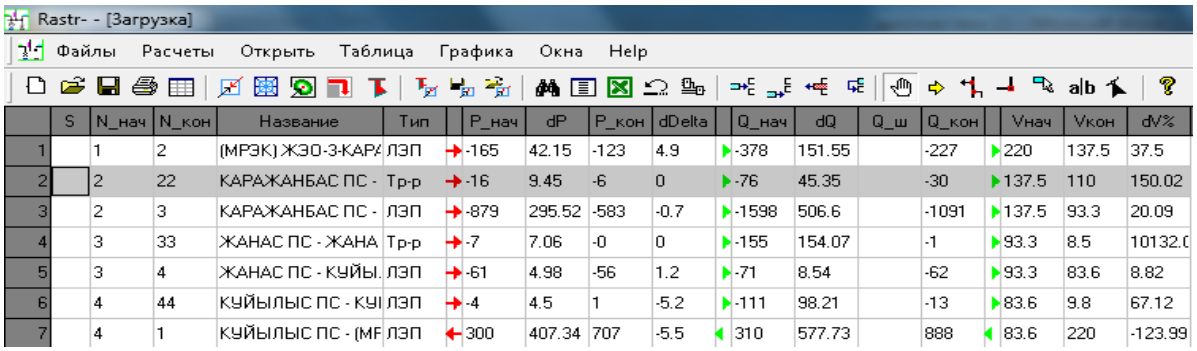
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_с	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	(МРЭК) ЖЭО-3-К/	220					511.2	788.2	220		-1000	1000			220		
2			Нагр	2	КАРАЖАНБАС П	220			145	88.2			220						137.51	-4.92	
3			Нагр	22	КАРАЖАНБАС П	110							110						110	-4.96	
4			Нагр	3	ЖАНАС ПС	110			24	12.5			110						93.31	-4.23	
5			Нагр	33	ЖАНА ПС	10							10						8.54	-4.28	
6			Нагр	4	КҰЙЫЛЫС ПС	110			24	12.5			110						83.61	-5.46	
7			Нагр	44	КҰЙЫЛЫС ПС	10							10						9.78	-0.28	

2.10 сурет – «Түйін»-дегі есептік мәндер



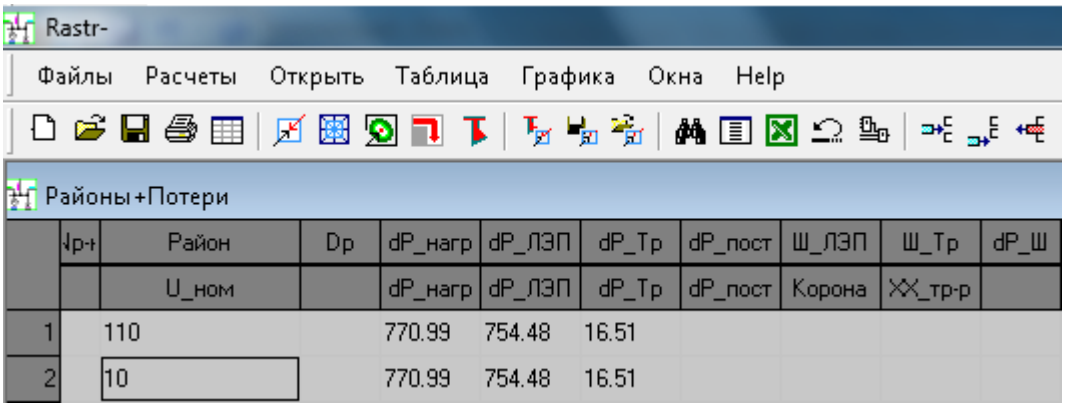
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	Груг	Название	R	X	B	Кт/т	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			(МРЭК) ЖЭО-3-Каражанбас ПС -	11.97	43.04			-208	-508	
2			Тр-р	2	22			Каражанбас ПС - Каражанбас П(	30	143.88		2	-6	-29	
3			ЛЭП	2	3			Каражанбас ПС - Жана ПС	1.68	2.88			-270	-480	
4			Тр-р	3	33			Жана ПС - Жана ПС	2.54	55.45		10.95	-200	-4685	
5			ЛЭП	3	4			Жана ПС - Куйылыс ПС	4.98	8.54			-33	-87	
6			Тр-р	4	44			Куйылыс ПС - Куйылыс ПС	2.54	55.55		10.95	-31	-312	
7			ЛЭП	4	1			Куйылыс ПС - (МРЭК) ЖЭО-3-Кар	15.3	21.7			-47196	-66842	

2.11 сурет – «Тармақта»-ғы есептік мәндер



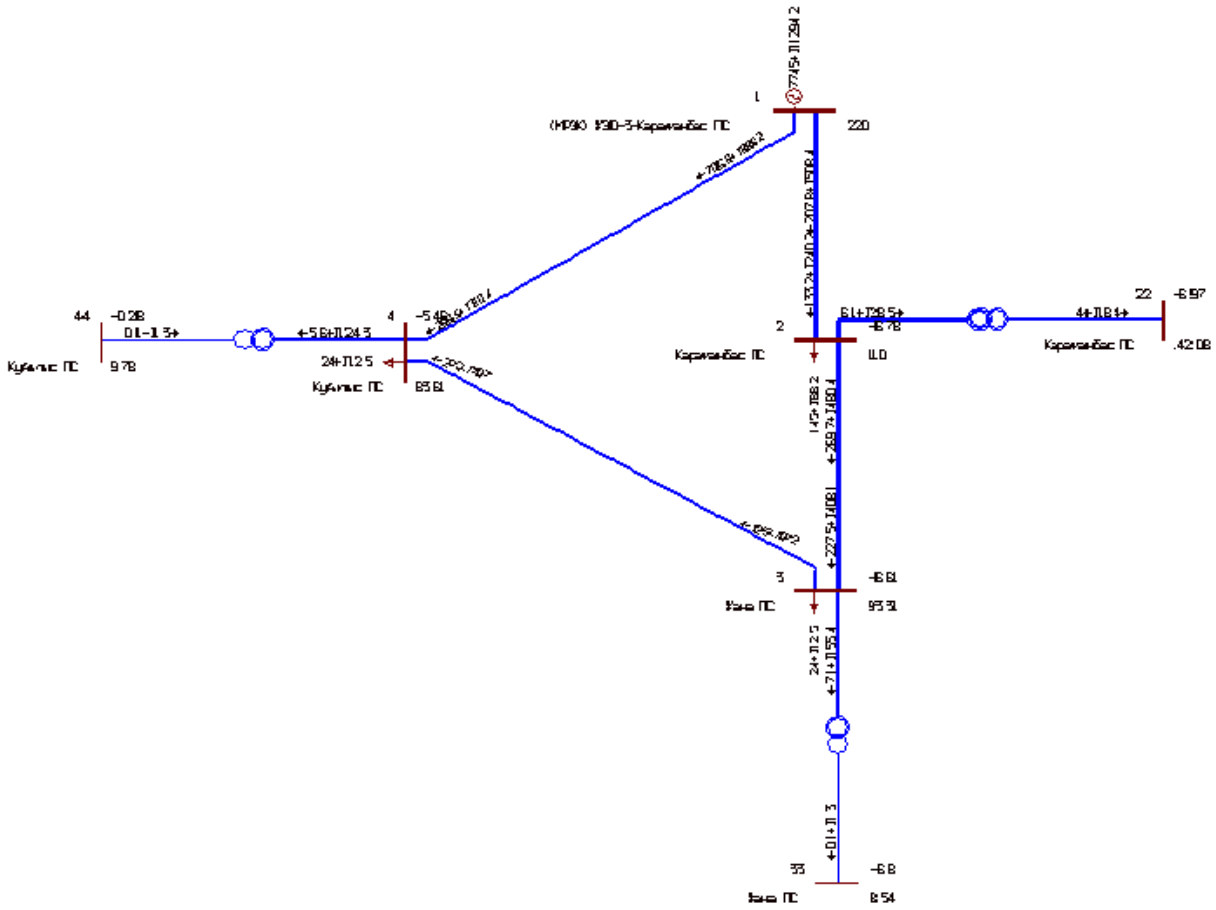
	S	N_нач	N_кон	Название	Тип	P_нач	dP	P_кон	dDelta	Q_нач	dQ	Q_ш	Q_кон	Vнач	Vкон	dV%
1		1	2	(МРЭК) ЖЭО-3-КАРА	ЛЭП	-165	42.15	-123	4.9	-378	151.55		-227	220	137.5	37.5
2		2	22	КАРАЖАНБАС ПС -	Тр-р	-16	9.45	-6	0	-76	45.35		-30	137.5	110	150.02
3		2	3	КАРАЖАНБАС ПС -	ЛЭП	-879	295.52	-583	-0.7	-1598	506.6		-1091	137.5	93.3	20.09
4		3	33	ЖАНАС ПС - ЖАНА	Тр-р	-7	7.06	-0	0	-155	154.07		-1	93.3	8.5	10132.0
5		3	4	ЖАНАС ПС - КУЙЫ.	ЛЭП	-61	4.98	-56	1.2	-71	8.54		-62	93.3	83.6	8.82
6		4	44	КУЙЫЛЫС ПС - КУ	ЛЭП	-4	4.5	1	-5.2	-111	98.21		-13	83.6	9.8	67.12
7		4	1	КУЙЫЛЫС ПС - (МР	ЛЭП	300	407.34	707	-5.5	310	577.73		888	83.6	220	-123.99

2.12 сурет – Элект торап элементінің жүктемесінің мәндері



	№р-н	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1		110		770.99	754.48	16.51				
2		10		770.99	754.48	16.51				

2.13 сурет – Электр торабындағы шығын



2.14 сурет – Электр торабын дамытудың екінші нұсқа бойынша орын басу сұлбасы

2.8 Нұсқаларды технико-экономикалық салыстыру

Технико-экономикалық салыстыруда рұқсат етілетін техникалық талаптағы нұсқалар ғана салыстырылады. Мұндай нұсқада тұтынушы қажетті электр энергияны берілген сенімділік деңгейіндегі сапада және арзан бағамен алуға мүмкін болады.

Тораптың сұлбасын салыстыру капитальдық салымдардың экономикалық тиімділігін есептеу арқылы жүзеге асырылады. Экономикалық критериде ең тиімді нұсқа минималды келтірілген шығындармен анықталады. Тораптың электрлік сұлбасы номиналды кернеуді қолдану арқылы, трансформация деңгейінің санымен, қосалқы станцияның жалғау сұлбасымен және төмендеткіш қосалқы станцияның электрлік жалғау сұлбаласы арқылы анықталуы мүмкін. Торапты дамытуда салыстырылатын нұсқалар жүктеме қуаты, тұтынудың

берілген режимінде түтынушыларға сатылатын электр энергияны бірдей бағада сатылуын қамтамасыз етуі қажет.

Тораптың номиналды кернеуін таңдау оның технико-экономикалық көрсеткішіне және техникалық сипаттамасына ықпал етеді.

Номиналды кернеудің өсуімен қуат шығыны және электр энергия төмендейді, пайдалантын шығындар төмендейді, желінің құрылысында металл шығыны және өткізгіш қимасы азаяды, желі бойынша берілетін шектік қуат өседі, келешекте торапты дамыту жеңілдейді, бірақ та тораптың құрылысына капиталдық салым жоғарылайды.

Номиналды кернеуі аз торапта керісінше, яғни күрделі қаржы салым аз, бірақ қуат шығыны мен электр энергия өсуінен жоғары пайдалы шығынды келтіреді, аз жіберу қабілетіне ие болады. Осыларға байланысты торапты жобалауда оның номиналды кернеуін дұрыс таңдау маңызды. Экономикалық мақсатқа сай номиналды кернеу келесі факторлар қатарына байланысты таңдалады: жүктеме қуаты, қорек көзінен қашықтығына, олардың бір-біріне қатысты тұрған орнына, электр торабының конфигурациясынан, кернеуді реттеу қабілетіне.

Кабель мен өткізгіш қимасын таңдау электр тораптың сенімді жұмыс атқаруында бірінші дәрежедегі мәні бар болатын ең маңызды міндет болып табылады.

Электр берілісін орындаудада екі нұсқаны салыстыру:

а) 110 кВ «Қаражанбас-Жаңа» қашықтығы 13,5 км екі әуе желісінің құрылысы;

б) «Жаңа» 110/10 кВ ҚС құрылысы

Екінші нұсқа: 110 кВ «Қаражанбас-Жаңа-Құрылыс» қашықтығы 13,5 және 40 км әуе желісінің құрылысы;

в) «Жаңа» 110/10 кВ ҚС құрылысы

Есептеу үшін келесілерді енгіземіз:

- сенімділік бойынша нұсқаларды бірдей бағада қабылдаймыз;

- торапта қаржы салымы бір жолғы, ал жылдық шығынды-тұрақты деп есептелінеді. Бұл жағдайда нұсқаларда құн есептік шығын бойынша анықталады:

$$З_i = E_н K_i + И_{ai} + И_{эi} \qquad (2.8)$$

мұндағы i – салыстырылатын нұсқалардың нөмірі;

$E_н$ – күрделі қаржы салымының тиімді нормативті коэффициенті,0,12-ге тең;

K_i – торап нысанына қаржы салымы;

$И_{ai}$ – амортизацияға, элекр торапты жөндеу және қызметіне жыл сайынғы толық шығын;

$И_{эi}$ – тораптағы электр энергия шығынын қарымталауына кететін шығын, амортизацияға, элекр торапты жөндеу және қызметіне толық шығынды келесі формуламен анықтайды:

$$И_a = \sum P_i \cdot K_i \tag{2.9}$$

мұндағы K_i – тораптың i-ші элементіне күрделі қаржы салымы;

P_i – i-ші элементке амортизациялық шығын нормасы.

Әрбір нұсқа үшін электр энергиясының шығын компенсациясына кететін шығындарды келесі формула бойынша анықтаймыз:

$$И_Э = \Delta P' \cdot \tau' \cdot З' + \Delta P'' \cdot \tau'' \cdot З'' \tag{2.10}$$

мұндағы $\Delta P'$ – қуаттың жүктемеден тәуелді айнымалы шығыны;

$\Delta P''$ – қуаттың тұрақты шығыны, жүктемеден тәуелсіз;

$З'$ және $З''$ – тұрақты және айнымалы шығынға сәйкес қарымталауға бөлінетін шығындар, теңге/кВт-сағ;

τ' және τ'' – айнымалы және тұрақты қуат шығынына сәйкес максималды шығын уақыты (τ'- максимал қуатты қолдану максимал шығындарын уақыттың тәуелділігінің қисығы бойынша қабылдаймыз, $\tau'' = 8760$ сағат - бұл жабдықтардың жұмыс уақыты).

Келтірілген формуладан әр салыстырылатын нұсқалардың есептік шығынын анықтаймыз. Аз есептік шығынмен сипатталатын нұсқа экономикалық көрсеткіші бойынша тиімді болып табылады.

Салыстыру үшін электр тораппен қосалқы станция құрылысының капитальдық салымдарын есептеу қажет.

Тораптың күрделі қаржы салымын бірінші нұсқада анықтаймыз. 110 кВ кернеудегі екі әуе желілерде қаржы салымын анықтаймыз. Капиталдық шығынды келесі формуламен есептейміз:

$$K = K_0 \cdot L \cdot k; \tag{2.11}$$

мұндағы K_0 – желінің құрылысына бөлінген (меншікті) капиталдық шығын, млн.теңге;

L – желінің ұзындығы, км;

k – түзету коэффициенті, ауданда желіні құруға байланысты шығынды көрсетеді, k=1,02.

ӘБЖ –нің құрылысына кететін капиталдық салымды есептейік:

1 нұсқа: «Каражанбас – ЖАҢА» $К_Л$ = *123298 мың.теңге*

2 нұсқа: «Каражанбса – ЖАҢА – Нұрлы» $К_Л$ =*363324,68 мың.теңге*

Қосалқы станцияға капитал салымдар құрылыстың орташа шарттарына сәйкес келеді және өндірістік тағайындауда барлық шығынды ескереді. Қосалқы станцияға капитал салымдар құрылыстың орташа шарттарына сәйкес келеді және өндірістік тағайындауда барлық шығынды ескереді. ҚС-ның құнына «110-750 кВ жоғары кернеу айнымалы токтағы қосалқы станцияны технологиялық жобалау ұсынысы» да алдын ала қарастырылған сыртқы инженерлік тораптың ауданына кететін шығындар енеді.

Қосалқы станцияны салуда капиталды шығын жабдықтардың құрамы бойынша анықталады:

$$K_{П} = (\sum K_i \cdot n_i + K_{пост}) \cdot \alpha_p, \qquad (2.12)$$

мұндағы K_i – таратушы құрылғылардың есептік құны, трансформатордың, ток шектегіш реактордың, сонымен қатар желі ұяшықтарына капиталды салым, жабдықталған жоғары жиілікті байланыс;

$K_{пост}$ – қосалқы станцияның тұрақты шығын бөлімі, қосалқы станция қуатынан тәуеділігі аз;

n_i – саналатын жабдықтардың бірлік саны;

α_p – құрылыс ауданы ескерілетін коэффициент.

Бірінші нұсқа үшін капиталдық салымды анықтаймыз «ЖАҢА» 110/10 кВ ҚС:

$К_П$ = 84995 мың.теңге.

Бірінші нұсқа нұсқа үшін трансформатор құны: $К_{ТР1}$ = 24375 мың.тг.

Екінші нұсқа үшін капиталдық салымды анықтаймыз «ЖАҢА» 110/10 кВ ҚС:

$К_П$ = 84995 мың.теңге.

Екінші нұсқа нұсқа үшін трансформатор құны: $К_{ТР2}$= 24375 мың.тг.

Энргия нысанының құрылысына кететін жалпы капиталды салым өрнекпен анықталады:

$$К = К_Л + К_П \qquad (2.13)$$

№1 нұсқа үшін энергетикалық нысанның құрылысына кететін капитал салымды есептейміз:

К = 123298+84995+24375 = 243889 мың.теңге

№2 нұсқа үшін энергетикалық нысанның құрылысына кететін капитал салымды есептейміз:

К = 365329,68+84995 +24375 = 474699,68 мың.теңге.

Нұсқаларды технико - экономикалық салыстырамыз. Салыстыруды келтірілген шығындар бойынша қарастырамыз. Амортизацияға $И_а$, қызметке және жөндеуге $И_{р.о}$ бөлінетін жыл сайынғы шығын нормасын анықтаймыз.

$$И_а = K \cdot P_а, \tag{2.14}$$

$$И_{р.о} = K \cdot (P_о + P_р), \tag{2.15}$$

$$И = И_а + И_{р.о}. \tag{2.16}$$

мұндағы $P_а$ – амортизацияға кететін жыл сайынғы шығын нормасы;

$P_о + P_р$ – қызметке және жөндеуге кететін жыл сайынғы шығын нормасы.

Жыл сайынғы шығын нормасы 2.7 кестеде көрсетілген.

2.7 кесте – Амортизацияға, жөндеуге және қызметке бөлінетін жыл сайынғы шығын нормасы, салыстырмалы бірлікте

Жабдықтың аты	Амортизация	Жөндеу және қызмет	Жиынтық шығын
Әуе желісі 110 кВ болат және темірбетон тіректерге.	0,024	0,004	0,029
110 кВ күштік және электротехникалық жабдықтар	0,058	0,025	0,083

Бірінші нұсқа үшін ӘБЖ шығынды табамыз (2.14) - бойынша:

$$И_а = 123298 \cdot 0{,}024 = 2959{,}152 \text{ мың теңге}$$

$$И_{р.о} = 123298 \cdot 0{,}004 = 493{,}192 \text{ мың теңге}$$

$$И = 2959{,}152 + 493{,}192 = 3452{,}344 \text{ мың теңге}$$

Бірінші нұсқа үшін ҚС шығынды табамыз:

$$И_a = 243889 \cdot 0{,}058 = 14145{,}562 \text{ мың теңге}$$

$$И_{р.о} = 243889 \cdot 0{,}025 = 6097{,}225 \text{ мың теңге}$$

$$И = 2064{,}568 + 889{,}9 = 2954{,}468 \text{ мың теңге}$$

Екінші нұсқа үшін ӘБЖ шығынды табамыз:

$$И_a = 485888 \cdot 0{,}024 = 11661{,}32 \text{ мың теңге}$$

$$И_{р.о} = 485888 \cdot 0{,}004 = 1943{,}552 \text{ мың теңге}$$

$$И = 11661{,}32 + 1943{,}552 = 13604{,}872 \text{ мың теңге}$$

Екінші нұсқа үшін ҚС шығынды табамыз:

$$И_a = 595258 \cdot 0{,}058 = 34524{,}964 \text{ мың теңге}$$

$$И_{р.о} = 595258 \cdot 0{,}025 = 14881{,}45 \text{ мың теңге}$$

$$И = 34524{,}964 + 14881{,}45 = 49406{,}414 \text{ мың теңге}$$

Электр энергия жоғалғандағы өтеудегі шығынды табамыз. Берілген мән бойынша T_{max}=5500 сағат,максимальды шығын уақыты $\tau = 3000$ сағат. Электр торабындағы шығын «RASTR» бағдарлмасымен 2.7-2.8 суреттерде анықталды.

Қуаттың айнымалы $\Delta P'$ және тұрақты $\Delta P''$ шығынын анықтаймыз.

