ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр станциялары, тораптары және жүйелері
кафедрасы

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

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: «Атырау-Нарық" АҚ кабель желілерін қайта жөндеу.

5В071800 – Электр энергетика **мамандығы бойынша**

Орындаған Зғұлбек Мағжан ЭСС к-12-01
(аты - жөні) (тобы)

Жетекші т.ғ.к., доцент Тохтибакиев К.К
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер:

Экономикалық бөлім бойынша :
э.ғ.к. профессор Шакупов А.А.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ «____» _____ 20____ ж.
(қолы)

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

Мөлшер бақылаушы:
аға оқытушы Соколова Ю.С.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ «01» 06 20 16 ж.
(қолы)

Пікір жазушы :
т.ғ.к., доцент КазГЗТУ „Электроника" каф. мең. Касимов А.О.
(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 - Электр энергетика мамандығы
Электр станцияларға тораптарға және жүйелері кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Зәуірбек Мағжан
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы „Атырау Жарық" АҚ кабель желілерін қайта жөндеу.
ректордың «___» _____№____ бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «____»_____20___ ж.

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

1. „Фидерная" КС және кабель желілерінің электрлік қосылу сұлбасы.
2. Электр жеңі қондырғыларының параметрлері.
3. Кабель желісінің режим жүктемесі
4. Тәуліктік график.
5. Желідегі электр энергия шығыны.

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

1. Тарамшы желінің өткізгіштік қасиетін жоғарлату-шы құрылғылар мен тәсілдер.
2. Атырау қаласындағы „Фидерная" КС-ның 6 кВ кабельді желісін 10 кВ-қа ауыстыру кезіндегі шығынды анықтау және есептеу.
3. ТП-10/0,4 кВ негізгі құрылғыларын таңдау.
4. Өмір тіршілік қауіпсіздігі
5. 6 кВ желілік учаскіні 10 кВ желіге ауыстырудың экономикалық тиімділігін есептеу.

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

1. Жұмыстың мақсаты мен берілгені
2. „Фидерная" КС-на дейінгі кабель желілерінің электрлік қосылу сұлбасы.
3. Қондырғылардың параметрлері
4. „Фидерная" 35/6 КС 10/6 кВ кернеуге ауыстыру кезіндегі қайта жөндеу сұлбасы.
5. Шағымда есептеу.
6. КС-га қондырғылар таңдау.
7. Өмір тіршілік қауіпсіздік бөлімі

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

1. Лыкин П.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. -Новосибирск: НГТУ, 2002. -248с.
2. Герасименко А.А, Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии: Учеб. пособие – Ростов на Дону: Феникс, Красноярск: Издательские проекты, 2008. -720с.
3. Справочник по проектированию электрических сетей/ Под ред. Д.А. Фалбисовича. -М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2005. -352с.
4. Фурсанов М.И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. -Мн.: УВИЦ при УП „Белэнергосбережение", 2005. -207с.

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	қолы
Өмір тіршілік қауіпсіз	Абдимуратов Ж.С.		
Экономика бөлімі	Жакупов А.А.		
Архитек бөлім	Тохтибакиев К.К.		

Диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1	Дипломдық жобаның тақырыбын бекіту		
2.	Дипломдық жобаның тақырыбына сәйкес ақпараттарды жинау		
3.	„Фидерная" КС-ның 6 кВ кабельді желісін 10кВ-қа ауыстыру кезіндегі шығанды анықтау және есептеу.		
4	ТП-10/0,4 кВ негізгі жабдықтарын таңдау		
5	Өмір тіршілік қауіпсіздігі		
6.	Экономикалық тиімділігін есептеу.		

Тапсырманың берілген уақыты «_____»_____20___ж.