ЭБЖ-де тұрақты қуат шығыны өрнек бойынша табылады:

$$\Delta P^{'} = \Delta P_{л} + \Delta P_{тр}, \qquad (2.17)$$

мұндағы $\Delta P_{л}$ – желідегі айнымалы шығын, МВт;

$\Delta P_{тр}$ – трансформатордағы айнымалы шығын, МВт.

$$\Delta P'' = \Delta P_{кор} + \Delta P_{хх}, \qquad (2.18)$$

мұндағы $\Delta P_{кор}$ – ЭБЖ-сі коронасындағы шығын, МВт;

$\Delta P_{хх}$ – трансформатордың бос жүрісі кезіндегі шығын, МВт.

Тәждегі шығынды табамыз: $\Delta P_{кор}$

$$P_{кор} = \Delta P_{уд} \cdot L \qquad (2.19)$$

мұндағы $\Delta P_{уд}$ – 1 км желідегі тәж шығыны.

Тораптың бірінші нұсқасы үшін: $\Delta P_{кор} = 2 \cdot 0{,}0012 \cdot 13{,}5 = 0{,}0324$;

Тораптың екінші нұсқасы үшін: $\Delta P_{кор} = 2 \cdot 0{,}0012 \cdot 40 = 0{,}096.$

Трансформаторда шығынды қарастырырамыз. Келесі формула бойынша есептейміз:

$$\Delta P = P_x \cdot T + P_к \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{ном}} \right) \cdot \tau; \qquad (2.20)$$

Бірінші нұсқа үшін есептейміз:

$$\Delta P = 27 \cdot 8760 + 120 \cdot \left(\frac{21{,}5}{2 \cdot 25} \right) \cdot 3000 = 3{,}03 \ \ МВт;$$

Екінші нұсқа үшін есептейміз:

$$\Delta P = 27 \cdot 8760 + 120 \cdot \left(\frac{52{,}65}{2 \cdot 25} \right) \cdot 3000 = 6{,}35 \ \ МВт.$$

Шығындардың есептік мәндерін 2.8 кестеге енгіземіз:

2.8 кесте – Екі нұсқадағы айнымалы және тұрақты қуат шығындары

Шығындар	$\Delta P_{л}$, МВт	$\Delta P_{тр}$, МВт	$\Delta P_{кор}$, МВт	$\Delta P_{х.х.}$, МВт
Нұсқа I	2,03	0,303	0,0324	0,027
Нұсқа II	6,03	0,635	0,096	0,027

Торап элементтеріндегі жыл сайынғы шығынды табамыз:
Бірінші нұсқа үшін:

$$И_э = (2,03 + 0,303) \cdot 0,26 \cdot 3000 + (0,0324 + 0,027) \cdot 0,23 \cdot 8760 = 1,939 млн.тг.$$

$$И_э = \frac{1,939 \cdot 10^6}{130} = 14,91 \text{ мың.ш.б.}$$

Екінші нұсқа үшін:

$$И_э = (6,03 + 0,635) \cdot 0,26 \cdot 3000 + (0,096 + 0,027) \cdot 0,23 \cdot 8760 = 5,253 млн.тг.$$

$$И_э = \frac{5,253 \cdot 10^6}{130} = 40,41 \text{ мың.ш.б.}$$

Бірінші нұсқа үшін келтірілген шығынды анықтаймыз:

$$З' = (123298 + 243889) \cdot 0,12 + 3452,872 + 2954,468 = 50,469 мын.ш.б.$$

Екінші нұсқа үшін келтірілген шығынды анықтаймыз:

$$З'' = (485888 + 595258) \cdot 0,12 + 13604,872 + 49406,414 = 192,75 мын.ш.б.$$

Екі нұсқаның айырмашылығын табамыз: $\Delta З$

$$\Delta З = \frac{З'' - З'}{З''} \cdot 100 = \frac{192,75 - 50,469}{50,469} \cdot 100 = 28\%$$

Осы есептеулерден нәтижесінде бірінші нұсқаның, яғни екі тізбекті желіде «Қаражанбас-Жаңа» құрылысы үшін тиімді болатынын көреміз. Демек, одан кейінгі есептеулерді осы бірінші нұсқа үшін қарастырамыз.

3 Жобаланатын қосалқы станцияның түрін және сұлбасын таңдау

Электр торабын жобалау кезінде қосалқы станциясының жеңілдетілген сұлбасы таңдалады. Торап құрылымы қосалқы станцияларды қосу әдістерін таңдаудың негізі болып табылады.

Қосалқы станцияны қосу әдісі төмендегідей түрлерге бөлінеді:

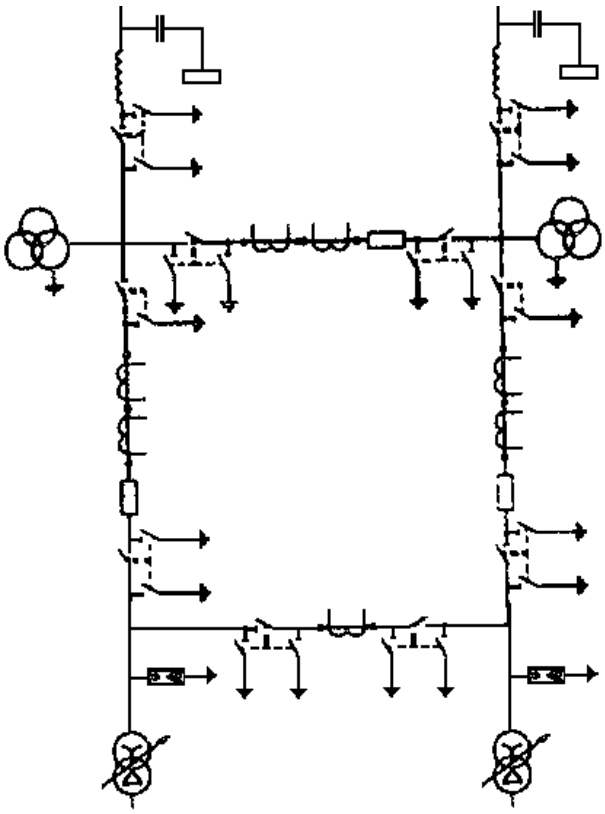
- бір- екі трансформаторлы түпкі қосалқы станциялар;
- өтпелік (транзитті), өтпелі желімен қосылған;
- тармақталған, бір немесе екі өтпелі желімен қосылған.

Қосалқы станция сұлбасын таңдауда жалғантын желілер мен трансформаторлардың қосылу «n» санын ескеру қажет.

Түпкі бір-екі трансформаторлы қосалқы станциялар жоғары кернеу жағында ажыратқыштармен орындалады. Екі трансформаторлы қосалқы станциялардың шиналар жағындағы қиысулар екі жақты әсерлі жетегі бар бөлгішпен автоматты түрде немесе автоматсыз түрде екі айырғыштан орындалуы мүмкін.

Өтпелі қосалқы станциялар үшін қосылыстар саны 6 дейін болғанда – келесідей сұлба қолданылады, бір секциялы ажыратқыш, секциялық және өтпелік ажыратқышы бірге келетін трансформаторлар тізбегіндегі ажыратқыштары бар өтпелі жүйе шиналары.

Қосылыстар саны 7 және одан көп болғанда келесідей сұлба қолданылады – екі жұмыстық және бір өтпелі шина. Тұйықталған (сақиналық) торапқа қосылған транзиттік қосалқы станция үшін, көпірлік сұлбалар қолданылады.



3.1 сурет – КТПБ (М)-110-5АН сұлбасы

«ЖАҢА» қосалқы станция үшін КТПБ(М) - 110 кВ (Блоктық модернизацияланған жинақталған трансформаторлық қосалқы станция) типті қосалқы станция түрін таңдаймыз, сұлба «желі тізбегінде көпір ажыратқыштармен және трансформатор бөлігінде ремонтты мойнақпен» орындалады (3.1-сурет)

КТПБ(М) 110 кВ өндірістік 50 және 60 Гц жиілікте үш фазалы токтағы электр энергиясын қабылдауға, түрлендіруге және таратуға арналған.

Қосалқы станцияда жұмыс атқару шарттары:

– теңіз деңгейінің үстінде орнату биіктігі – 1000 м аспайтын;

– қоршаған ауа температурасы – 60^0С тен 40^0С дейін;

– ЭОЕ сәйкес жел және көк тайғақ бойынша I – IV аумақтағы ауданды қабылдау;

– сыртқы ортаның механикалық факторы- ГОСТ 17516. 1 – 90 М1 пайдалану шарты тобы бойынша;

– атмосфера түрі – МЕМСТ 15150 – 69 бойынша II;

– MSK – 64 бойынша сейсмикалық төзімділігі 8 балл;

– жоғары вольтті аппараттардағы оқшаулағыш категориясы– А (I), Б (II*) ГОСТ 9920 – 89 бойынша;

КТПБ (М) - 110 кВ келесідей негізгі элементтерден тұрады:

а) күштік трансформаторлар (автотрансформатор);

б) сызықты реттегіш трансформатор;

в) ашық таратушы құрылғылар (АТҚ)-(ОРУ), кВ;

г) кешенді таратушы қондырғыдар (КРУ) 10(6)кВ сыртқы қондырғыда;

д) іргетастан (фундаментов);

е) найзағайдан қорғау;

ж) жермен қосу;

з) қоршау;

и) әжетханадан.

АТҚ -110 кВ жалпы түрде мыналардан тұрады:

– жоғары вольтті аппаратпен құрастырылған 110 кВ транспортабельді, қосалқы станцияның ұстанымдық электрлік сұлбасына сәйкес негізгі және көмекші тізбектер:

– жалпы қосалқы станция басқару пункті (ОПУ);

– қатты және майысқыш шиналау;

– кабельді құрылым;

– жарық беруші қондырғылар.

110 кВ блоктарда электр қосуларының бас сұлбасына және функционалдық тағайындауға байланысты келесі қолданылады:

– айырғыш блок;

– қабылдағыш блогі;

– кернеу трансформаторы блогі;

– ток трансформатор блогі;

– ажыратқыш блогі;

– жермен қосу және асқын кернеуді шектегіш блогі (разрядник);

– оқшаулағыш тіректер блогі.

4 Торапта қабылданған нұсқада жұмыс режимін есептеу

Электр торабы режимін есептеу келесілерді анықтау үшін орындалады:

а) торап элементіінің жүктемесін, күтілетін қуат тобында тораптың сәйкесінше іске қосылу қабілетін;

ә) түйіндегі, торап элементіндегі және шаралардағы кернеу деңгейін, рұқсат етілген шектерде сүйемелдеуді қамту; торап жұмысы үнемділігін бағалау үшін қуат және электр энергия шығыны және шығынды төмендету қабілеттілігі нәтижелігін;

б) беріктілік шарты бойынша қосу қабілеттілігін;

в) ұзақ уақыт жұмыс істеу мақсатында (мысалы жыл) – энергияларды беру, режимнің жеке параметрлерінің орташа мәндерінде (түйіндегі кернеу,

трансформатордың жүктелуі) тораптың жұмысы жағдайының интегралдық көрсеткішін.

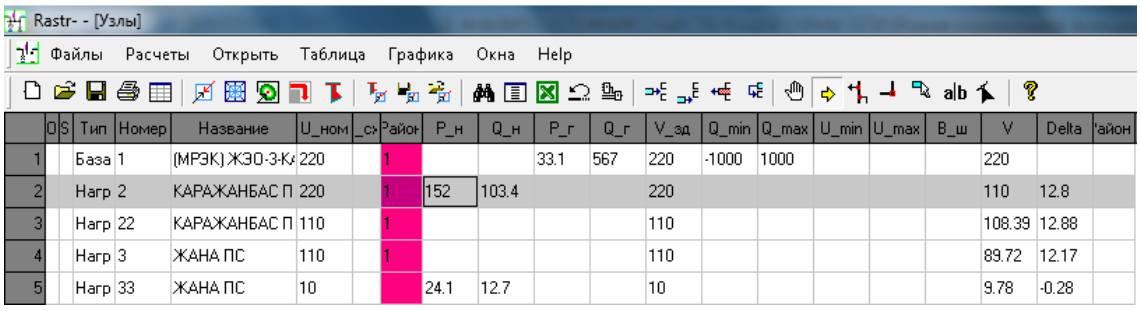
Дипломдық жұмысты орындауда электр торабында жұмыс істейтін тұтынушылардың және торап жабдықтарын бағалау қажет. Мұндай бағалау талап етілетін сапалы электр энергиямен қамту шараларын қарастыру мүмкіндігін береді.

Жұмыста қарастырылып отырған аумақта алдағы уақытта түйін жүктемесінің өсуін есепке ала отырып, электр торабы режиміне есептеме келтіру және қабылданған өткізгіш қимасында, трансформатор типтерінде тораптың жұмыс режимін анықтау жүргізіледі.

4.1 Тораптың қалыпты режимінің есебі

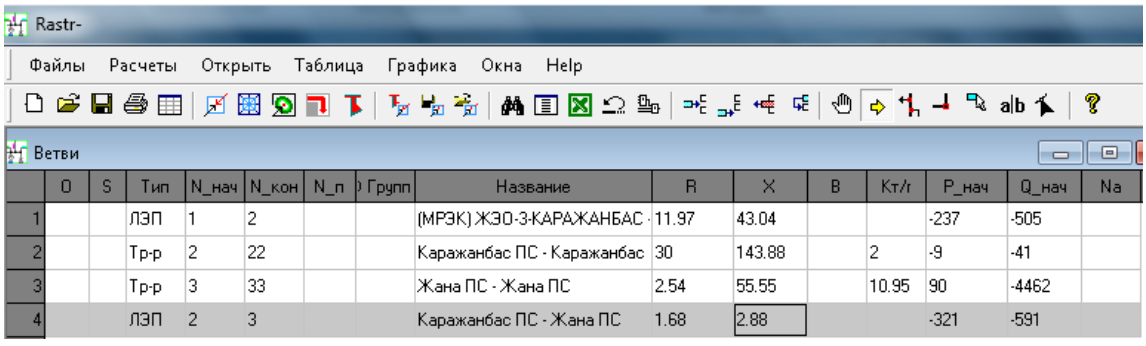
35 кВ электр беріліс желісі және қарастырылып отырған электр торабы енетін қосалқы станцияның орын басу сұлбасы жоғарыдағы 3.1 суретте көрсетілген.

Қалыпты режимге есептемені электр торабының түйін нүктелерінде (кесте 1.1) жүктемені өсуі есебінен келтіреміз. Есептеу нәтижелері 4.1 - 4.4-ші суреттерде келтіріледі.



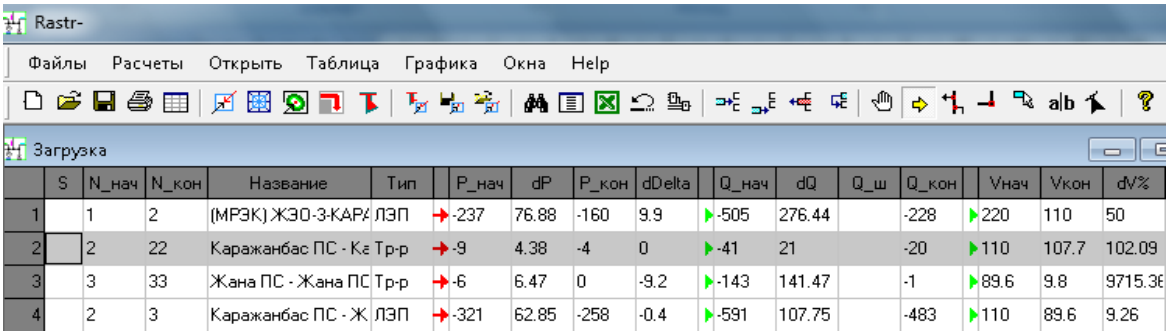
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	(МРЭК) ЖЭО-3-КА	220		1			33.1	567	220	-1000	1000				220		
2			Нагр	2	КАРАЖАНБАС П	220		1	152	103.4			220						110	12.8	
3			Нагр	22	КАРАЖАНБАС П	110		1					110						108.39	12.88	
4			Нагр	3	ЖАНА ПС	110		1					110						89.72	12.17	
5			Нагр	33	ЖАНА ПС	10			24.1	12.7			10						9.78	-0.28	

4.1 сурет – «Түйін»-дегі есептік мәндер



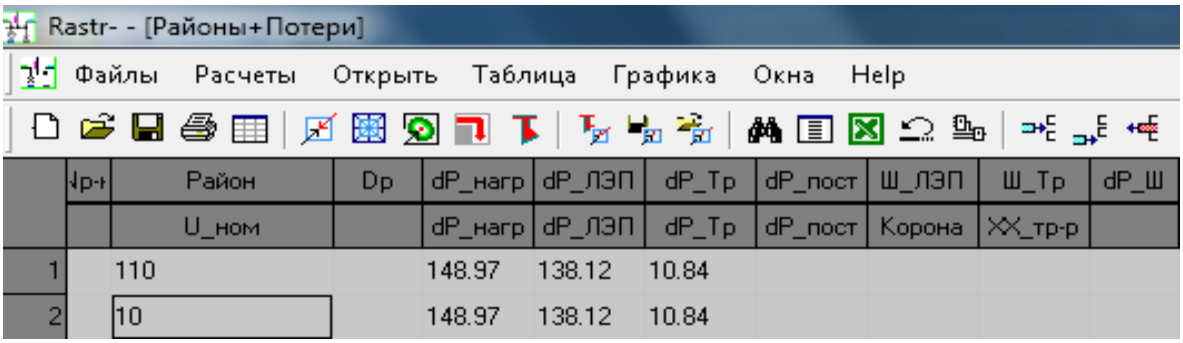
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	Групп	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			(МРЭК) ЖЭО-3-КАРАЖАНБАС	11.97	43.04			-237	-505	
2			Тр-р	2	22			Каражанбас ПС - Каражанбас	30	143.88		2	-9	-41	
3			Тр-р	3	33			Жана ПС - Жана ПС	2.54	55.55		10.95	90	-4462	
4			ЛЭП	2	3			Каражанбас ПС - Жана ПС	1.68	2.88			-321	-591	

4.2 сурет – «Тармақ»-тағы есептік мәндер



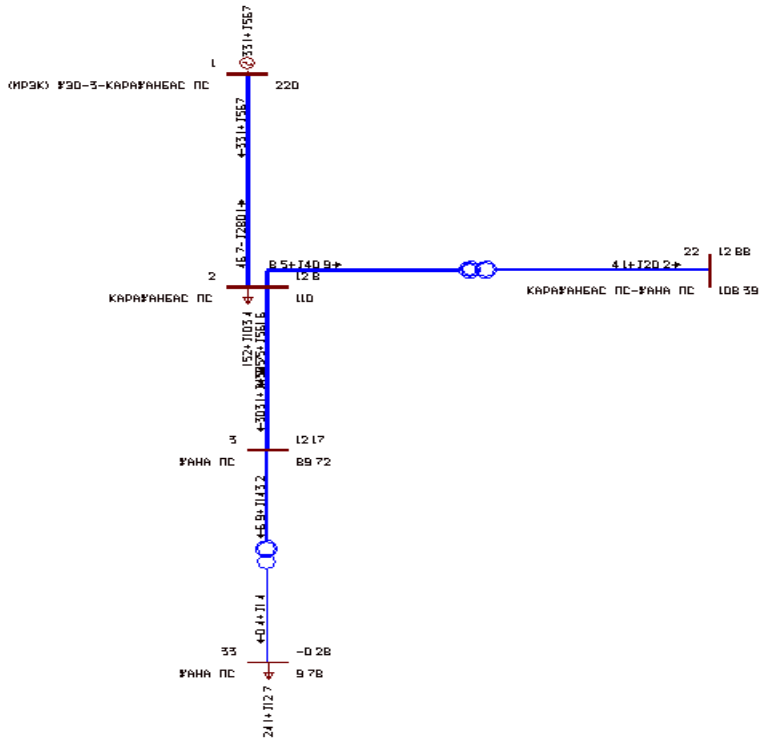
	S	N_нач	N_кон	Название	Тип	P_нач	dP	P_кон	dDelta	Q_нач	dQ	Q_ш	Q_кон	Vнач	Vкон	dV%
1		1	2	(МРЭК) ЖЭО-3-КАРА	ЛЭП	-237	76.88	-160	9.9	-505	276.44		-228	220	110	50
2		2	22	Каражанбас ПС - Ка	Тр-р	-9	4.38	-4	0	-41	21		-20	110	107.7	102.09
3		3	33	Жана ПС - Жана ПС	Тр-р	-6	6.47	0	-9.2	-143	141.47		-1	89.6	9.8	9715.38
4		2	3	Каражанбас ПС - Ж	ЛЭП	-321	62.85	-258	-0.4	-591	107.75		-483	110	89.6	9.26

4.3 сурет – Электр торабы элементтерінің жүктемесі



	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1		110		148.97	138.12	10.84				
2		10		148.97	138.12	10.84				

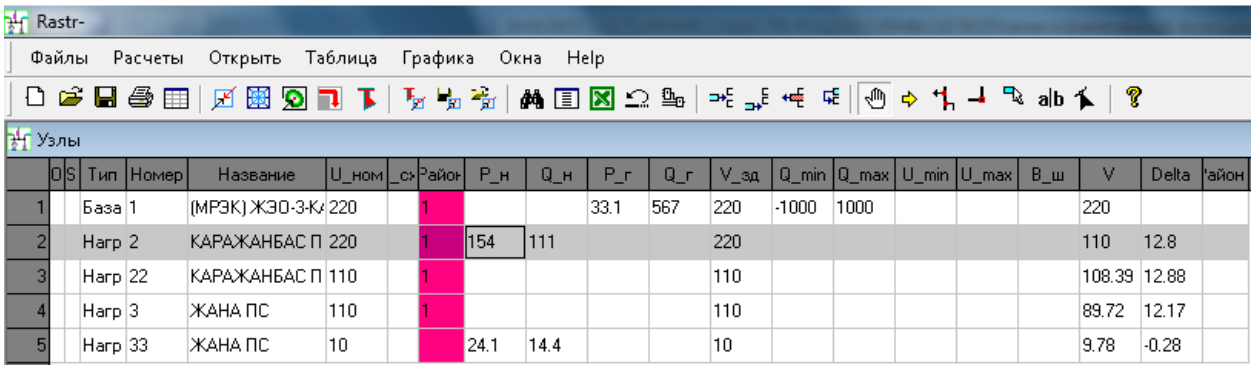
4.4 сурет – Электр торабындағы шығын



4.5 сурет – Тораптың қалыпты жұмыс режиміндегі орын басу сұлбасы

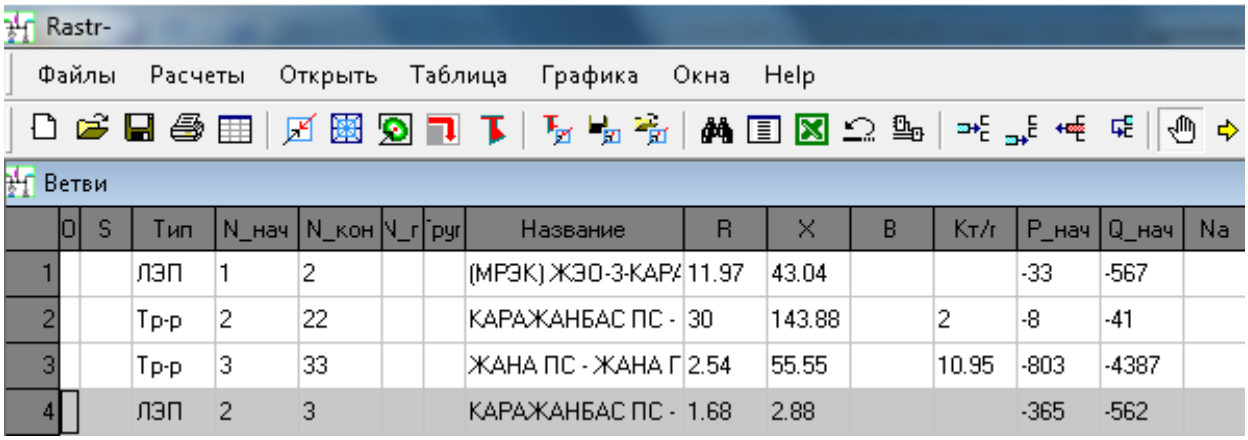
4.2 Электр торабының максималды режимдегі есебі

Максималды режимді есептеу нәтижелері 4.6 – 4.9 суреттерде келтіріледі.



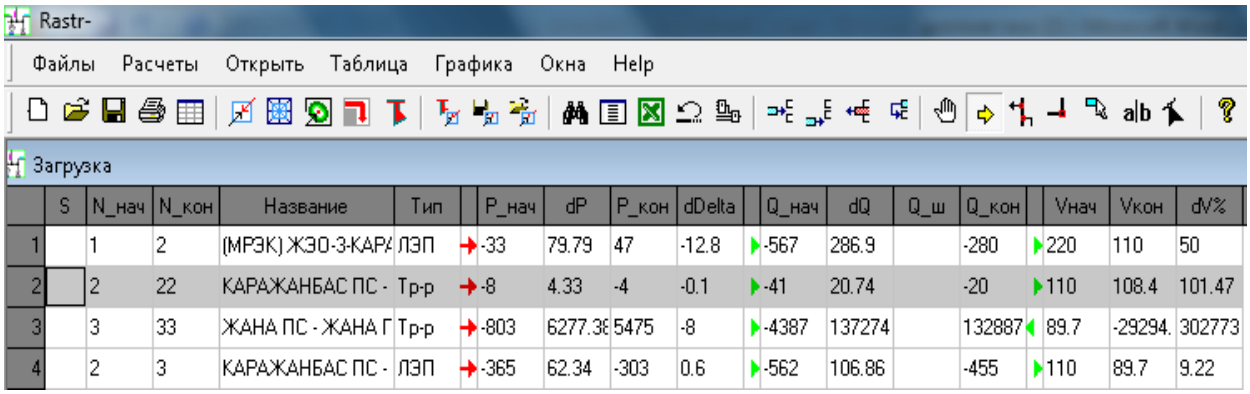
	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	(МРЭК) ЖЭО-3-К/	220		1			33.1	567	220	-1000	1000				220		
2			Нагр	2	КАРАЖАНБАС П	220		1	154	111			220						110	12.8	
3			Нагр	22	КАРАЖАНБАС П	110		1					110						108.39	12.88	
4			Нагр	3	ЖАНА ПС	110		1					110						89.72	12.17	
5			Нагр	33	ЖАНА ПС	10			24.1	14.4			10						9.78	-0.28	

4.6 сурет – «Түйін»-дегі есептік мәндер



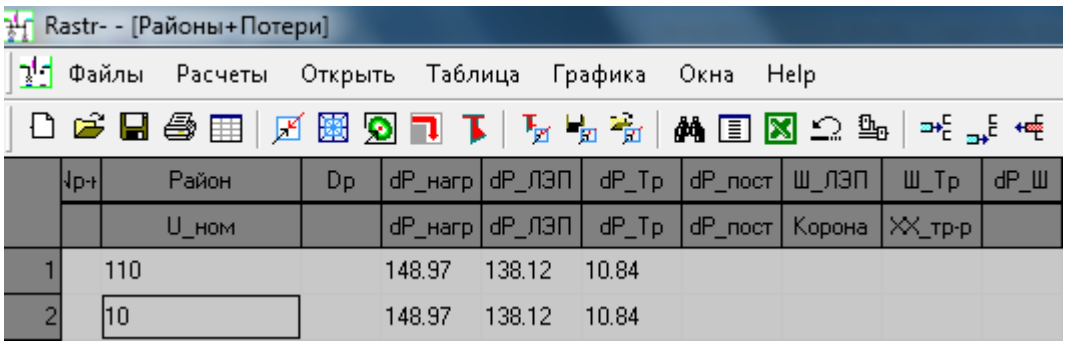
	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Группа	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			(МРЭК) ЖЭО-3-КАРА	11.97	43.04			-33	-567	
2			Тр-р	2	22			КАРАЖАНБАС ПС -	30	143.88		2	-8	-41	
3			Тр-р	3	33			ЖАНА ПС - ЖАНА Г	2.54	55.55		10.95	-803	-4387	
4			ЛЭП	2	3			КАРАЖАНБАС ПС -	1.68	2.88			-365	-562	

4.7 сурет – «Тармақ»-тағы есептік мәндер



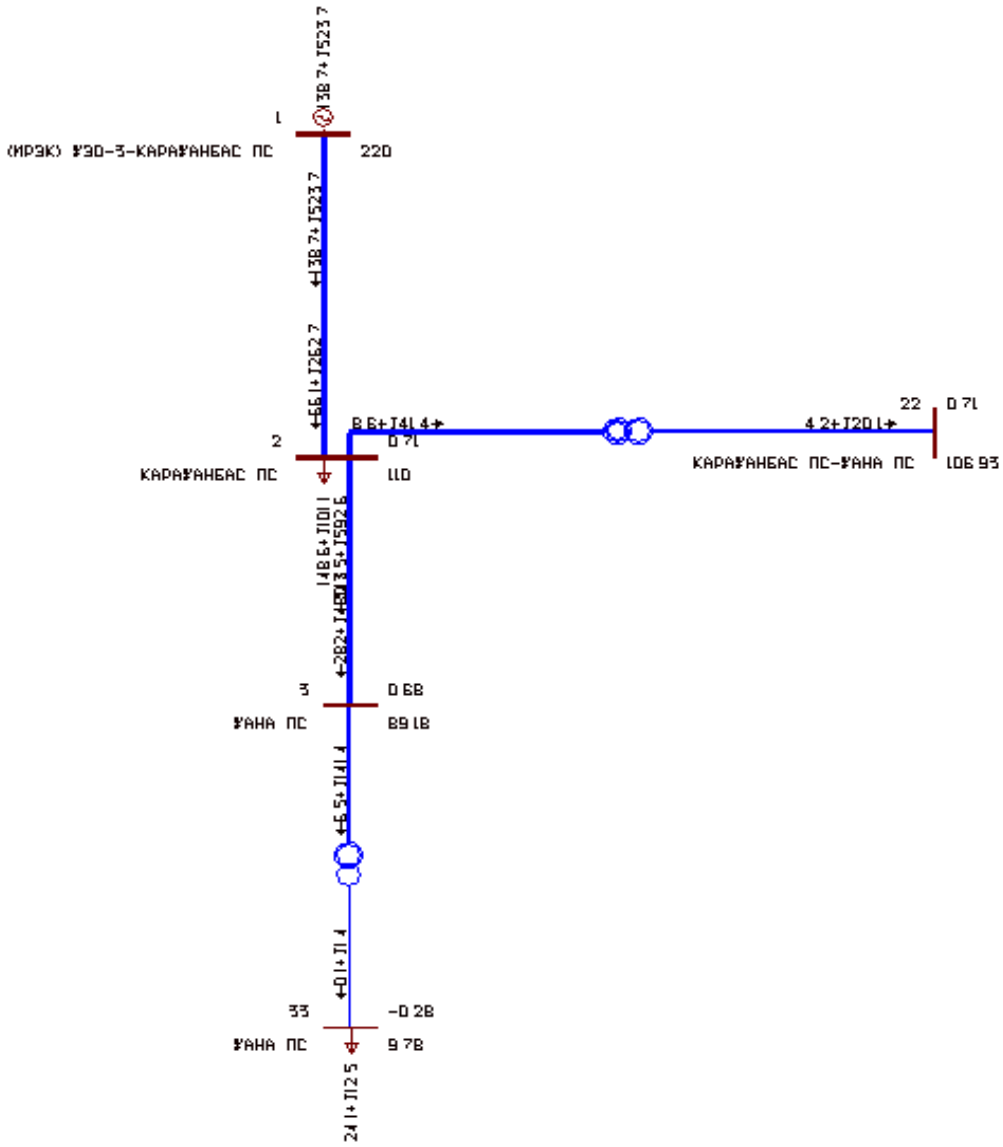
	S	N_нач	N_кон	Название	Тип	P_нач	dP	P_кон	dDelta	Q_нач	dQ	Q_ш	Q_кон	Vнач	Vкон	dV%
1		1	2	(МРЭК) ЖЭО-3-КАРА	ЛЭП	-33	79.79	47	-12.8	-567	286.9		-280	220	110	50
2		2	22	КАРАЖАНБАС ПС -	Тр-р	-8	4.33	-4	-0.1	-41	20.74		-20	110	108.4	101.47
3		3	33	ЖАНА ПС - ЖАНА Г	Тр-р	-803	6277.38	5475	-8	-4387	137274		132887	89.7	-29294.	302773
4		2	3	КАРАЖАНБАС ПС -	ЛЭП	-365	62.34	-303	0.6	-562	106.86		-455	110	89.7	9.22

4.8 сурет – Электр торабы жүктемесі



	№п/п	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	Хх_тр-р	
1		110		148.97	138.12	10.84				
2		10		148.97	138.12	10.84				

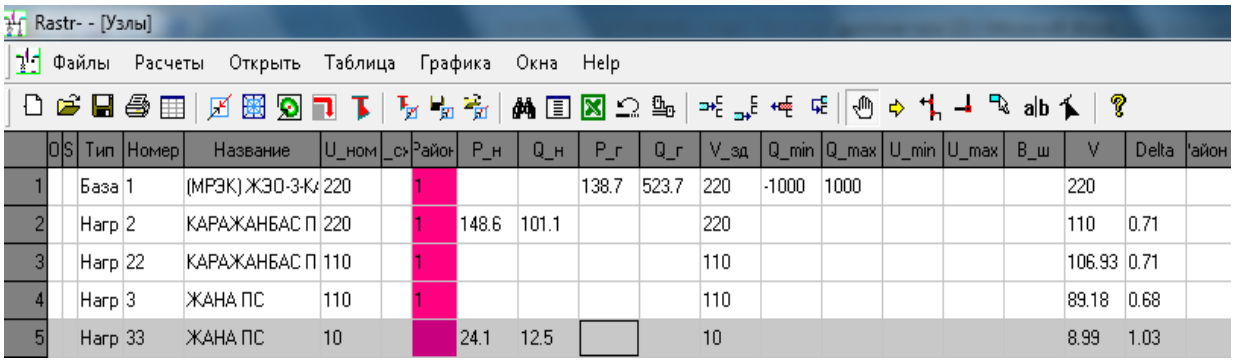
4.9 сурет – Тораптағы шығын



4.10 сурет – Максималды жұмыс режимінде тораптың орын басу сұлбасы

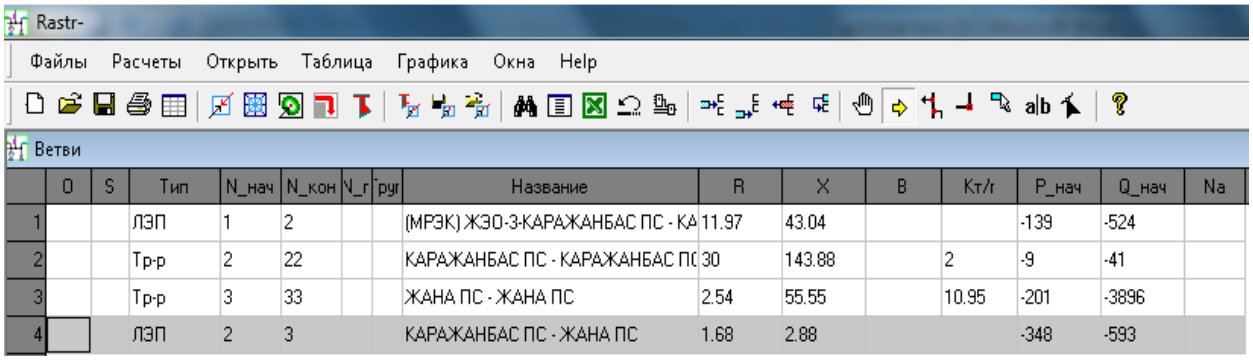
4.3 Электр торабының минималды режимдегі есебі

Минималды режімді есептейміз. Барлық жүктемелерді қалыпты режімдегіден 30 %-ға төмен етіп аламыз. Есептеу нәтижелері төмендегі 4.11 – 4.14 - суреттерде келтіріледі.



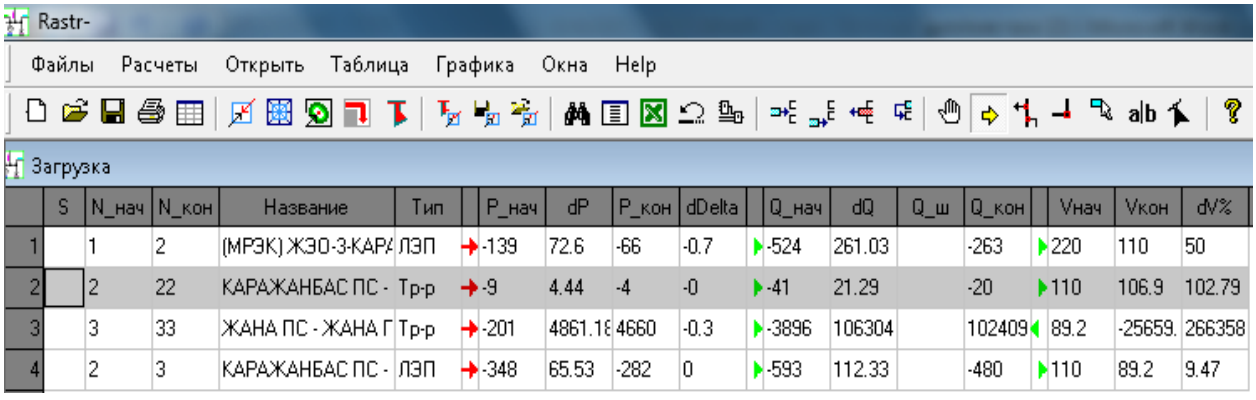
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_с	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	(МРЭК) ЖЭО-3-К/	220		1			138.7	523.7	220	-1000	1000				220		
2			Нагр	2	КАРАЖАНБАС П	220		1	148.6	101.1			220						110	0.71	
3			Нагр	22	КАРАЖАНБАС П	110		1					110						106.93	0.71	
4			Нагр	3	ЖАНА ПС	110		1					110						89.18	0.68	
5			Нагр	33	ЖАНА ПС	10			24.1	12.5			10						8.99	1.03	

4.11 сурет – «Түйін»-дегі есептік мәндер



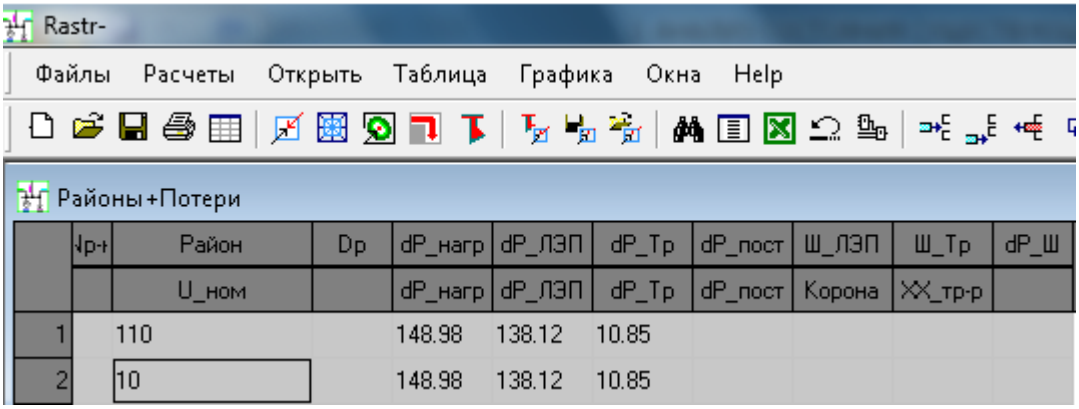
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			(МРЭК) ЖЭО-3-КАРАЖАНБАС ПС - КА	11.97	43.04			-139	-524	
2			Тр-р	2	22			КАРАЖАНБАС ПС - КАРАЖАНБАС ПС	30	143.88		2	-9	-41	
3			Тр-р	3	33			ЖАНА ПС - ЖАНА ПС	2.54	55.55		10.95	-201	-3896	
4			ЛЭП	2	3			КАРАЖАНБАС ПС - ЖАНА ПС	1.68	2.88			-348	-593	

4.12 сурет – «Тармақ»-тың есептік мәндер



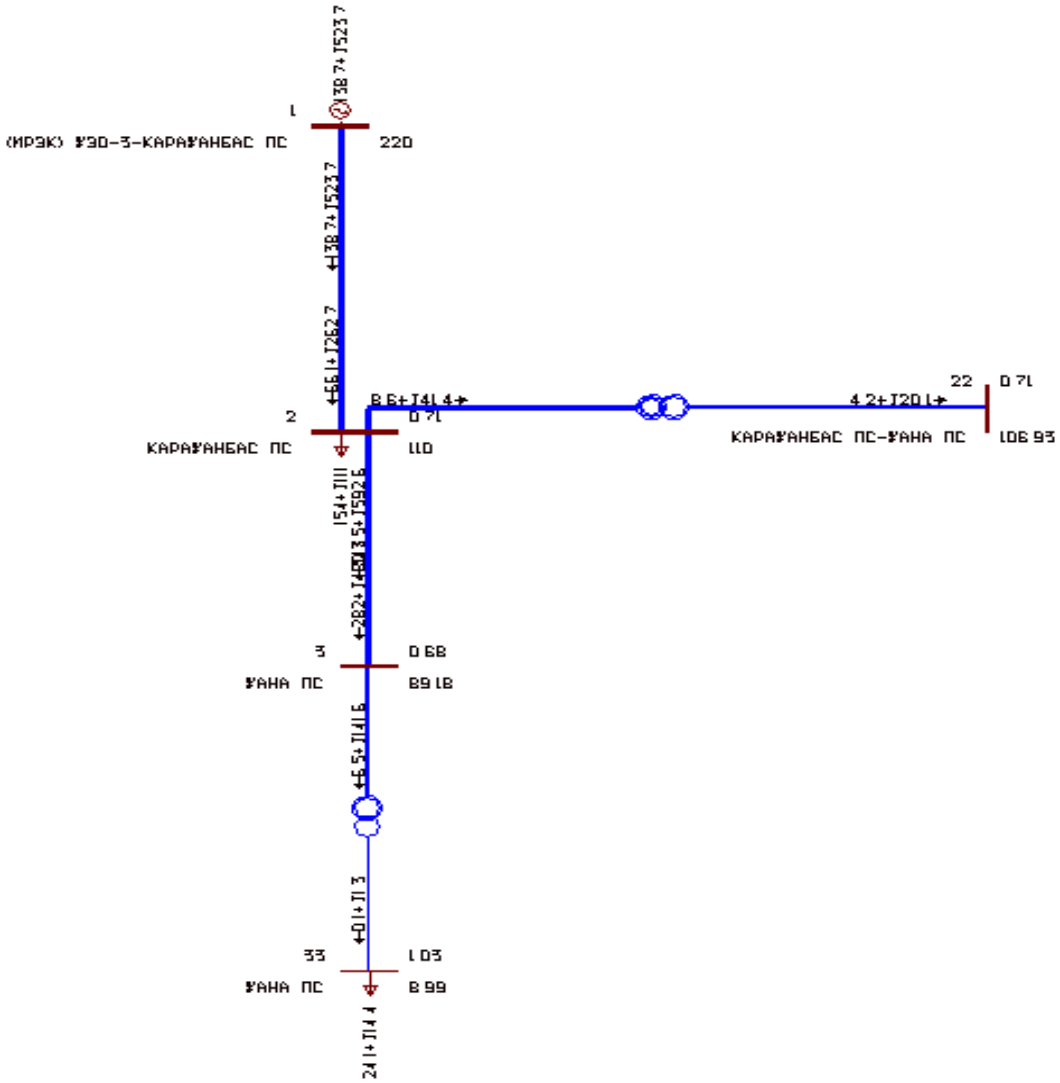
	S	N_нач	N_кон	Название	Тип	P_нач	dP	P_кон	dDelta	Q_нач	dQ	Q_ш	Q_кон	Vнач	Vкон	dV%
1		1	2	(МРЭК) ЖЭО-3-КАР/	ЛЭП	-139	72.6	-66	-0.7	-524	261.03		-263	220	110	50
2		2	22	КАРАЖАНБАС ПС -	Тр-р	-9	4.44	-4	-0	-41	21.29		-20	110	106.9	102.79
3		3	33	ЖАНА ПС - ЖАНА П	Тр-р	-201	4861.18	4660	-0.3	-3896	106304		102409	89.2	-25659.	266358
4		2	3	КАРАЖАНБАС ПС -	ЛЭП	-348	65.53	-282	0	-593	112.33		-480	110	89.2	9.47