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

Жоба жетекшісі _____ Тохтибакиев К.Т. т.к., доцент
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент Зәуірбек М.Е. Зәуірбек М.Е.
(қолы) (аты -жөні)

Аңдатпа

Бұл дипломадық жұмыста 6 кВ кабел желілерін қайта жөндеу оларды 10 кВ кернеуге ауыстырудың тиімділік бағасы, жабдықтарды таңдау және есептер жүргізілді. Есептеудің нәтижесінде таңдап алынған учаскідегі таратқыш тораптың шығыны 65% – ға дейін төмендеді және өткізгіштік қабілеті артты. Проекттің экономикалық тиімділік бағасы жүргізілді.

Аннотация

В дипломной работе выполнены расчеты, выбор оборудования и оценка эффективности реконструкции кабельных линий 6 кВ при переводе их на напряжение 10 кВ. Расчетами подтверждается снижение потерь до 65% и увеличение пропускной способности кабельной сети по выбранному участку распределительной сети. Выполнена оценка экономической эффективности прпоекта.

Annotation

In this diploma project was calculated a selection of equipments, efficiency of reconstruction of cable lines from 6 kV to 10 kV. Loss reduction was confirmed by the calculations to 65% and increasing of carrying capacity of the cable networks in the given area. Economical efficiency of the project was calculated also.

Мазмұны

Кіріспе		
1	Таратушы желінің өткізгіштік қасиетін жоғарлатушы құрылғылар мен тәсілдер	
1.1	Таратушы желінің өткізгіштік қасиетін жоғарлатушы құрылымдық және сұлбалық шешімдер (сымның қимасын ұлғайту, желіні жоғары кернеуге ауыстыру, қоректендіру қорын оңтайлы орналастыру)	
1.2	Реактивті қуаты мен кернеу режимін оңтайландыру	
1.3	Таратқыш тораптың реактивті қуатын өтемдеу	
2	Атырау қаласындағы «Фидерная» ҚС - ның 6 кВ кабелді желісін 10 кВ - қа ауыстыру кезіндегі шығынды анықтау және есептеу	
2.1	АҚ «Атырау - Жарық» учаскі 2 электр таратқыш торабы	
2.2	10 кВ кернеудегі торапты ауыстыру кезінде электр энергия шығын көрсеткішін көрсету үшін торапты таңдау	
2.3	Тораптың параметрлерін есептеу	
2.4	РТП 3 бағдарламасында шығынды есептеу	
2.5	ҚС - дағы 6 кВ желінің шығынын есептеу	
2.6	ҚС – дағы 10 кВ ауысқан желінің шығынын есептеу	
3	ТП-10/0,4 кВ негізгі жабдықтарын таңдау	
3.1	Ұяшық таңдау	
3.2	Ажыратқышты таңдау	
3.3	Айырғышты таңдау	
3.4	Өлшегіш трансформаторларды таңдау	
3.5	10 кВ ТП-ға АКШ таңдау	
3.6	Тоқөткізгіштік бөліктерін таңдау	
4	Өмір тіршілік қаупсіздігі	
4.1	Өрт және электр қауіпсіздігін қамтамасыз ету шаралары	
4.2	ҚС – ның жерлендіруін есептеу	
4.3	Аспирациялық жүйені есептеу	
5	6 кВ желілік учаскіні 10 кВ желіге ауыстырудың экономикалық тиімділігін есептеу	
5.1	Мақсаттары мен әзірлеу	
5.2	Нарық талдауын өткізу	
5.3	Электр энергиясының тарифы	
5.4	Қосалқы станса құрылғысын құру және жобалау	
5.5	Обектілі смета	
5.6	ҚС жылдық қаржылай шығындарын анықтау	
5.7	Жобаның тиімділігін есептеу	
Қорытынды		
Әдебиеттер тізімі		

Кіріспе

Қазіргі таңда әлем елдері бойынша электроэнергияны пайдалану көлемінің ұдайы өсуі байқалуда. Электроэнергияны пайдалану көлемінің өсуі өз кезегінде анағұрлым жетілдірілген электротехникалық құрылғының қолданылуын талап етеді. Заманауи қалалық электр жабдықтау жүйесі жекелеген элементтері арасындағы өзара байланыспен қатар электр энергиясын өндіру, беру және тұтыну объектілерін арасындағы қарым-қатынастың күрделілігі сипатталады.