4.13 сурет – Электр торап жүктемесі



	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1		110		148.98	138.12	10.85				
2		10		148.98	138.12	10.85				

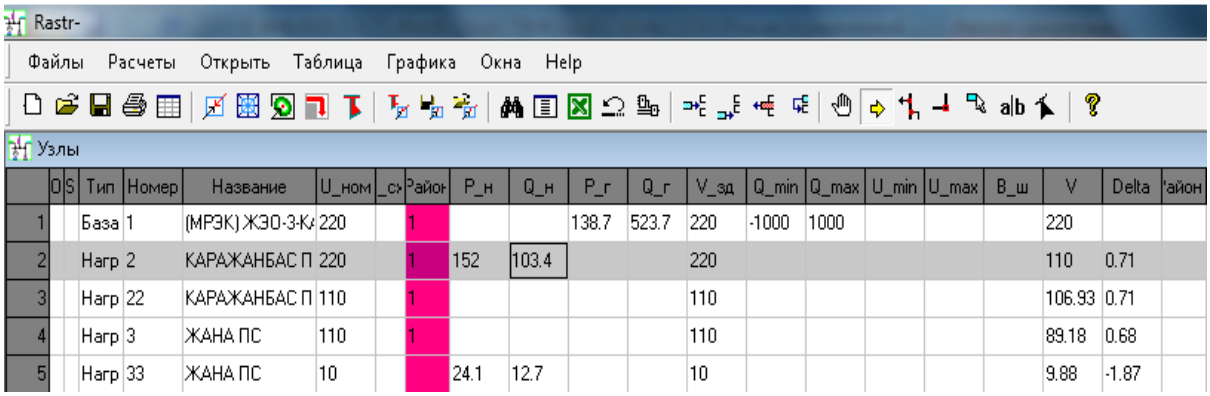
4.14 сурет – Электр торабындағы шығын



4.15 сурет – Тораптың минималды жұмыс режіміндегі орын басу сұлбасы

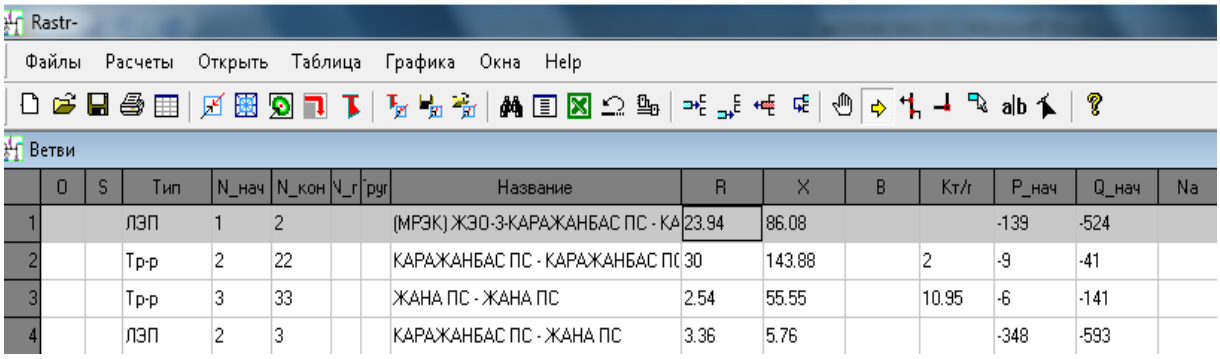
4.4 Электр торабының апаттан кейінгі жұмыс режимі есебі

Апаттан кейінгі режимді (АКР) есептейміз. АКР-де бір желі сөнеді. Есептеу нәтижелері 4.16 – 4.19 суреттерде келтіріледі.



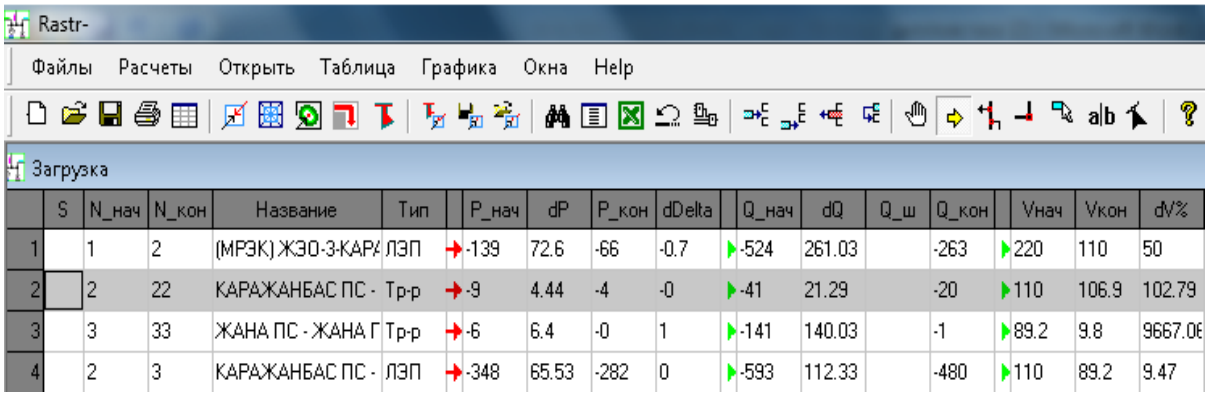
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_с	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	(МРЭК) ЖЭО-3-К	220		1			138.7	523.7	220	-1000	1000				220		
2			Нагр	2	КАРАЖАНБАС П	220		1	152	103.4			220						110	0.71	
3			Нагр	22	КАРАЖАНБАС П	110		1					110						106.93	0.71	
4			Нагр	3	ЖАНА ПС	110		1					110						89.18	0.68	
5			Нагр	33	ЖАНА ПС	10			24.1	12.7			10						9.88	-1.87	

4.16 сурет – «Түйін»-дегі есептік мәндер



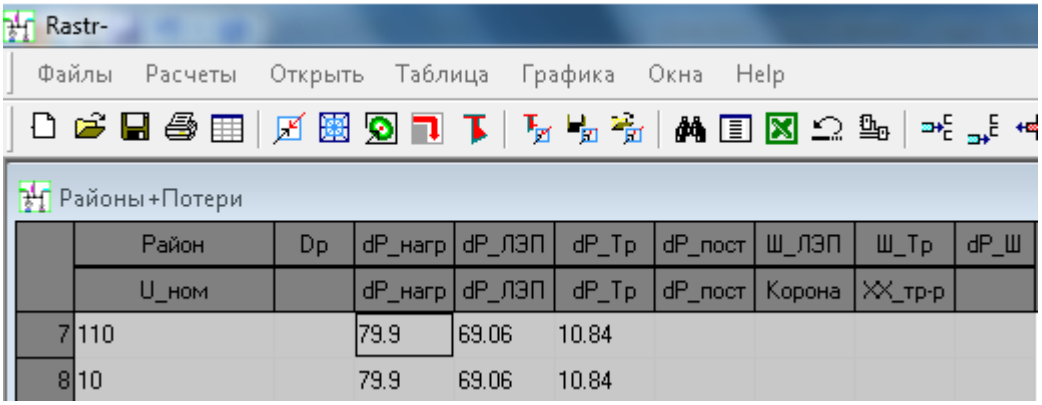
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Гру	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			(МРЭК) ЖЭО-3-КАРАЖАНБАС ПС - КА	23.94	86.08			-139	-524	
2			Тр-р	2	22			КАРАЖАНБАС ПС - КАРАЖАНБАС ПС	30	143.88		2	-9	-41	
3			Тр-р	3	33			ЖАНА ПС - ЖАНА ПС	2.54	55.55		10.95	-6	-141	
4			ЛЭП	2	3			КАРАЖАНБАС ПС - ЖАНА ПС	3.36	5.76			-348	-593	

4.17 сурет – «Тармақ»-тағы есептік мәндер



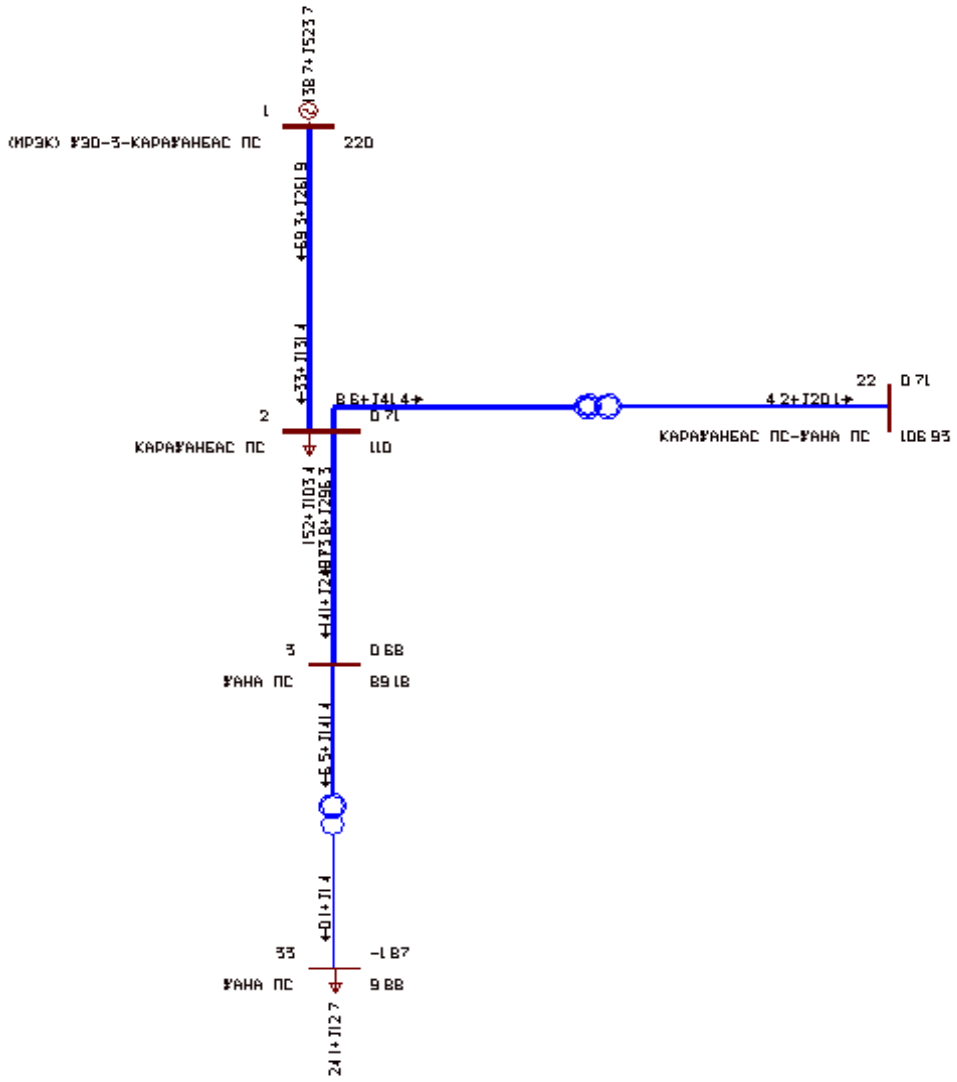
	S	N_нач	N_кон	Название	Тип	P_нач	dP	P_кон	dDelta	Q_нач	dQ	Q_ш	Q_кон	Vнач	Vкон	dV%
1		1	2	(МРЭК) ЖЭО-3-КАР	ЛЭП	-139	72.6	-66	-0.7	-524	261.03		-263	220	110	50
2		2	22	КАРАЖАНБАС ПС -	Тр-р	-9	4.44	-4	-0	-41	21.29		-20	110	106.9	102.79
3		3	33	ЖАНА ПС - ЖАНА Г	Тр-р	-6	6.4	-0	1	-141	140.03		-1	89.2	9.8	9667.06
4		2	3	КАРАЖАНБАС ПС -	ЛЭП	-348	65.53	-282	0	-593	112.33		-480	110	89.2	9.47

4.18 сурет – Электр торап жүктемесі



	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	ХХ_тр-р	
7	110		79.9	69.06	10.84				
8	10		79.9	69.06	10.84				

4.19 сурет –Электр торабындағы шығын



4.20 сурет – Апаттан кейінгі режим үшін орын басу сұлбасы

Тораптағы элеткрлік режимге есептеме торап элементі жүктемесін бақылау, ҚС-ның 110/10 кВ шинасында қалыпты, максимальды, минималды және апаттан кейінгі режимдерде кернеу деңгейін анықтау мақсатында жүргізіледі.

Ұсынылып отырған электрмен қамтудың электрлік сұлбасы Қаражанбас ҚС электрлік торабындағы 110 кВ бөлімі осы кезеңнен 2015 жылға дейін қалыпты торап жүктемесімен қамтуда және мүмкін болатын кернеу деңгейінде қалыпты және апаттан кейінгі режимдерде қалыпты режиммен қамти алатынын есеп-қисап нәтижелері көрсетті.

5 Таңдап алынған нұсқа үшін қысқа тұйықталу тогын есептеу

Қысқа тұйықталу (ҚТ) тоқтарын есептеу ҚС аппараттарын бақылау және таңдау, тоқ өткізетін бөліктерін термиялық және динамикалық төзімділікке тексеру үшін, сонымен бірге РҚжА құрылғыларын таңдау және бағалау үшін қажет. Зақымданған орындарда ҚТ тоғы лезде үлкейеді, яғни демек ҚТ термикалық бұзылуы әсерін ұғындыратын өткізгіштің аса мүмкін болатын қызуы пайда болады. Сонымен қатар, ҚТ тоғының динамикалық бұзылуының әсері де қауіпті (мысалыға – жеке фазалардың құрама шиналары). ҚТ есебі аппараттарды таңдау үшін үш фазалы болып келеді, демек бұл жағдайда тоқ максималды мәнде болады, яғни өзімен бірге максималды бұзылу әсерін қалыптастырады.

ҚТ тоғын есептеуде келесідей жорамалдар қабылдаймыз:

– Электрмен жабдықтау есептік кернеуді сұлбаның әрбір деңгейінде номиналды мәнінен 5%-ға жоғары етіп қабылданады.

- ҚТ тоғы ҚТ-дың екпінді тоғы ең үлкен мәніне жеткен уақыт моментінде басталады.

- ҚТ орнындағы кедергі нөлге тең деп есептелінеді (металдық ҚТ).

- Есептік сұлбаға кіретін әр түрлі қоректенудіру көздеріндегі ЭҚК-де фаза бойынша жылжуды есепке алмаймыз.

- Қоректендіру көзінде біртұтас жүйесінде (БСЖ) толық қуатты шексіз үлкен етіп $S_{СИС} = \infty$.қабылдаймыз.

Сыйымдылықты ескермейміз, сондықтан әуе және кабельді желілердегі сыиымдылық тоғы да ескерілмейді.

Трансформатордың магниттеу тоқтарын есепке алмаймыз. Жүйе кернеуі (ЕЭС) өзгеріссіз қалады. Электр қозғағыштарының КТ нүктесі кернеудің деңгейіне қарағанда төмен, кернеу деңгейі жағындағы қосынды ҚТ-ның өсуін есепке алмаймыз.

Релелік қорғаудың құрылымдарының сезімталдығын бақылау үшін және қорғаныс тез әсер ету үшін минималды мүмкін болатын қысқа тұйықталу тоғы есептелінеді. Әдетте мұнда тармақтың жөндеу режимін ескеру есебінен екі фазалы қысқы тұйықталу тоғын есептеу болып табылады, яғни қоректену көзі бөлігі және тармақ байланысы ажыратулы болғанда, бұл ҚТ тоғы бақыланатын қорғаныста минималды болуы үшін.

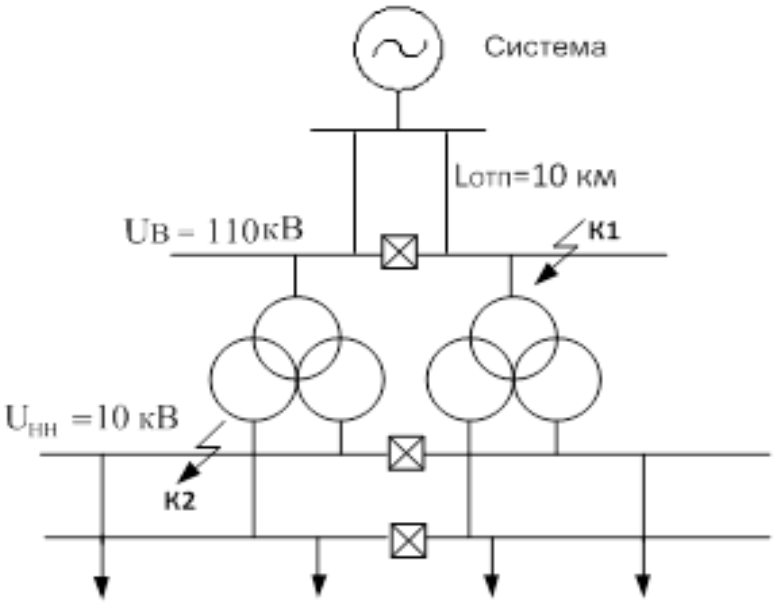
ҚТ тоғын есептеуде электрмен қамтудың барлық элементтері және электрлік, магниттік байланыстың келтірілетін кедергілері енетін тораптың орын басу сұлбасын құрастыру қажет, яғни есептік сұлбасы қарастырылады. Өндіретін көздер (осы жағдайда - жүйе) сәйкес келетін ЭҚК-дің орын басу сұлбаларына кіреді. Осы жағдайда ӘЖ аралық шықпалары 10 км ұзындық бойымен қоректенушілерді орын басу сұлбасында активті кедергіні дәл есептеу үшін кемітуге болады.

5.1 Үш фазалы ҚТ тоғын есептеу

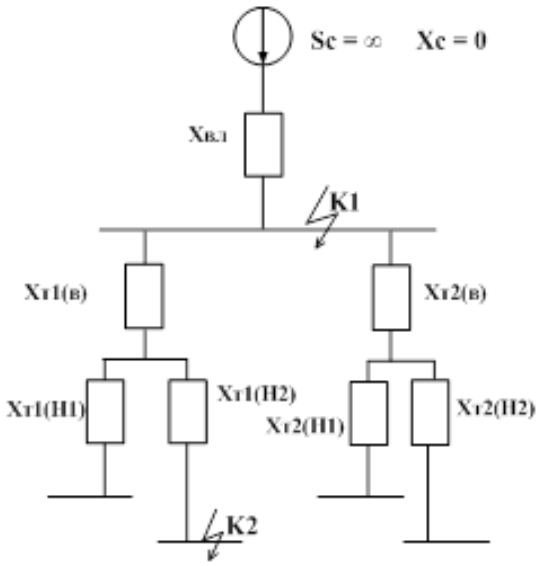
ҚТ тоғын есептеу үшін есептік сұлба мен орын басу сұлбасы суреттерде көрсетілген.

Қоректену көзі (жүйе) ретінде ЖАҢА ҚС-на ӘЖ түрінде жалғанған аралық шықпалар, ұзындығы $L_{ОТП}$=13,5 км Қаражанбас ҚС ӘЖ-сін қабылдаймыз. ЭҚК жүйесін $E_C=\infty$, ал кедергіні $X_C=0$ деп қабылдаймыз. Қоректенуші аралық шықпалардың екеуінде де меншікті кедергі мәні $X_{УД}$ = 0,427 Ом/км.

110 кВ тарапында ҚТ есептеу нүктесі - К1. 10 кВ тарапында ҚТ есептеу нүктесі - К2.



5.1 сурет – ҚТ тоғы белгіленген есептік сұлба



5.2 сурет – Қысқа тұйықталу тоғын белгілеу үшін орын басу сұлбасы

110 кВ торапта К1 нүктесінде ҚТ тоғын есептеу: Жүйе: $S_{СИС}= \infty$; $X_{СИС}= 0$; $U_{НОМ.С} = 115$ кВ.

Әуе желісі:

$$X_{Л} = X_{уд} \cdot L = 0{,}427 \cdot 13{,}5 = 5{,}76 \ Ом \qquad (5.1)$$

Жинақтап келгенде, К1 нүктедегі үш фазалы ҚТ тоғының периодикалық құраушысы:

$$I_{п.о.к1} = \frac{U_{ном.с}}{\sqrt{3} \cdot X_{Л}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 5{,}76} = 11{,}53 \ кА \qquad (5.2)$$

К1 нүктедегі максималды соққы ҚТ тоғы:

$$I_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot K_{У} \cdot I_{п.о.к1} = \sqrt{2} \cdot 1{,}92 \cdot 11{,}53 = 31{,}3 \ кА \qquad (5.3)$$

мұндағы $К_У$ =1,92 – ҚТ тоғының соққы коэффициенті.

10 кВ тарапта К2 нүктесінде ҚТ тоғын есептеу:

Жүйе: $S_С= \infty$; $X_С= 0$; $U_{НОМ.С}= 115$ кВ.

Әуе желісі:

$$X_{Л} = X_{уд} \cdot L \cdot \left(\frac{U_{нн.т}}{U_{вн.т}} \right)^2 = 0{,}427 \cdot 13{,}5 \cdot \left(\frac{10{,}5}{115} \right)^2 = 0{,}048 \ Ом \qquad (5.4)$$

мұндағы $U_{НН.Т}$ = 10,5 кВ – К2 нүктедегі ҚТ деңгейінің есептік кернеуі
Трансформатор (тармдалған төмен ораммен):

$$X_{Т} = \frac{U_{к.в-н\%} \cdot U^2_{нн.т}}{100 \cdot S_{ном.т}} = \frac{10{,}5 \cdot 10{,}5^2}{100 \cdot 25} = 0{,}463 \ Ом \qquad (5.5)$$

$$X^{В}_{Т} = 0{,}125 \cdot x_{Т} = 0{,}125 \cdot 0{,}463 = 0{,}058 \ Ом \qquad (5.6)$$

$$X^{Н1}_{Т} = X^{Н2}_{Т} = 1{,}75 \cdot x_{Т} = 1{,}75 \cdot 0{,}463 = 0{,}81 \ Ом \qquad (5.7)$$

$$X_{т.к2} = x^{В}_{Т} + x^{Н1,Н2}_{Т} = 0{,}058 + 0{,}81 = 0{,}868 \ Ом \qquad (5.8)$$

Жинақтап келгенде, К2 нүктедегі үш фазалы ҚТ тоғының периодикалық құраушысы келесіге тең:

$$I_{п.о.к2} = \frac{U_{нн.т}}{\sqrt{3} \cdot X_{к2}} = \frac{U_{нн.т}}{\sqrt{3} \cdot \left(x_{с} + x_{л} + x_{т.к2} \right)} = \frac{10{,}5}{\sqrt{3} \cdot \left(0 + 0{,}048 + 0{,}868 \right)} = 6{,}62 \ кА$$

(5.3) өрнек бойынша максималды ҚТ соққы тоғы:

$$I_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot 6{,}62 \cdot 1{,}85 = 17{,}32 \ кА$$

$К_{У}$ =1,85 – ҚТ тоғының соққы коэффициенті.

5.1 кесте – ҚС жабдықтарын таңдау үшін 110 кВ и 10 кВ сатылардағы ҚТ тоғының максимальды мәндері

ҚТ есептеу нүктесі	ҚТ нүктесі белгіленетін орын	Үш фазалы қысқа тұйықталу кезіндегі тоқтардың периодикалық мәндері $I_{П.О.}$	Үш фазалы қысқа тұйықталудағы екпінді ток $I_{УД}$
К1	110 кВ шинада	11,53кА	31,3 кА
К2	10 кВ шинада	6,62 кА	17,32 кА

5.2 Қосалқы станция жабдықтарын таңдау

Күштік жабдықтарды одан әрі таңдау үшін, яғни ҚС-ға орнатылатын, экономикалық орындылықты және жеке өндірушілердің жаппай тапсырыстарында тасымалдаудың ыңғайлылығын ерекше көңіл бөлу керек.

– қайталама-горизанталь типті 110 кВ айырғыштар;
– құрғақ ТСН және жинақталған трансформаторлы ҚС ((К)ЖТПСН);
– элегазды 110 кВ ажыратқыштар;
– қатты шиналауы бар АТҚ-110 Кв
– сыртқы қондырғыларда жермен қосу;
– ОПН барлық кернеу кластарында;
– айырғыштар ішкі қондырғыларда (КРУ, КТП) 10 кВ.

5.3.1 Ажыратқышты таңдау шарты

1) Номиналды кернеу бойынша таңдау:

$$U_{НОМ.ВЫКЛ} \geq U_{НОМ.РУ}, \quad (5.9)$$

мұндағы $U_{НОМ.ВЫКЛ}$ – ажыратқыштың номиналды кернеуі;

$U_{НОМ.РУ}$ – осы ажыратқыш орнатылған ТҚ-ның номиналды кернеуі.

2) Максималды ауырлату режимі бойынша ток таңдау:

$$I_{НОМ.ВЫКЛ} \geq I_{Р.МАХ}, \quad (5.10)$$

мұндағы $I_{НОМ.ВЫКЛ}$ – ажыратқыштың номиналды тоғы;

$I_{Р.МАХ}$ – максималды ауырлатылған режимдегі жұмыс тоғы.

110 кВ тарапта:

$$I_{норм} = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.с}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131{,}21 \ A \quad (5.12)$$

$$I_{р.max} = \frac{1{,}4 \cdot S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.с}} = \frac{1{,}4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183{,}7 \ A \quad (5.13)$$

Тізбектерді енгізу және 10 кВ ТҚ-ды секциялау: (5.12) және (5.13) формулалар бойынша есептеледі

$$I_{норм} = \frac{S_{ном.т}}{2\sqrt{3} \cdot U_{ном.с}} = \frac{25000}{2\sqrt{3} \cdot 110} = 721{,}68 \ \ A;$$

$$I_{р.\max} = \frac{1{,}4 \cdot S_{ном.т}}{2\sqrt{3} \cdot U_{ном.с}} = \frac{1{,}4 \cdot 25000}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 1010{,}36 \ \ A.$$

5.2 кесте – ҚС- ға есептік жұмыс тоғының мәні

Есептеу орны	Есептік жұмыс тоғы, А	
	Қалыпты режімде	Ауырлатылған режімде
1. 110 кВ тарапта	131,21	183,7
2. Тізбектерді енгізу және 10 кВ ТҚ-ды секциялау	721,68	1010,36

3) Коммутациялық әдіс бойынша таңдау:

$$I_{НОМ.ОТКЛ} \geq I_{П.О.Т} \qquad (5.14)$$

мұндағы $I_{НОМ.ОТКЛ}$ – ажыратқыштың ажыратулы кезіндегі номиналды тоқ;

$I_{П.О.Т}$ – ажыратқыш түйіспелері ажыратылған жеріндегі уақыт моментіндегі үш фазалы қысқа тұйықталу тоғының периодикалық құраушысы.

$$\sqrt{2} \cdot I_{ном.откл} \cdot (1 + \beta_{ном}) \geq \sqrt{2} \cdot I_{П,О,\tau} + i_{a,\tau}; \qquad (5.15)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П0,Т} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 11{,}53 \cdot \ e^{\frac{-0{,}052}{0{,}03}} = 2{,}881 \text{ кА}; \qquad (5.16)$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{П0,Т} + i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 11{,}53 + 2{,}881 = 19{,}187 \text{ кА};$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{ном.откл} \cdot \left(1 + \beta_{норм}\right) = \sqrt{2} \cdot 25 \cdot (1 + 0{,}3) = 45{,}962 \text{кА}; \qquad (5.17)$$

мұндағы t_{3min} – қорғаныс іске қосылуының минималды уақыты,0,01 с деп аламыз;

$t_{с.в..}$ – ажыратқыштың меншікті ажыратылу уақыты, келесі анықтамаға сәйкес 0,042с тең;

τ –ҚТ тоғын анықтау уақыты:

$$\tau = t_{3\min} + t_{с.в} = 0{,}01 + 0{,}042 = 0{,}052 \ \ c.$$

мұндағы $\beta_{ном}$ – ажыратылатын тоқтағы апериодикалық құраушысын сақтаудың нормаланған мәні;

$i_{A,T}$ – ажыратқыш түйіспелері айырылатын уақыт Т моментіндегі ҚТ тоғының апериодикалық құраушысы;

T_a – ҚТ орнынына байланысты ҚТ тоғының апериодикалық құраушысының сөну уақыты.

(5.14)- шарт бойынша тексереміз: 45,962≥19,187

4) Электродинамикалық беріктілікке тексеру:

$$I_{ДИН.МАХ} \geq I_{УД}; \quad (5.18)$$

$$I_{ДИН.ДЕЙСТВ} \geq I_{П.О}, \quad (5.19)$$

мұндағы $I_{ДИН.МАХ}$ – ажыратқыштың электрдинамикалық орнықтылығындағы тоқтың амплитудалық мәні;

$I_{ДИН.ДЕЙСТВ}$ – ажыратқыш электрдинамикалық орнықтылығындағы периодикалық құраушы тоғының әсер ету мәні.

5) Термиялық беріктілікке тексеру:

$$B_k \leq I_{T.CT}^2 \cdot t_{T.CT}; \quad (5.20)$$

$$B_k = I_{п.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (5.21)$$

мұндағы B_K – Джоуль интегралы, есептеу бойынша ҚТ тоғының жылу импульсі;

$I_{Т.СТ}$ – ажыратқыштың термиялық орнықтылығының шектік тоғы;.

$t_{тер}$ – термиялық беріктілікте жүріп өту ұзақтығы;

$t_{откл}$ – өшу уақыты.

$$B_k = I_{П.О}^2(t_{откл} + T_a) = 11{,}53^2(3 + 0{,}03) = 402{,}81 \text{ к}^2\text{А}$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \ \ кА^2$$

(5.20)- шарт бойынша тексереміз: 402,81≤1875

110 кВ АТҚ ажыратқыш таңдау

АТҚ – «110–5Н» жалғау сұлбасында екі ажыратқышты орнату қарастырылады, сапасына қарап келесідей элегазды ажыратқышты таңдаймыз:

5.3 кесте – АТҚ-110 кВ элегазды ажыратқыш

LTB-123 типті элгазды ажыратқыш параметрі		Есептеу нәтижелері
Сыртқы қондырғыларда		АТҚ
$U_{ном.\ выкл}$ = 110кВ (U_{max}=123 кВ)	≥	$U_{ном.ру}$ = 110 кВ
$I_{ном.выкл}$ = 1000 А	>	$I_{р.max}$ = 183,7А
$I_{ном.откл}$ = 25 кА	>	$I_{п.о}$ = $I_{п.о.т}$ = 11,53 Ка
$\sqrt{2}\cdot I_{ном.откл}\cdot(1+\beta_{ном}) = 45{,}96\ кА.$	>	$\sqrt{2}\cdot I_{П.О,Г} + i_{А,Г} = 19{,}187\ кА.$
$I_{ном.вкл}$ = 25 кА	>	$I_{п.о}$= 11,53 кА
$I_{дин.\ max}$ =62,5 кА	>	$I_{уд}$ = 31,3 кА
$I_{дин.\ действ}$ = 25 кА	>	$I_{п.о}$ = 11,53 кА
$I^2_{Г.СГ}\cdot t_{Г.СГ} = 1875\ кА\cdot с.$	>	В = 402,81кА^{2}с

110 кВ КТҚ-на ажыратқыштар таңдау КТҚКРУ-10 кВ

10 Кв ТҚ-ның – жалғау сұлбасы – «Шинаның екі жүйесімен және секциялаумен». Секция кірісіндегі ажыратқыш (4 тал) және (2тал) секциялаушы ажыратқыш: $I_{ном.выкл}$=3150 А > $I_{р.max}$=1010,36А.

5.4 кесте – ТҚ-10 кВ вакуумдық ажыратқыш сипаттамасы

Параметрлер ВВУ-СЭЩ-П-10–31,5/3150 У2		Есептеу нәтижесі
Ішкі қондырғы		КРУ-2–10
$U_{ном.\ выкл}$ =10кВ (U_{max}=12 кВ)	≥	$U_{ном.ру}$ =10 кВ
$I_{ном.выкл}$ = 3150 А	>	$I_{раб.max}$ =1010,36 А
$I_{ном.откл}$ = 31,5 кА	>	$I_{п.о}$ = $I_{п.о.т}$ =6,62 кА
$\sqrt{2}\cdot I_{ном.откл}\cdot(1+\beta_{ном}) = 62{,}36\ кА.$	>	$\sqrt{2}\cdot I_{П.О,Г} + i_{А,Г} = 31{,}95\ кА.$
$I_{ном.вкл}$ = 31,5 кА	>	$I_{п.о}$ = 6,62 кА
$I_{дин.\ max}$ =79 кА	>	$I_{уд}$ = 17,32 кА
$I_{дин.\ действ}$ = 31,5 кА	>	$I_{п.о}$ = 6,62 кА
$I^2_{Г.СГ}\cdot t_{Г.СГ} = 2976{,}75\ кА\cdot с.$	>	В = 48,854 кА^2 с
Меншікті сөну уақыты, мс: 30		
Толық сөну уақыты, мс: 50		

5.3 Кернеудің барлық деңгейінде айырғыштарды таңдау

Айырғыштарды таңдау келесі шарттар бойынша жүргізіледі::

– қондырғы құрылымы бойынша;

– кернеу бойыншаU$_{ном}$;

– ток бойыншаI$_{НОМ}$;
– электрдинамикалық беріктілік бойынша;
– термиялық беріктілік бойынша.
110 кВ АТҚ-на айырғыш таңдау.
АТҚ-110 кВ «110–5Н»(мойнақты жөндеусіз) сұлбасында 6 тал айырғыш (екі жерлендіргіш шаппа мен) және 2 тал айырғыш (бір жерлендіргіш шаппамен) қондыру қажет.

5.5 кесте – АТҚ-110 кВ айырғыш сипаттамасы

110 кВ типа S2DAT СММ 1 типті 110 кВ айырғыш параметрі		Есептеу нәтижесі
Сыртқы қондырғы		ОРУ
$U_{НОМ}$=110 кВ ($U_{МАХ}$=126 кВ)	>	$U_{НОМ.РУ}$ =110 кВ
$I_{НОМ}$=1000 А	>	$I_{РАБ.МАХ}$ =183,7 А
$I_{ДИН.МАХ}$ =100 кА	>	$I_{УД}$ =31,3 кА
$I_{Т.СТ}^2 \cdot t_{Т.СТ}$= $40^2 \cdot 1$=1600 кА^{2}с	>	В=402,81кА^2 * с

10 кВ ЖТҚ-да айырғыш таңдау
Секцияның кірме ұяшығында және секциялық ажыратқышта РВРЗ-2–10/4000 МУЗ типті айырғыш орнатылады.
Төмендегі 5.6 кестеде РВРЗ-2–10/4000 МУЗ типті айырғыш сипаттамасы

5.6 кесте – РВРЗ-2–10/4000 МУЗ типті айырғыш сипаттамасы

Параметрлер РВРЗ-2–10/4000 МУЗ		Есептеу нәтижесі
Ішкі қондырғы		КРУ-2–10
$U_{НОМ}$=10 кВ ($U_{МАХ}$=12 кВ)	>	$U_{НОМ.РУ}$ =10 кВ
$I_{НОМ}$=4000 А	>	$I_{РАБ.МАХ}$ =1010,36 А
$I_{ДИН.МАХ}$ =125 кА	>	$I_{УД}$ =17,32 кА
$I_{Т.СТ}^2 \cdot t_{Т.СТ}$= $50^2 \cdot 1$=2500 кА^{2}с	>	В= 48,854 кА^2 * с
Масса: 65 кг		

5.4 Кернеудің барлық деңгейлерінде өлшеу трансформаторларын таңдау

Таңдау шарты
ТТ таңдау өндіріледі:
– қондырғы құрылымы бойынша;
– номиналды кернеу бойыншаU$_{НОМ;}$
– жүктелу қабілеті бойынша;
– номиналды ток бойыншаI$_{НОМ}$;
– термиялық беріктік бойынша;
– электрдинамикалық беріктік бойынша;

– екіншілік номиналды жүктемедегі шектік тоқ еселігі бойынша;

КТ таңдау өндіріледі:

– қондырғы конструкциясы бойынша;

– номиналды кернеу бойынша $U_{НОМ}$;

– жүктелу қабілеті бойынша.

110 кВ АТҚ-на ОЭТН таңдау

Сұлба үшін (мойнақты жөндеусіз) көпір тізбегінде ажыратқыштың екі оптоэлектронды құрама кернеу трансформаторы орнатылады (соңынан – ОЭКТ). Сызықты тізбектерде – оптоэлектронды тоқ трансформатор. (соңынан – ОЭТ). Орнатылатын ОЭКТ-6 дана,ОЭТ саны -6 дана.

5.7 кесте – ОЭКТ NXVCT-115 типті және NXCT-115 типті ОЭТ сипаттамасы

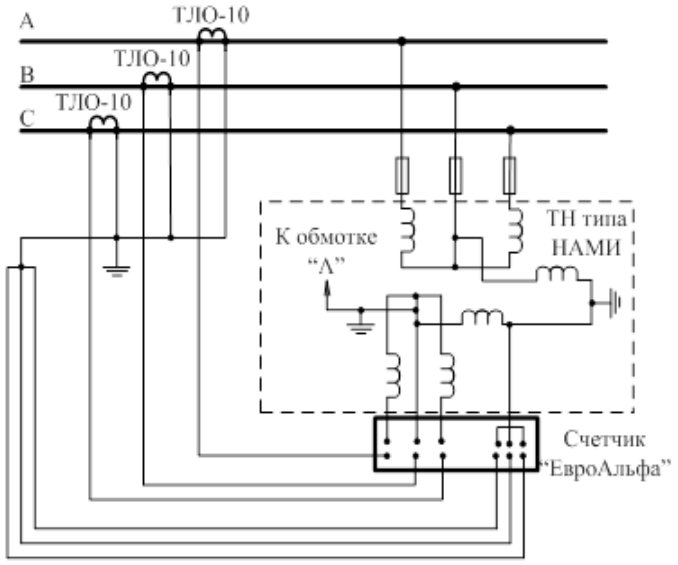
Номиналды параметрлер		Есептеу нәтижелері
Сыртқы қондырғылар	≥	ОРУ
$U_{НОМ}$ =115кВ ($U_{РАБ.МАХ}$ =121 кВ)	≥	$U_{НОМ.РУ}$ =110 кВ
Номиналды параметрлер		Есептеу нәтиелері
$I_{1.\ НОМ}$ =1кА (диапазон 100 А ÷ 4 кА)	≥	
$I_{Т.СТ}^2 \cdot t_{Т.СТ}=63^2 \cdot 1=3969$ кА$^2 \cdot$с	≥	$I_{УД}$ =31,3 кА
$I_{ДИН.МАХ}$=170 кА	≥	В=402,81кА^2 ˙ с
Ауаның жұмыс температурасы диапазоны: от (-55)^{0}С до 55^{0}С		
Жел аумағы: до V (до 45 м/с)		
Дәлдік класы: 0,2S (ТТ функция – өлшеу үшін)		
Дәлдік класы: 5Р20 (ТТ функция–қорғау үшін)		
Дәлдік класы: 0,2 (КТ функция–өлшеу үшін)		
Дәлдік класы: 0,2 (КТ функция– қорғау үшін)		

10 кВ КТҚ-на ТТ таңдау

ТЛО-10 типті ТТ-ның тізбек кірісінде жүктелу қабілетін тексеру: Екіншілік тізбектегі номиналды тоқ және санағыштағы тоқ: I_2 =5 А тең деп алынады.

Орамалардағы максималды рұқсат етілген екіншілік жүктеме $S_{ДОП}$ = 50 В· А. Онда осы жүктемедегі максималды рұқсат етілетін кедергіні табамыз:

$$Z_{ДОЛ.ТТ} = \frac{S_{ДОЛ.ТТ}}{(I_2)^2} = \frac{50}{(5)^2} = 2\ Ом. \qquad (5.22)$$



5.3 сурет – «ЕвроАльфа» санағышының ТТ және КТ арқылы жалғану сұлбасы

Санағыштың тұтынатын максималды қуаты: $S_{MAX.СЧ}$ =3,6 В· А. Санағыштың кедергісі:

$$Z_{СЧ} = \frac{S_{\max .СЧ}}{(I_2)^2} = \frac{3,6}{(5)^2} = 0,144 \ Ом. \qquad (5.23)$$

Екіншілік жүктеме өткізгіштің кедергісінен құралады, ТТ орамасы шығысына санағышпен жалғанған, түйіспелі қосылу кедергісі $Z_{КОНТ}$= 0,1 Ом тең. ТТ нан аспапқа дейінгі өткізгіштің жалғанатын ұзындығы 6–10 кВ ТҚ үшін есептелген, тұтынушылармен қосылған желіден бөлек (яғни біздің жағдайымызда), 40 метр шамасында деп қабылдау мүмкін.

Көп функциялы электронды санағыштың жүктемесінің аз мәнін ескереміз $S_{MAX.СЧ}$=3,6 В · А санағыштың мүмкін болатын максимальды тоғы 10 А, АВВГ маркасындағы $S_{СЕЧ}$ =2,5 мм^2 алюминді өткізгішті қабылдаймыз.

Онда өткізгіш кедергісі:

$$Z_{ПРОВ} \approx R_{ПРОВ} = \frac{\rho_{алюм} \cdot L}{S_{СВВ}} = \frac{0,028 \cdot 40}{2,5} = 0,448 \ Ом. \qquad (5.24)$$

Орамның екіншілік жүктемесіндегі қосынды кедергі:

$$Z_{2,РАСЧ} \approx Z_{ПРОВ} + Z_{ПРИБ} + Z_{КОНГ} = 0,448 + 0,144 + 0,1 = 0,692 \ Ом. \qquad (5.25)$$

ТЛО-10 жүктемелік қабілеті орындалады, яғни:

$$Z_{ДОП.ТТ}\,(2\ Ом) > Z_{2.РАСЧ}\,(0{,}692\ Ом).$$

Тізбек кірісінде ТЛО-10 типті ТТ шектік еселеу тоғын бақылау

$$Z_{РАСЧ} \approx \frac{I_{П.О.}}{I_{1.НОМ.ТТ}} = \frac{16{,}17кА}{3кА} = 5{,}39 < K_{ПРЕД} = 30, \qquad (5.26)$$

мұндағы $I_{1.НОМ.ТТ}$ =3000 А – таңдап алынған біріншілік орамасындағы номиналды тоқ;

$K_{РАСЧ}$ – шектік еселеу тоғының есептік мәні, мұндағы ҚТ тоғының К2 нүктесіндегі периодты құраушысы;

$K_{НОМ.ПРЕД}$ – ТЛО-10 өлшенетін орамаларындағы шектік еселеу тоғының максималды мәні.

5.8 кесте – Тізбек кірісі және секциялау үшін ТЛО-10 сипаттамасы

ТЛО-10 М8 формасындағы номиналды параметлері		Есептеу нәтижелері
Сыртқы қондырғыларда		КРУ-2–10
$U_{НОМ}$ =10кВ ($U_{РАБ.МАХ}$ =12 кВ)	≥	$U_{НОМ.\ РУ}$ = 10 кВ
$Z_{2.НОМ}$=2 Ом	>	$Z_{2.РАСЧ}$ =0,692 Ом
$I_{1.\ НОМ}$ =3000 А	>	$I_{Р.МАХ}$ =2546.11 А
$I_{Т.СТ}^2 \cdot t_{Т.СТ}=40^2 \cdot 1=1600$ кА$^2\cdot$с	>	В=32.68 кА^2 * с
$I_{ДИН.МАХ}$=100 кА	>	$I_{УД}$=42,31 кА
$K_{ПРЕД}$ = 10	>	$K_{РАСЧ}$ = 5,39
Екіншілік орама саны – 4 (кіріс) және 3 (секц. тізбек)		
Дәлдік класы– 0,2S (өлшеу үшін)		
Дәлдік класы – 5Р (қорғаныс үшін)		

5.9 кесте – Ұзартылған желілер үшін ТЛО-10 сиапаттамасы

М1 формасындағы ТЛО-10 номиналды параметрлері		Есептеу нәтижелері
Сыртқы қондырғыларда		КРУ-2–10
$U_{НОМ}$ =10кВ ($U_{РАБ.МАХ}$ =12 кВ)	≥	$U_{НОМ.\ РУ}$ = 10 кВ
$Z_{2.НОМ}$=2 Ом	>	$Z_{2.РАСЧ}$ =0,3 Ом
$I_{1.\ НОМ}$ =600 А	>	$I_{Р.МАХ}$ =449.5 А
$I_{Т.СТ}^2 \cdot t_{Т.СТ}=40^2 \cdot 1=1600$ кА$^2\cdot$с	>	В=32.68 кА^2 * с

10 кВ КТҚ-на КТ таңдау

Жоғарыда айтып өткеніміздей НАМИ-10–95 УХЛ2 типті КТ орнату ұсынылады.Жеке шкафтарда 110 кВ КТҚ-ның әрбір секциясында ОПН орнатылады. 100 В сызықты кернеуден қоректенетін екі екіншілік орамаларына ие.КТ бір орамы «ЕвроАльфа» санағышына қосылады,ал басқа орамы (қорғаныс) - РҚ органы, яғни Реле кернеуі сыяқты. Екіншілік орамы жерге тұйықталады.

Белгіленуі:НАМИ-10–95 УХЛ2: Н – кернеу трансформатор; А – антирезонансты; М – майлы оқшауламамен; И – оқшаулама деңгейін бақылау; 10 – номиналды кернеу деңгейі(кВ); УХЛ2 – климаттық орындау және категорияны(1, 2). белгілеу.

Осы НАМИ типі дәлдік 0,2 тең.КТ-ды санағышпен жалғау сұлбасы 5.3 суретте көрсетілген,тораптың барлық параметрлеріне бақылау жүзеге асырылады $S_{MAX.СЧ}$=3,6 ВА. мәнде болғанда.Дәлдік класы 0,2 болсаекіншілік ораманың шектік қуаты $S_{ДОП}$=105 ВА тең.

5.10 кесте – 10 кВ тарапындағы КТ сипаттамасы

НАМИ-10–95 УХЛ2 номиналды параметрлері	Есептік мәндер
Сыртқы қондырығылар	КРУ-2–10
$U_{НОМ}$=10кВ ($U_{РАБ.МАХ}$ =12 кВ)	$U_{НОМ. РУ}$ = 10 кВ
$S_{ДОП}$=105 ВА	$S_{РАСЧ.2.Σ}$=3,6 ВА
Өлшеу және қорғаныс үшін дәлдік класы – 0,2	
Ормалардың жалғану сұлбасы – Y_0 / Y_0 / Λ	

6 Өміртіршілік қауіпсіздігі

6.1 Кернеуі 110 кВ электр қондырғыларын жөндеу барысында қойылатын электр құрылғыларын орнату ережелерінің (ЭҚО) талаптары

6.1.1 Электр берілісі желілерінің монтажының технологиясы

Бүгінгі күнде электр энрегияны жеткізуде әуе электр беріліс желілері әдісі кең таралған. Кез келгені әуе желісінің негізі ЭБЖ-нің тіректері (опоры) болып табылады. Олар белгілі биіктікке тіркесті оқшаулағыштар арқылы өткізгішті ілу және бекіту үшін арналған.

Тіректердің орнату ауыр ірі жүктерді орын ауыстырумен және көтерумен байланысты. Тіректерді орнатудың сапасы және дұрыстығы әуе желісінің пайдалану мерзіміне және қауіпсіздікке байланысты болады.

ЭБЖ-нің тіректерін монтаждау тіректердің әр түрлі түрлерінің конструктивтік ерекшеліктерінің есепке алуымен өндіріп алады. ЭБЖ тіректері ағаш, металлдық немесе темірбетон болады.

ЭБЖ-нің ағаш тіректері қарағайлардан өндіріледі.Темірбетон тіректермен салыстырғанда диэлектрлік қасиеті жақсы, салмағы аз. Тіректердің иілгіштігі оларды үлкен желдің және көк тайғақ жүктемелері бар аудандардаға орнатуға мүмкіндік береді. Ағаш тіректердің монтажы темірбетонға қарағанда едәуір оңай. Ағаш тіректерінің механикалық берітігі аз, әсіресе 20 кВ кернеуге дейін ауылшаруашылық жиі қолданылады. Осы тіректі жасау оңай, құны төмен және пайдаланудың алдында 40 жылға дейін қызмет мерзімін созуға мүмкіндік беретін арнайы өнімнен жасалады.

ЭБЖ-нің темірбетон тірек электр берілісі желілерінің құрылымында кең қолданыс тапты. Темірбетон тіректер ауыр және кеуекті толтырғыштарға жеңіл бетондарынан өндіріледі және шамдарда, байланыс желсінде тағы басқаларға қолданылады. Темірбетон тіректерің беріктігі ағаш тіректерден едәуір жоғары. Тіректерінің осы түрі қолданыста ең көп таралған.

ЭЖТ-нің темірбетон тіректерінің монтажы топырақтың қасиеттері, механикалық және климаттық жүктемелер, тіректің конструкция ерекшеліктерінің есепке алуымен өндіріп алады.

Металлдық тіректер болттық қосылған құрама қаңқалары болады.

Тіректердің құрастыру және монтажы қарапайым, сондықтан тіректердің осы түрі тасымалдауда ыңғайлы. Металлдық тіректердің массасы аз және беріктілігі жоғары.

ЭЖТ-тың металлдық тіректерінің арқасында орналастыру ең үлкен жүктемелері бар бөлімшелерде өндіріп алады: өзеннің бөгеттердің электр берілісі желісінің жолдарына, бұрылыстарда басында және трассаның соңында

болған жағдайда.Салмағы орташа және механикалық беріктік үлкен биіктіктегң металлдық тіректерін құруға мүмкіндік береді.

Электр берілісі әуе желілері деп- екі көрші тіректердің арасындағы қашықтық деп атайды.

Электр берілісі желілерінің тіректеріне өткізгіштер еркін ілініп қойылады, және аралықта өткізгіштің меншікті массасының ықпалмен шынжырлы сызық бойынша асып қойылады. Өткізгіштің төменгі нүктесіне аспалының нүктесіне дейін қашықтық қосымша салмақтың жебелері деп атайды.Габарит адамдар және көліктің қозғалыс қауіпсіздігін қамтамасыз етуі керек және сызықтың кернеуінің шарттарынан тәуелді болады тағы сол сияқтылар.

Әуе электр беріліс желілерін құру жұмыстарын бастар алдында келесідей жұмыстар орындалуы қажет:әуе желілеріне трасса бойына жұмыстардың жүргізілуіне рұқсат алу, орман сілемдердің аумақтары қоса және ауылшаруашылық пайдаланатын жерлердің; монтаждық бригадалар мен проработық бөлімшелерінің орналастыруы үшін уақытша бөлмелер дайындау; материалдардың қоймалау үшін уақытша базаларды ұйымдастыру; жолдардың күйін тексеру;трасса бойында жолақ жерлерді тазалау;өндірістік пикетаж орындаған – тіректердің алдағы уақытта орналастыру орнын белгілеуде, әуе желілерінің пикеттерін орналастыру.Материалдардың сақтауы үшін уақытша базаларының құрылымдарынан кейін әуе желісі жүріп өтетін трасса аудандарға осы материалдар тасымалданады.ӘЖ трассаларына тіректерді тасымалдау арнайы арбалармен іске асады.

Өткізгіші бар барабандар тік жағдайларда болаттан жасалған сымнан созылуларын олардың автокөліктің қорабына (кузов) бекіте тасиды. Фарфор және шыны аспалы изоляторлар, алдын ала сыннан өткен және тиісті ұзындықтаода гирляндаларында жинақталады және оқшаулағыштың механикалық зақымдалуынан сақтайтын арнайы ағаш контейнерлермен ӘЖ трассаларына тасымалданады.

6.1.2 Тіректердің конструкциялары

Электр берілісі желілері ғимаратта және ағаш тірек құрыштан жасалған темірбетон қолданылады. Тіректер тағайындау бойынша анкер, бұрыштық, шеткі, аралыққа бөлшектенеді; шынжырлардың саны бойынша - бір және және екі шынжырдан.

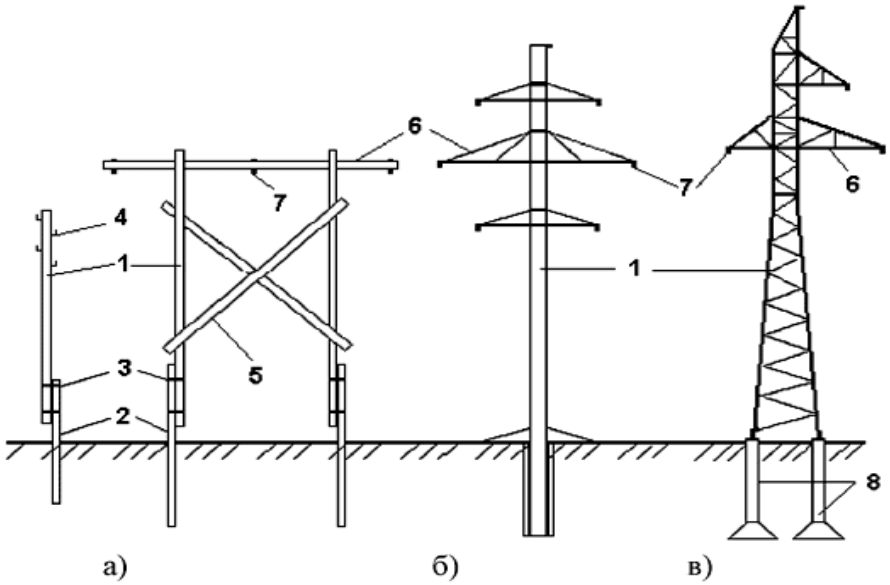
Тіректер конструктивтік орындау бойынша іргеге топсалы бекіткішпен еркін тұратынға және тартуларда жіктеледі. Электр берілісі желілері ғимаратта және ағаш тірек құрыштан жасалған темірбетон қолданылады. Тіректер тағайындау бойынша анкер, бұрыштық, шеткі, аралыққа бөлшектенеді; шынжырлардың саны бойынша - бір және және екі шынжыр.

Тіректер конструктивтік орындау бойынша іргеге топсалы бекіткішпен еркін тұратынға және тартуларда жіктеледі. Тіректердің бейімдеу және типтелуі

сызықты құрылыстың техникалық деңгейінің жоғарылатуларына мүмкіндік туғызады.Әдеттегідей, анкер - бұрыштық тіректер бұрылыс 60ге дейін бұрышқа есептелінген. Арасында - бұрыштық тіректерге шекті бұрылу бұрыштарының мәндері тіректердің монтаждық схемалары және түсініктемелердегі көрсетілген. Құрыштан жасалған анкер - бұрыштық тіректер сапада сонымен бірге шеткі қолданылады. 35 квтің үлкен аралық құрыштан жасалған тіректері орынына 110 шаршы тіректі қолдануға ұсынылады.

6.1.3 Тіректерді құрастыру

(1-ші сурет) ағаш тіректердің бағандары (өгей ұлдармен - (нахлест)) темірбетон қосымшалармен айқастыруларға жалғастырады. Ағаш тіреуі бар қосымшаларды жалғау болат сымдардан немесе болат қамыттардан жасалған (бандаж)құрсаулардың көмегімен орындалады. Құрсаулар үшін диаметрі 4 мм жұмсақ мырышпен қапталған сым немесе диаметрі 5...6 мм мырышталмаған сымды қолданылады.Құрсаулардағы орамдар саны келесідей қабылданады: сымын диаметрді 12-14 мм; сымның диаметрі 10 - 5 мм; сымның диаметрі 8 - 6 мм.



1 - тіректің бағанасы; 2-темірбетон қосымша; 3 - болат сымнан немесе болат қамыттан жасалған құрсау; 4 - оқшаулағыштыңдың арматуралауы үшін ілмектер; 5 - қаттылық үшін тіреулер; 6 - траверстер; 7 - оқшаулағыштың гирляндасын бекіту үшін тіркейтін арматура; 8 - темірбетон іргелер.

6.1 сурет – ӘЖ ағаш (а), темір бетон (б) және болат (в) тіректері.

6.2 Трансформаторларды жобалауда шудың деңгейін бағалау және есептеу

Шу -амплитудасы және жиілігі әртүрлі болған тербелістер. Шу дегеніміз адам организміне механикалық тербелістің әсер етуі, тербелістің жиілігіне, интенсивтілігіне және берілу ортасына байланысты болады. Шудың адам организміне күнділікті әсер етуі кәсіби ауруларға әкеледі. Сонымен бірге, жүйке, жүрек, қан тамыры жүйесіне, қан тамыры қысымына, көздің көруіне әсер етеді.

Трансформаторлар үшін шу сипаттамасының нормалық мәні болып төмендегі әдіс бойынша анықталған дұрысталған дыбыс деңгейі орнатылады. Типтік қуаты, кернеу классы және суыту жүйесіне байланысты трансформаторлардың дұрысталған дыбыс деңгейі келесі кестеде көрсетілген мәндерден ауытқымау керек.

Дыбыс қуатының қысымы бұл көрсеткіштерден жоғары трансформаторлар үшін санитарлық нормаларға сәйкес төмендетілу тиіс. Тұтынушылар сұранысы бойынша әрбір жиілік жолағында керекті қондырғының дыбыс деңгейлерін білуге болады.

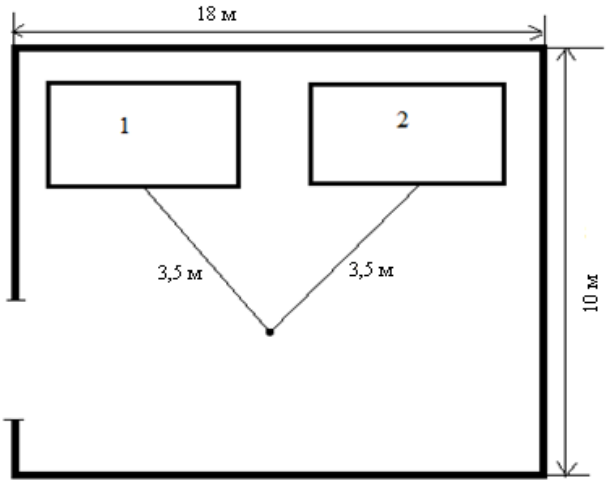
Трансформаторлардың дыбыс қысымы мен жалпы дыбыс деңгейлерін бірінші және екінші классты жолақтық электр фильтрлі шумомер арқылы анықтайды.

Есептің шарты

Шудың аккустикалық есебін жүргізу және шудың адам организіміне әсер етуінен қорғану шараларын жасау.

Шарт бойынша цехтің трансформаторлық қосалқы станциясының бөлмесінде ТРДНС-25000/110/10 типті екі трансформатор орналасқан, яғни екі шу көзі бар. Олардың дыбыстық қуат деңгейі бірдей. Алынған нүкте үшін дыбыс қысымының октавалық деңгейін есептеу керек. Шу көздері еденнің үстінде тұр деп есептейміз(Ф=1). Шу көздері нүктеден r қашықтықта орналасқан.

Шу көздерінің және нүктенің сұлбасын сызу керек. Есептің нәтижесін дыбыс қысымының деңгейінің нормативімен салыстыру керек. Егер салыстыру нәтижесінде есептелген деңгейі нормативтен үлкен болса, онда дыбыс қысымын төмендетіп, қауіпсіздік шараларын қолдану керек.



6.2 сурет – Трансформаторлардың бөлмеде орналасу сұлбасы

Шешуі:

1. Бірнеше шу көзі бар өндірістік орындағы дыбыс қысымының деңгейін келесі формуламен есептейміз:

$$L = 10\lg\left(\sum_{i=1}^{m}\frac{\Delta i \cdot \chi i \cdot \Phi i}{Si} + \frac{4\Psi}{B}\sum_{i=1}^{n}\Delta i\right), \qquad (6.1)$$

$$\Delta i = 10^{0,1 \cdot Lpi} \qquad (6.2)$$

мұндағы $L_{расчі}$ – і-ші шу көзінің дыбыс қысымының октавалық деңгейі;

n – шу көзінің толық саны, n=2;

Φ_i – өлшемсіз шама, шу көздерінің бағытын көрсететін фактор және ол тәжірибе бойынша анықталады, бірақ шум көзі бірқалыпты шағылысқан дыбыс болса, онда бірге тең болады, Ф=2;

S_i – шу көзі және есептелінетін нүкте арқылы өтетін беттің дұрыс геометриялық форманың ауданы;

Ψ – дыбыстық өрісіндегі диффузияны жоюда есептейтін коэффициент, оны тәжірибе жүзінде немесе график бойынша анықталады;

В – нақты жұмыс орны;

μ – жиіліктік көбейткіш.

Нүктеден аккустикалық орталыққа дейінгі ең кіші ара қашықтық және оған ең жақын орналасқан шу көзі $r_{min} = 3{,}5$ м, $5 \cdot r_{min} = 17{,}5$ м.

Егер $r_i < 5\ r_{imin}$, шарты орындалса, онда (m=2) мәні табылады

1) Шу көзі мен нүктенің ара қашықтығын :$r_1=r_2=3{,}5$м.

2) Шу көзінің ең үлкен габаритін: l_{max}=3,5 м.

3) Шу көзінің еденде орналасуының ескере отырып $S_i=2\pi r_i^2$ формуласымен ауданды табамыз

$$S_1 = S_2 = 2 \cdot \pi \cdot r_1^2 = 2 \cdot \pi \cdot 3{,}5^2 = 76{,}93 \text{ м}^2$$

χ – жақын акустикалық өрістің әсерін ескеретін коэффициент. Ол шу көзінің акустикалық орталығы мен есептік нүктенің арақашықтығының r метрмен шу көзінің максимал габариттік өлшеміне l_{max} қатынасымен бойынша анықталады.

Егер $\frac{r_1}{l_{max}} = \frac{3{,}5}{3{,}5} = 1$, онда$\chi$=2

$B/S_{огр}$=1,0 болғанда Ψ=0,5

Нүктеден аккустикалық орталыққа дейінгі ең кіші ара қашықтық және оған ең жақын орналасқан шу көзі $r_{min} = 3{,}5$ м, $5 \cdot r_{min} = 17{,}5$ м.

Егер $r_i<5\ r_{imin}$, шарты орындалса, онда (m=2) мәні табылады

4) Шу көзі мен нүктенің ара қашықтығын: $r_1=r_2$=3,5м.

5) Шу көзінің ең үлкен габаритін: l_{max}=3,5 м.

6) Шу көзінің еденде орналасуының ескере отырып $S_i=2\pi r_i^2$ формуласымен ауданды табамыз

$$S_1 = S_2 = 2 \cdot \pi \cdot r_1^2 = 2 \cdot \pi \cdot 3{,}5^2 = 76{,}93 \text{ м}^2$$

мұндағы χ – жақын акустикалық өрістің әсерін ескеретін коэффициент. Ол шу көзінің акустикалық орталығы мен есептік нүктенің арақашықтығының r метрмен шу көзінің максимал габариттік өлшеміне l_{max} қатынасымен бойынша анықталады.

Егер $\frac{r_1}{l_{max}} = \frac{3{,}5}{3{,}5} = 1$, онда χ=2

ψ мәнін $B/S_{огр}$ байланысты таңдаймыз

$B/S_{огр}$=1,0 болғанда Ψ=0,5

В және μ мәндерін анықтаймыз ол үшін алдымен кесте арқылы B_{1000} мәнін табамыз:

$$B_{1000} = \frac{V}{20} = \frac{1260}{20} = 63 \text{ м}^2$$

$$B = \mu \cdot B_{1000} \qquad (6.3)$$

63 Гц болғанда $\mu = 0{,}5$. Сонда шамасы

$$B = B_{1000} \cdot \mu = 63 \cdot 0{,}5 = 31{,}5 м^2$$

6.1 кесте – Трансформатор жұмысының нәтижесінде болатын дыбыс қысымының дейгейі

Октава жиегінің орташа геометрия-лық жиілігі, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
L_p	103	105	94	95	93	90	88	85

6.2 кесте – Дыбыс қысымының рұқсат етілген деңгейі

Октава жиегінің орташа геометрия-лық жиілігі, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{доп}$	99	92	86	83	80	78	76	74

6.3 кесте – μ және В мәндері

	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
μ	0,5	0,5	0,55	0,7	1	1,6	3	6
В, м^2	31,5	31,5	17,325	22,05	31,5	50,4	94,5	189

Дыбыстық қысымның деңгейін азайту:

$$\Delta L_{треб} = L_{общ} - L_{доп}, \text{ дБ} \qquad (6.4)$$

Табылған мәндерді ескере отырып, есептеу жүргіземіз
63 Гц жиілікте есептеулерін көрсетейік
63 Гц жиілігінде трансформатор үшін $Lp_1 = 103$ *дБ.*

$$\frac{4\cdot\psi}{B} = \frac{4\cdot 0{,}5}{31{,}5} = 0{,}0635$$

төмендегі формула бойынша бірінші қиыстыру қосындысы анықтаймыз:

$$\sum_{i=1}^{m} \frac{\Delta_i \cdot \chi_i \cdot \Phi_i}{S_i} = \frac{1{,}995\cdot 10^{10}}{76{,}93} + \frac{1{,}995\cdot 10^{10}}{76{,}93} = 5{,}18\cdot 10^{8}$$

$$\frac{4\cdot\psi}{B}\cdot\sum_{i=1}^{n}\Delta_i = 0{,}0635\cdot(2\cdot 1{,}99\cdot 10^{10}) = 2{,}53\cdot 10^{9}$$

Барлық шу көздерінің есептелген нүктелердің октавалық деңгейдің дыбыс қысымын кейіптемеге қоямыз:

$$L_{общ} = 10 \cdot \lg(0{,}518 \cdot 10^9 + 2{,}53 \cdot 10^9) = 94{,}84 \text{ дБ}$$

(6.4) теңдеуіне сәйкес:

$$\Delta L_{треб} = L_{общ} - L_{доп} + 10\lg n = 94{,}84 - 99 = -4{,}16$$

Шуды азайту үшін қатарлық әдістерді қолдану қажет.

Изоляциялық шудың әрекетін конструкция бойынша анықтайды.

Шудың бір орыннан келесі басқа орынға өтуін келесі формуламен анықтаймыз:

$$R_{mpL} = L_{ш} - 10\lg Bu + 10\lg Si - L\partial + 10\lg n \qquad (6.5)$$

мұндағы $L_ш$ – жұмыс орынды шудан сақтамайтын дыбыстық қысымның октавалық деңгейі, $L_ш = L$;

B_u – тұрақты шудан қорғайтын орын, м^2;

$L_д$ – кеткен октавалық деңгейдің дыбыстық қысымы;

n – шу өтетін жалпы қоршалған конструкцияның саны.

$$B_{u1000} = \frac{V}{6} \qquad (6.6)$$

$$B_u = B_{u1000} \cdot \mu \qquad (6.7)$$

Кабинаның көлемін анықтаймыз:

$$V = 7 \cdot 3{,}5 \cdot 3 = 73{,}5 \text{ м}^3$$

$$B_{u1000} = \frac{73{,}5}{6} = 12{,}25$$

Тұрақты шудан қорғайтын орын:

$$B_u = 12{,}25 \cdot 0{,}5 = 6{,}125$$

Логарифмдерін табамыз:

$$10 \cdot \lg Bu = 10 \cdot \lg 6{,}125 = 7{,}871$$

$$10 \cdot \lg S1 = 10 \cdot \lg 21 = 13{,}2221$$

$$10 \cdot \lg S2 = 10 \cdot \lg 10{,}5 = 10{,}2118$$

$$10 \cdot \lg S3 = 10 \cdot \lg 3 = 4{,}77121$$

$$10 \cdot \lg S4 = 10 \cdot \lg 1 = 0$$

63 Гц жиілік үшін есептеу.
Терезе үшін
Бітеу қабырғадан өтетін шуды (6.5) формулаға қойып, анықтаймыз:

$$R_{mpL1} = 94{,}84 - 7{,}7871 + 13{,}2221 - 79 + 6{,}0206 = 27{,}2956$$

Бітеу қабырға үшін

$$R_{mpL2} = 94{,}84 - 7{,}7871 + 10{,}2118 - 79 + 6{,}0206 = 24{,}2853$$

Терезе үшін

$$R_{mpL3} = 94{,}84 - 7{,}7871 + 4{,}77121 - 79 + 6{,}0206 = 18{,}84471$$

Есік үшін

$$R_{mpL4} = 94{,}84 - 7{,}7871 + 0 - 79 + 6{,}0206 = 14{,}0735$$

Есептеулер нәтижелері 6.4-6.5 кестеге жазылады:

6.4 кесте– Есептелген мәліметтер

№	Шамалар	Өлшемдер	Октавалық сызықтардың орташа геометриялық жиіліктері (f_i, Гц)							
			63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
1	Lрасч	Дб	103	105	94	95	93	90	88	85
2	$\Delta i=10^{0,1\cdot Lрасч}$	-	$1,995\cdot10^{10}$	$3,16\cdot10^{10}$	$2,5\cdot10^{9}$	$3,2\cdot10^{9}$	$1,99\cdot10^{9}$	$1\cdot10^{9}$	$0,63\cdot10^{9}$	$0,32\cdot10^{9}$
3	$S_1 = 2\cdot\pi\cdot r_1^2$	м^2	76,93	76,93	76,93	76,93	76,93	76,93	76,93	76,93
4	$S_2 = S_3 = 4\cdot\pi\cdot r_2^2$	м^2	100,48	100,48	100,48	100,48	100,48	100,48	100,48	100,48
5	B_{1000}	м^2	63	63	63	63	63	63	63	63
6	M	-	0,5	0,5	0,55	0,7	1	1,6	3	6
7	B	м^2	31,5	31,5	17,325	22,05	31,5	50,4	94,5	189
8	$\sum\frac{\Delta i\cdot\chi i\cdot\Phi i}{Si}$	-	$5,18\cdot10^{8}$	$8,21\cdot10^{8}$	$0,649\cdot10^{8}$	$0,8319\cdot10^{8}$	$0,517\cdot10^{8}$	$0,259\cdot10^{8}$	$0,16\cdot10^{8}$	$0,0832\cdot10^{8}$
9	$\frac{4\Psi}{B}$	-	0,063492	0,063492	0,11544	0,090703	0,063492	0,039683	0,021164	0,010582
10	$\frac{4\Psi}{B}\sum_{i=1}^{n}\Delta i$	-	$2,53\cdot10^{9}$	$4,01\cdot10^{9}$	$5,77\cdot10^{9}$	$5,80\cdot10^{9}$	$2,53\cdot10^{9}$	$0,79\cdot10^{9}$	$0,27\cdot10^{8}$	$0,068\cdot10^{8}$
11	$L_{общ}$	дБ	94,84	96,84	97,66	97,69	94,12	89,11	76,37	71,79
12	$L_{доп}$	дБ	99	92	86	83	80	78	76	74
13	$\Delta L_{треб}$	дБ	-4,16	4,84	11,66	14,69	14,12	11,11	0,37	-2,21

Қорытынды: Бұл жұмыста шудың көп мәні $\Delta L_{треб}$ оң болып келеді. Сондықтан шуды азайту үшін қатарлық әдісті қолдану қажет.

6.5 кесте – Шуды азайту үшін есептелген мәліметтер

№	Шамалар	Өлшем бірліктер	Орташа геометриялық жиілік, Гц							
			63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
1	B_{u1000}	$м^2$	12,25	12,25	12,25	12,25	12,25	12,25	12,25	12,25
2	M	-	0,5	0,5	0,55	0,7	1	1,6	3	6
3	B_u	$м^2$	6,125	6,125	6,7375	8,575	12,25	19,6	36,75	73,5
4	$L_ш$	дБ	94,84	96,84	97,66	97,69	94,12	89,11	76,37	71,79
5	$L_{доп}$	дБ	79	70	68	63	55	52	50	49
6	10·lg n	-	6,0206	6,0206	6,0206	6,0206	6,0206	6,0206	6,0206	6,0206
7	10·lg S_1 (S_1=21 $м^2$)	-	13,2221	13,2221	13,2221	13,2221	13,2221	13,2221	13,2221	13,2221
8	10·lg S_2 (S_2=10,5 $м^2$)	-	10,2118	10,212	10,2118	10,2118	10,2118	10,2118	10,2118	10,2118
9	10·lg S_3 (S_3=3 $м^2$)	-	4,77121	4,7712	4,77121	4,77121	4,77121	4,77121	4,77121	4,77121
10	10·lg S_4 (S_4=1 $м^2$)	-	0	0	0	0	0	0	0	0
11	10·lg B_u	-	7,8710609	7,8710609	8,2849878	9,3323413	10,881361	12,9225607	15,652573	18,66287
12	Rтр1	-	27,211639	38,211639	40,617712	44,600359	47,481339	43,4301393	29,960126	23,36983
13	Rтр2	-	24,201339	35,201339	37,607412	41,590059	44,471039	40,4198393	26,949826	20,35953
14	Rтр3	-	18,760749	29,760749	32,166822	36,149469	39,030449	34,9792493	21,509236	14,91894
15	Rтр4	-	13,989539	24,989539	27,395612	31,378259	34,259239	30,2080393	16,738026	10,14773

6.3 Дистпечерлік бөлмедегі ауа алмасу кондинсациялауға есеп жүргізу

Қосалқы станцияларда кез-келген технологиялық процесстерді атқару барысында жұмыс бөлмелеріндегі ауаға әртүрлі зиянды заттар кіреді. Кейбір жағдайларда олардың көзі болып технологиялық қондырғы болады, ал басқа жағдайда – технологиялық процесстердің жүру кезіндегі құрылатын зиянды шықпалар.

Өндіріс бөлмелеріндегі тиісті метеорологиялық жағдайды құру, яғни шаңды, газдармен буларды, жарылыс тудыратын концентрацияларды жоюдың эффективті тәсілі – өнеркәсіптік ауа алмастыру болып табылады.

Ауа алмастыру жүйесінің жұмысы тұрақты жұмыс орнында, жұмыстық және қызмет көрсету аймақтарында метеорологиялық жағдай және ауа ортасының таза болуын жасау тиіс.

Ауа алмасу жүйесінің есептелуі келесі тізбек бойынша жүргізіледі:

1) Бұрылыстармен, өту жолдарымен, жалюзилермен ауа алмасу желісінің схемасын сызамыз, оларды бөліктерге бөліп және ауа өткізетін құбыр диаметрін таңдайды

2) Айқын жылылықтың ауа ауыстыруын анықтаймыз :

$$G_a = \frac{Q_a}{c \cdot (t_{УХ} - t_{ПР})} м^3 / с, \qquad (6.8)$$

мұндағы Q_a – айқын жылылықтың бөлінуі, Вт;

с – ортақ ауыстыру вентиляциясының бөлінетін және бөлмеге кіретін құрғақ ауаның жылу сыйымдылығы, $t_{УХ}$=20 ºС, $t_{ПР}$=15 ºС.

Айқын жылылықтың бөлінуі:

$$Q_я = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 \qquad (6.9)$$

мұндағы Q_1 – аппаратурадан жылу бөліну;

Q_2 – жарықтану көзінен жылу бөліну;

Q_3 – адамдардан жылу бөліну;

Q_4 – терезеден күн радиациясының түсуі.

Аппаратурадан жылу бөліну:

$$Q_1 = \psi_1 \times \psi_2 \times \psi_3 \times \psi_4 \times N_{ном} = 0{,}25 \times 20000 = 50000 \qquad (6.10)$$

мұндағы ψ_1 – қондыратын қуаттың қолдану коэфициенті; ψ_2 -жүктеме коэффициенті;

ψ_3 – аппаратураның бір уақытта жұмыс істеу коэффициенті;

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

$N_{ном}$ – барлық аппаратураның номиналды қуаты. Бағытталған есептеулерде барлық 4 коэффициент 0,25-ке тең.

Жарықтану кезіндегі жылу бөлінулер:

$$Q_2 = \varphi \times N_{жар} = 0{,}8 \times (400 \times 150) = 48000 \quad (6.11)$$

мұндағы φ – ауаға айналатын энергия есептеу сомының коэффиценті, φ =0,8;

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

Адамдардан жылу бөліну:

$$Q_3 = n \times q = 5 \times 90 = 450 \quad (6.12)$$

мұндағы n –жұмысшы саны;

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

Терезеден күн радиациясының түсуі:

$$Q_4 = F_{ост} \times q \times m \times k = 3 \times 224 \times 6 \times 1{,}25 = 5040 \quad (6.13)$$

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

m – терезе саны;

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

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

Анық бөлінетін жылуды анықтаймыз:

$$Q_я = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 5000 + 48000 + 450 + 5040 = 58490$$

Анық бөлінетін жылудың ауа алмастыруын анықтаймыз:

$$G_a = \frac{58490}{1 \cdot (20 - 15)} = 11698 м^3 / с$$

Вентилятордың өнімділігін табамыз:

$$W_{\text{в}} = \text{к} \times G_{\text{а}} \tag{6.14}$$

онда: $к_к$ – қор коэффициент , $к_к$=1,3 – 2,0

$$W_{\text{в}} = 1{,}3 \times 11698 = 15207{,}4 м^3 / с$$

3.Құбырдың түзу учаскелеріндегі қысымның жоғалтуын есептейміз

$$\text{Н}_{\text{пп}} = \frac{\psi_T \cdot l_T \cdot \rho_B \cdot \upsilon_{CP}{}^2}{2 \cdot d_T}, \text{ Па} \tag{6.15}$$

мұндағы ψ_T – құбыр кедергісін есептейтін коэффициент (темір құбырлары үшін ψ_T=0.02); l_T – құбыр учакесінің үзындығы, м; ρ_B – ауа тығыздығы, ρ_B=1 кг/м^2; υ_{CP} – ауа желісінің қарастырған учаскедегі ауаның орта жылдамдығы; вентиляторға қосылған учаскелерде ол 8-15 м/с, ал қашықтағыларға 1-4 м/с қабылдайды; d_T –құбырдың қабылданған диаметрі, d_T = 0,5 м.

$$\text{Н}_{\text{ж1}} = \frac{0{,}02 \times 5 \times 1 \times 8^2}{2 \times 0{,}5} = 6{,}4 \text{ Па};$$

$$\text{Н}_{\text{ж2}} = \frac{0{,}02 \times 2 \times 1 \times 14^2}{2 \times 0{,}5} = 7{,}84 \text{ Па}$$

$$\text{Н}_{\text{ж3}} = \frac{0{,}02 \times 4 \times 1 \times 12^2}{2 \times 0{,}5} = 11{,}52 \text{ Па}$$

$$\text{Н}_{\text{ж4}} = \frac{0{,}02 \times 3 \times 1 \times 4^2}{2 \times 0{,}5} = 0{,}96 \text{ Па}$$

$$\text{Н}_{\text{ж5}} = \frac{0{,}02 \times 2 \times 1 \times 3^2}{2 \times 0{,}5} = 0{,}36 \text{ Па}$$

1. Өткелде, тізеде,жалюзде жергілікті қысым жоғалуын есептейміз:

$$\text{Н}_{\text{ж}} = 0{,}5 \times \psi_{\text{м}} \times V_{\text{ор}}^2 \times \rho_{\text{в}}, \text{ Па} \tag{6.16}$$

мұндағы: $\psi_М$ – ауаның жергілікті жоғалу коэффициенті (кесте 6.6).
Ауа өткізгіштің бұрылысындағы жоғалыстар:

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

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

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

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

$$Н_{ж6} = 0,5 \times 0,5 \times 4^2 \times 1 = 4 \text{, Па}$$

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

Өткелдегі жоғалту:

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

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

Жалюздегі жоғалту:

$$\text{Кіру: } Н_{ж} = 0,5 \times 0,5 \times 15^2 \times 1 = 56,25 \text{, Па;}$$

$$\text{Шығу: } Н_{ж} = 0,5 \times 3 \times 15^2 \times 1 = 337,5 \text{, Па.}$$

6.6 кесте – Қысым жоғалту коэффициентінің мәні

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

1) Учаскелердегі тұтас жоғалуын формула бойынша анықтаймыз:

$$H_{уч} = H_{пп} + H_{м}$$

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

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

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

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

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

2) Максималды жоғалудың мөлшері:

$$H_{л} = \sum H_{учi} \tag{6.17}$$

$$H_{л} = 290,18 \text{ Па}$$

3) Желдеткіш айналу саны:

$$n_{в} = \frac{A}{N} = \frac{3000}{4} = 750 \tag{6.18}$$

Желдеткіш үшін электр қозғалтқышының қуатын есептейміз:

$$P_{эк} = \frac{H_{л} \times W_{в}}{3600 \times 1000 \times \eta_{в} \times \eta_{п}} = \frac{290,18 \times 15207,4}{3600 \times 1000 \times 0,9 \times 0,6} = 2,27 \text{ кВт.} \tag{6.19}$$

Демек, өнімділікпен желдеткіш типін таңдаймыз 2930 $м^3/с$, қуат 2,27 кВт және желдеткіш айналу саны- 750 айн/мин

7 Экономикалық бөлім

7.1 Жұмысты істеудің мақсаты

Негіздеменің мақсаты:

1) Электр энергиясын сенімді таратумен,оның мақсаттылығын қамтамасыз ететін 110/10 кВ қосалқы станцияны модернизациялаудың тиімді екендігін технико-экономикалық негіздеу;

2) Несиелік құралдардың берілген шарттары бойынша және несиенің белгіленген уақытында қайтарылатындығының мүмкіндігін дәлелдеу.

Тұтынушыларды энергиямен қамту тапшылығына байланысты болашақта ҚС салу үлкен қолданысқа ие болады. Сол себепті ЖШС «ЖАҢА» заманға сай жана қосалқы станцияны салуға жоспарлады.Қосалқы станцияның негізгі қызметі тұтынушыларды электр энергиясымен сенімді және үздіксіз қамтамасыз ету.

Қосалқы станцияны модернизациялаудың нәтижесінде келесідей мақсаттарға қол жеткізіледі:

1) Электрмен жабдықтаудың сенімділігін және тұтынушыларға көрсетілетін қызметтің сапасын көтеру;

2) Олардың апаттылығын төмендететін моральді және физикалық тозған жабдықта рды, электр қондырғыларды жаңарту;

3) Жабдықтардың жөндеу-эксплуатациялық қызмет көрсетуімен байланысты тікелей шығындарды төмендету.

7.1.1 Сату нарығы

ҚС мақсаты электр энергиясын тұтынушыларға тарату қызметінен пайда түсіру. Электр энергия құнын ҚС бекітеді. Оның құны өзіндік құн, шығын және минимал пайдадан құралады. Өзіндік құн неғұрлым төмен болса, соғұрлым өндіруші құны төмен болады,және егер ол тауардың нарықтық құнынан неғұрлым төмен болса,соғұрлым таратушы көп пайда түсіруі мүмкін.

7.1.2 Бәсекелестік

ҚС: сату көлемі, тауар сапасы, баға деңгейі және орташа табысы бойынша бәсекеге қабілетті болу керек.Бұл басты көрсеткіш.

7.1.3 Кернеуі 110\10 кВ болатын қосалқы станцияны салудың негізі

Мұндай қосалқы станция электр энергиясын тораптарға таратумен, жеткізумен және жергілікті халықты энергиямен қамтамасыз етумен айналысатын болады. ҚС қызмет көрсету барысында, жоба шығындарын ақтап, нарық тұрғысынан мекемеге пайда әкелуі керек және ол түскен пайда орташа

саласы нормадан төмен болмау керек. Керісінше жағдайда мекеме құлдырауға ұшырайды.

7.1.4 Қызмет және тауар түрлері

Кәсіпорынның негізгі тауары, өзі сияқты басқа да қосалқы станциялардан сатып алынатын электр энергиясы болып табылады. Электр жабдықтарын жөндеу және орнатумен байланысты жөндеу жұмыстарының барлық түрлерін кәсіпорын персоналы орындайды.

7.1.5 Ұйымдастырылған және заңдық жоспар

Қосалқы станцияда жаңа, жоғары автоматтандырылған қондырғылар, электрмен жабдықтаудағы жоғары сенімділікпен қамтамасыз етеді.

Қосалқы станцияның қондырғы бөлігіндегі ремонтты, яғни арматураларды және тоқ сымдарды персоналды қызметкерлермен іске асырады. Арнайы мамандандырылған қызметкерлерді ремонтқа іске тартады.

Энергиялық объектідегі эксплуатациялық ремонт және құрылыс жұмыстарын іске асыру үшін өзіндік мұқтаждықтарын өтеуге потенциалдық инвесторлардың көмегімен орындалады.

Кредитті проценті бойынша төлеу, жылдық табыстың 15% алынады. Процент бойынша кредитті, Қазақстанның Халық банкіне төленеді.

7.1.6 Қаржылық жоспар

Қаржылық жоспар кіріс және шығыс, ақшалай және т.б. түсімдерді, құлдырамаудың талданған есебін және мекеменің қаржылық тұрақтылығын енгізеді.

7.1.7 Экологиялық ақпарат

Қосалқы станцияның экологиялық жағдайы, барлық санитарлық нормаға сай келеді.

7.1.8 Қосалқы станцияның күйін талдау

Қосалқы станцияның элементтерінің едәуір физикалық және моральдық тозуы электрмен жабдықтаудың жиі бұзылуына және электр энергиясының толығымен жіберілмеуіне алып келеді.

Бұл қосалқы станция шамамен 30-35 жылдан астам уақыт пайдаланылыста және де түбегейлі қайта құру мен модернизациялауды қажет етеді. Орта есеппен оның тозуы шамамен 70-75% құрайды.

Қосалқы станцияны мұнан былай пайдалану мүмкіндігі оның қайта қалпына келтіру мен жөндеу жұмыстарына кеткен шығындардың өсуіне байланысты өте төмен.

Торап жабдықтарының тозуының аталған жағдайлары желінің немесе трансформатордың өшірілуіне әкеп соғатын жиі болып тұратын апаттардың негізгі себептері болады.

Жобада қосалқы станцияның ажыратқыштарын майды аз қолданатын немесе элегазды ажыратқыштармен алмастыру нұсқалары қарастырылған.

Жобадағы салыстырылып отырған екі нұсқа да шамамен бірдей деңгейдегі сенімділікті көрсетеді. Сондықтан да тұтынушыларға электр энергиясының жіберілмей қалуынан болған мұнан арғы нұқсан ескерілмейді. Бұдан басқа тораптар қажеттілігіне керекті ақша бір уақытта салынады және жылдық ұстанымдарды тұрақты деп санаймыз

Электр станциясының модернизациялануына кететін капиталдық салымды анықтайық.

7.2 Инвестициялық жоспар

110/10 кВ 2х25 МВА қосалқы станциясын дамыту қарастырылған. Бұл 110 кВ қосалқы станция үш энергия жүйесінен қоректенеді және ортанғы кернеуі жағынан 6 желі, төменгі кернеуден жергілікті тұтынушыларға 24 фидер шығып жатыр. Осы нұсқаға қажетті инвестицияны анықтаймыз. 2002 жылы 1 МВА энергия құны 20000 ш.б. құрады. Егер де біз инфляцияны 8% жылына деп есептесек, онда 2012 жылы 1МВА энергия құны шамамен 34000ш.б. құрайды. Сондықтан, қуаты 50 МВА болатын қосалқы станцияның құны:

$$K = S \cdot Ц_{МВА} = 50 \cdot 32000 = 160000 \ \ ш.б. \qquad (7.1)$$

1,6 млн.ш.б. немесе 238,4 млн.теңге.

Жобалау, геологиялық, құрылғыны тасымалдау, электрмонтаж жұмыстары мен қосалқы станцияны орнатуға кеткен шығын сомасын электр желісін, электр қондырғысын іске қосу құруға кеткен шығындарды негізгі шығынның 30 % құрайды, яғни млн.теңге. Сонда барлық шығын:

$$\sum K = K + K_{доп} = 238{,}4 + 71{,}52 = 309{,}92 млн.тенге \qquad (7.2)$$

Зауыттың қосалқы станциясында қуатты 25 МВА екі трансформатор орнатылған. Сонда толық қуатымыз S=50 МВА болады. Cos φ=0,8 деп аламыз.

Онда:

$$P = S \cdot \cos\varphi = 50 \cdot 0{,}8 = 40 МВт \qquad (7.3)$$

Максимум қолдану сағат саны $T_м$=4000 сағ. Осыдан:

$$W = P \cdot T_m = 40 \cdot 4000 = 160000 \quad \text{МВт.сағ} \qquad (7.4)$$

Кәсіпорын шығындарына кіргізілетін амортизациялық аударылымдардың сомасы әртүрлі әдістермен анықталуы мүмкін. Егер жаңадан өндірілген өнімнің құнына біртекті берілетін негізгі қорлардың құнына тең болу шартынан шығатын болсақ, онда төмендегідей анықтауға болады

$$Z_{амр} = K \cdot \frac{h_0}{100} \qquad (7.5)$$

мұндағы $А_{амр}$ – амортизациялық аударылымдар сомасы;

$К_{нқ}$ – негізгі қорлар құны;

h_0 – амортизациялық аударылымдар нормасы, %.

Амортизациялық аударылымдар нормасы негізгі қорлардың нысандарының әрқайсысы үшін олардың нормативтік қызмет ету мерзімдеріне байланысты орнатылады.

$$\mathrm{h_0} = 100 \cdot \frac{1}{\mathrm{t}}$$

немесе

$$\mathrm{h_0} = \frac{\mathrm{C_{ныс}} - \mathrm{C_л}}{\mathrm{t}} \cdot 100$$

мұндағы $С_{ныс}$ – негізгі қорлар нысандарының құны;

$С_л$ – нысанның ликвидациялық құны, өндірісте шығарылып тасталатын нысанды толығымен немесе бөлшектеп (материалдарын, бөлшектерін) сатудан түскен қаржы.

Кәсіпорынның кейбір негізгі қорларына амортизациялық аударылымдар нормасы келтірілді (7.1 кесте).

7.1 кесте – Амортизациялық аударылымдардың орташа нормалары

Негізгі қорлар топтары	Толық қалпына келтіру үшін қажетті амортизациялық аударылымдар нормасы, %
1 Өндірістік ғимарат	2,0
2 Электр тасымалдаушы 35-110 кВ әуе желілері: металдық, темір бетонды бағанадағы	2.0
Ағаш бағанадағы	3,3
3 Күштік электрлік-техникалық жабдық және таратушы құрылғылар: ашық және жабық түрдегі таратқыш құрылғылардың жабдықтары, өлшеуіш трансформаторлар, таратушы шиналар, түрлендіргіштер, майлы ажыратқыштар	4,4
4 Трансформаторлы қосалқы станциялардың жабдықтары	6,6
5 Электр қозғалтқыштар мен дизель генераторлары	6,6
6 Қозғалмалы электр станциялардың электр генераторлары	12,5

Негізгі қорлардың нысанның амортизацияланып бітпеген бөлігінің құны тозу мен моралдық тозу салдарынан нысан нормативтік мерзімнен ерте істен шығарылып тасталған кезде пайда болады. Ликвидациялық құн өндірістен шығарылатын нысанның оны сатып жібергеннен түскен қаржыны білдіреді.

Өндірістің тиімділігі негізі қорлардың ғылыми-техникалық деңгейіне байланысты ғана емес, сонымен қатар ғылым мен техниканың қазіргі заманғы жетістіктеріне сәйкестігі және оларды өндірістік үрдісте толық қуатында пайдалануына да байланысты болады.

Эксплуатациялық шығындарды анықтайық. Амортизация жұмыстарына кеткен шығындарды есептейік. Ол барлық шығынның 45% құрайды:

$$Z_{амр} = K \cdot \frac{h_0}{100} = \frac{5 \cdot 309{,}92}{100} = 15{,}496 \ млн.тенге$$

Шығынның қалған 55% табамыз:

$$Z_{доп} = Z_{амр} \cdot \frac{55}{45} = \frac{15{,}496 \cdot 55}{45} = 18{,}939 \ млн.тенге$$

Толық шығын:

$$Z_{пол} = Z_{амр} + Z_{доп} = 15{,}496 + 18{,}939 = 34{,}435 \ млн.тенге$$

Осыдан өзіндік құнды табуға болады:

$$S = \frac{Z_{пол}}{W} = \frac{34{,}435}{160000} = 0{,}21 \frac{тенге}{кВт \cdot саг} \qquad (7.6)$$

Қорытынды тариф электр энергия транзиті қосалқы станция арқылы 10% кірісті ескерген кезде мына формуламен анықталады:

$$Ц_{ПС} = \left(S_{ПС} + 0{,}1 S_{ПС}\right) = 1{,}1 \cdot S_{ПС} = 0{,}2 \cdot 1{,}1 = 0{,}22 \ тенге/кВт \cdot саг . \qquad (7.7)$$

Маңғыстау облысындағы электр энергиясы 2012 жылдың көктем айларындағы орташа тарифіне сәйкес кВт/сағатына 10,88 теңгені құрайды. Қосалқы станцияның баға түрлену механизімін қарастырайық және оның құрамалары:

- электр энергияны сатып алу (3,97 теңге кВт/сағ);
- «Центральные межсистемные электрические сети» АО KEGOC тарифі (1 теңге кВт/сағ);
- «Қаражанбасэнергосистема» тарифі (2,97 теңге кВт/сағ);
- ЖШС «ЖАҢА» жеке тарифі (0,22 теңге кВт/сағ).

Онда қосалқы станцияның электр энергиясының өзіндік құны 8,16 теңге кВт/сағ құрайды. Электр энергияны тұтынушыларға 9 теңге кВт/сағ бағасымен сатқан кезде, онда ЖШС 0,84 теңге кВт/сағ көлемінде кіріс алады.

$$Ц = W \cdot T_{э} = 160000 \cdot 9 = 1440 \cdot 10^{6} тенге$$

$$З_{эс} = W \cdot T_{эс} = 160000 \cdot 3{,}97 = 635{,}2 \cdot 10^{6} тенге$$

Сонымен қатар тасымалдауға кеткен шығын, KEGOK желілері:

$$З_{нэс} = W \cdot T_{нэс} = 160000 \cdot 1 = 160 \cdot 10^{6} тенге$$

«Қаражанбасэнергосистема» желілерімен тасымалдауға кеткен шығын:

$$З_{эс} = W \cdot T_{аэк} = 160000 \cdot 2{,}97 = 475{,}2 \cdot 10^{6} тенге$$

ЖШС «ЖАҢА» компаниясының өзіндік шығыны:

$$З_{ао} = W \cdot Т_{ао} = 160000 \cdot 0{,}21 = 33{,}6 млнтенге$$

Нарыққа төлемеген кездегі толық табыс:

$$Т = Ц - З_{эс} - З_{нэс} - З_{аэк} - З_{ао} = 1440 - 635{,}2 - 160 - 475{,}2 - 33{,}6 = 136 млн.тг$$

20% нарыққа кетсе, онда таза табыс:

$$ТТ = 0{,}8 \cdot Т = 0{,}8 \cdot 136 = 108{,}8 млн.теңге$$

7.3 Инвестициялардың қаржы-экономикалық тиімділік көрсеткіштері

NPV анықтау(таза әдеттегі құн).

Таза келтірілген табыс көрсеткіші (Net Present Value, NPV) капиталдық салымдар шамасын (Invested Capital, IC) келтіруге мүмкіндік береді. Болжау периодында олар шығаратын таза ақшалай түсімдердің жалпы сомасымен, және болашақта шығаратын инвестициялық жобадан уақытылы эффект шамасын сипаттайды. Ақшаның келуі уақытта таралған болғандықтан, ол r коэффициентінің көмегімен дисконтталады. R коэффициенті ереже бойынша инвестицияланған капитал бағасынан шығып орнатылады.

NPV немесе жобаның таза келтірілген құны зор белгі болып табылады. Ол арқылы берілген жобаны инвестициялау дұрыстығы (үнемділігі) ортаға салынады. NPV анықтау үшін жобаның әр жылында қаржылық ағындар шамасын болжау қажет, ал содан соң оларды уақыт бойынша салыстыру үшін ортақ бөлімге келтіру керек.

Берілген әдіс келесіден тұрады:

1) Керекті шығын бағасы анықталады, яғни берілген жоба үшін неше қаражат керек екені анықталады;

2) Жобадан келешекте түсетін ақшалай түсілімдердің қазіргі бағасы есептелінеді. Әр жылдағы табыс CF (кеш-флоу) қазіргі уақытта беріледі;

$$PV = \sum_{1}^{n} \frac{CF_n}{(1+r)^n}, \qquad (7.8)$$

мұндағы CF – жыл сайынғы ақшалай түсім;

n – жобаны тарату жылдары;

r – банктің пайыздық қойымы.

3) Берілген шығын бағасы (I_0) берілген табыс бағасымен салыстырылынады. Олардың айырымы жобаның таза әдеттегі құнның бағасын береді.

Берілген жобаны тұтастай инвестициялауды бағалауды мына әдістермен жүргіземіз; таза әдеттегі құн (NPV). Инвестиция анализінің осы әдісі инвестициялаушы жобаны ұсыну нәтижесінде фирманың құндылығының өсу шамасын көрсетеді, ол екі сілтемеден тұрады:

1) Кез-келген өнеркәсіп өз құндылығының өсуіне ұмтылады;

2) Әр түрлі уақыттағы шығындардың бір келкі емес құндылығы болады.

NPV анықтау үшін жобаның әр жылдағы қаржы ағынының шамасын сараптау керек, сосын оларды уақыт бойынша теңестіру үшін жалпы бөлімге келтіру керек. Яғни V – бұл жобаны тарату барысында туындайтын ақша түсімдерінің қосындысы осы жобаны тарату үшін қажетті барлық шығындардың қосындысы арасындағы айырмашылық.

Таза келтірілген табыс көрсеткіші (Net Present Value, NPV) капиталдық салымдар шамасын (Invested Capital, IC) келтіруге мүмкіндік береді. Болжау периодында олар шығаратын таза ақшалай түсімдердің жалпы сомасымен, және болашақта шығаратын инвестициялық жобадан уақытылы эффект шамасын сипаттайды. Ақшаның келуі уақытта таралған болғандықтан, ол r коэффициентінің көмегімен дисконталады. R коэффициенті ереже бойынша инвестицияланған капитал бағасынан шығып орнатылады.

NPV немесе жобаның таза келтірілген құны зор белгі болып табылады. Ол арқылы берілген жобаны инвестициялау дұрыстығы (үнемділігі) ортаға салынады. NPV анықтау үшін жобаның әр жылында қаржылық ағындар шамасын болжау қажет, ал содан соң оларды уақыт бойынша салыстыру үшін ортақ бөлімге келтіру керек.

Таза келтірілген құн былай анықталады:

$$NPV = \sum_{1}^{n} \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0, \qquad (7.9)$$

мұндағы CF – жыл сайынғы ақшалай түсім;

n – жобаны тарату жылдары;

I_o – толық қосынды инвестиция;

r – банктің пайыздық қойымы.

Есептеу NPV бірінші оң мәніне дейін жүргізіледі, яғни 5-жылға дейін. NPV нөлден жоғары, сәйкесінше, дисконттаудың берілген ставкасы кезінде жоба өнеркәсіп үшін тиімді (үнемді), себебі олар шығаратын cash-flow қазіргі уақыт моментінде табыстық нормадан шығып тұр.

7.2 кесте – Берілген нұсқа үшін NPV есебінің нәтижесі

жылдар	CF, млн.теңге	r (15%)	PV, млн.теңге	NPV, млн.теңге
0	-309,92	0,15	-309,92	-309,92
1	108,8	0,15	94,601	-215,319
2	108,8	0,15	82,268	-133,051
3	108,8	0,15	71,532	-61,519
4	108,8	0,15	62,206	0,687
5	108,8	0,15	54,102	53,415

Бұл есептеулер бойынша, банктің несие бойынша 15% үстемесін ескере отырып алынған қаражатты шамамен 3 жылда қайтаруға болатындығын көреміз

РР анықтау (орнын толтыру мерзімі)

Бұл әдіс бастапқы инвестиция сомасын төлеу үшін қажет мерзімді анықтау болып табылады. Орнын толтыру (РР) есебінің алгоритмі инвестициядан жекеленген кірісті бірдей таратумен тәуелді болады. Егер кіріс бірдей таратылса, онда төлеу мерзімі бір уақыттағы шығынды жылдық кіріс шамасына болумен есептеледі.

$$PP = \frac{I_o}{CF} \tag{7.10}$$

$$PP^1 = \frac{I_0}{CF} = \frac{309,92}{108,8} = 2,84 \approx 3 жыл$$

Осылайша, жобаға жүргізілген қаржы – экономикалық талдау жобаның инвестициялық тартымды болып табылатынын көрсетеді. Өзін өтеу мерзімі өтеудің орташа өтелу көрсеткіштері шегінде жатады және 3 жылды құрайды. ҚС құрылысы өнеркәсіпке сезілетін табыс әкелетін қосымша қуатты беруге мүмкіндік береді.

Қорытынды

Бұл дипломдық жобада қарастырылған «Маңғыстау энергетикалық компаниясының аймағындағы жаңа 110/10кВ-ты қосалқы станциясын жобалау» аумақтағы электр торабының күйін алдағы уақытта талдау қарастырылды, яғни мұнда алдағы уақытта жаңадан тұтынушылардың одан әрі пайда болуына байланысты жүкетеменің өсіп отыруының нәтижесінде жүктеме шамаларына 2012-2020 жж. болжау жасалды.

Торапты дамытуда екі нұсқада салыстыру қарастырылды. Нұсқаларды технико-экономикалық салыстырулар нәтижесінде көрсеткендей бірінші нұсқа бойынша яғни Қаражанбас 220/110/10 ҚС L=13,5 км аралықтағы екі тізбекті желі арқылы қоректенуші «Жаңа» 110 кВ ҚС салуда тиімді болып табылды.

Осы таңдап алынған нұсқаға сәйкес ҚС сұлба типі таңдалып және ҚТ тоғын есептеулер жүргізілді. ҚТ тоғын есептеу мәндері бойынша негізгі жабдықтарды таңдалды.

Қысқартулар мен белгіленулер тізімі

АКШ – асқын кернеу шектеуіш
МБЭК– Маңығстау Электрторапты Бөлу Компания
АТҚ – ашық тарату құрылғысы
АҚ – акционерлік қоғам
ӘЖ – әуе желісі
БЕ – баланс емес
БЭЖ – бірыңғай энергетикалық жүйе
ЖТҚ – жабық тарату құрылғысы
ЖК – жоғарғы кернеу
ЖКТ – жүктемеастындағы кернеуді реттеу
ЖШС – жеке шаруашылық серіктестік
КТ – кернеу трансформаторы
КТҚ – комплектілі тарату құрылғысы
ҚІ-қорғаудыс іске асуы
ҚС – қосалқы станция
ҚТ – қысқа тұйықталу
НМҚС – негізгі мұнай қотаратын станция
ТК – төменгі кернеу
РАҚ – резервтің автоматты қосылуы
СЭС – су электр станциясы
ш.б. – шартты бірлік
ТТ – ток трансформаторы
ТП – таратушы пункт
ЭҚЕ – электрқондырғыларының құру ережелері
ЭҚК – электр қозғаушы күші
ЭКЕААЖ – электр энергиясын коммерциялық есепке алудың автоматтандырылған жүйесі
ЭБЖ – электр беріліс желісі
ЭҚОЕ – электр қондырғыларын орнату ережелері

Әдебиеттер тізімі

1 Правила устройства электроустановок. –М.: Энергоатомиздат, 1986. –648 с.

2 Электрический справочник: В 3т. Т.3. В 2 кн. Кн.1. Производство и распределение электрической энергии (Под общей редакцией профессоров МЭИ: И.И. Орлова и др.) –М.: Энергоатомиздат, 1988. –880 с.

3 Рокотян С.С., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. 3-е изд. - М.: Энергоатомиздат, 1995. 349 с.

4 В.И. Идельчик. Электрические системы и сети. –М.: Энергоатомиздат, 1989. –592 с.

5 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 648с.

6 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.

7 Крючков И. П., Неклепаев Б. Н., В. А. Старшинов Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования – М.: «Академия», 2005. – 416 с.

8 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования” под редакцией Ю.Г.Барыбина и др. – М. Энергоатомиздат, 1991 г, 464 с.

9 Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций М.: Энергоатомиздат 1990 г.

10 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электрических станций и подстанций М.: Энергоатомиздат 1986 г.

11 Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей: Учебное пособие для студентов ВУЗов; под ред. В.М. Блок – М.: Высшая школа, 1981.

12 Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей: Учебное пособие для студентов ВУЗов; под ред. В.М. Блок – М.: Высшая школа, 1981.

13 Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок: Учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2006.;

14 Санатова Л.А, Абдимуратов Ж.С Безопасность Жизнедеятельности, Алматы 2008.

15 Дюсебаев А.К, Абдимуратов Ж.С Учебное пособие Безопасность Жизнедеятельности, Алматы 2010.

16 Корнелович О.П. Техника безопасности при электромонтажных работах. – М., 1989.

17 Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках.- М.: Энергоатомиздат, 1984.

18 Долин П.А. Справочник по технике безопасности. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

19 Экономика и управление в энергетике. Учебное пособие для студ. сред. проф. учеб. заведений / Под ред. Н.Н. Кожевникова. - М.: Издательский центр «Академия», 2003.

20 Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учеб. для вузов. – 2-е изд. – М.: Высш. шк., 2003.

21 Стандарт НАО «Алматинский Институт Энергетики и Связи» СТ НАО 56023-1910-01-2009.