Электр тарату желілері көптеген құрылысы схемаларымен, оларға пайдаланылатын электр жабдықтарының әр түрлігімен, материалдар мен конструкциялармен ерекшеленеді. Желілерінің техникалық жағдайы және олардың техникалық қамтамасыздандырылуына жұмсалатын шығынның көлемін қысқартуға деген ұмтылыс пайдаланушылар тарапынан электр жабдықтау қондырғыларын орнатуға деген сенімділіктің азаюына әкеледі.

Электр энергиясын тарату желілерін дамыту сенімділікті күшейтуге, желінің өткізгіштік қабілетіне, тұтынушылар үшін сапалық және экономикалық элекр жабдықтау жүйесін үздіксіз жетілдіруге бағытталуы тиіс.

Таратушы желі сенімділігін және өткізгіштік қасиетін арттыру мақсатына жету үшін:

- электр жабдықтарын жаңа түрлерін әзірлеу және іске асыру;
- релелік қорғау және автоматика, диагностика мен өлшеу жабдықтарының жаңа әдістері мен құралдарын пайдалану;
- электр жабдықтарының техникалық жай-күйін талдау, желілік басқару режимдері мен жабдықтау жүйесін іске келтіру;
- желінін сыртқы әсерлерден қорғау және сыртқы әсерлерден және экплуатациялау кезіндегі қауіпсіздік шарттарын қамтамасыздандыру;
- электр жабдықтау сенімділігін және электр сапасын жақсарту жөніндегі іс-шараларды жүзеге асыру;
- жинау, жіберу, деректерді өңдеу және бағдарламалық қамтамасыздандыру және электр желілерін бақылау үшін техникалық құралдар жүйесін пайдалану;
- электр энергиясының ысыраптарын азайту және жүктеме түйіндерінде кернеуді тұрақтандыру үшін реактивті қуатты ағындарды басқару.

Мақсатқа желілерді жаңарту арқылы немесе орта және төменгі кернеулі сызықтармен қосалқы станцияларды жабдықтауды қаржыландыру арқылы немесе эксплуатционды желілер жүйесін дамыту арқылы жетуге болады.

Таратушы желінің электр жіберуші сызығының өткізгіштігін жоғарлату үшін қандай да бір іс-шара қолданбас бұрын экономикалық және техникалық тұрғыдан іс-шара қандай тиімді екендігін көрсететін технико-экономикалық талдау жүргізу қажет.

Берілген жұмыста Атырау Жарық желі аумағының өткізгіштік қасиетін жоғарлататын іс-шара қарастырылады.

1 Таратушы желінің өткізгіштік қасиетін жоғарлатушы құрылғылар мен тәсілдер

1.1 Таратушы желінің өткізгіштік қасиетін жоғарлатушы құрылымдық және сұлбалық шешімдер (сымының қимасын ұлғайту, желіні жоғары кернеуге ауыстыру, қоректендіру қорын оңтайлы орналастыру)

Шешімді табудың және электр таратушы желінің өткізгіштік қасиетін жоғарлату іс-шарасының негізі есептік және жоспарланған кезеңдегі жүйенің қалыпты есептемелерінің нәжитежелері, қарастырылып отырған желідегі электр энергиясын жоғалту есептемелерінің нәтижелері, сонымен қатар желі тораптарындағы жүктемелерді ескерген жағдайдағы электр желілерінің ары қарай даму схемалары болып табылады.

Желілердің өткізгіштік қасиетін арттыру және электр желілеріндегі электрэнергияны жоғалтуды азайту іс-шараларын әзірлеу кезінде бірінші кезекте режимдік шараларды орындау қажет (ұйымдастырушылық, оңтайлылық), әрі қарай қайта жөндеу желілерге байланысты техникалық шаралар, күрделі құрылысты жоспарлармен жасау қажет.

Негізгі басымдылық аз мерзімде енгізілетін техникалық шараларға беріледі.

Іс-шараның өтелу мерзімі келесі формула көмегімен анықталады:

$$T_{ок} = \frac{к}{З_э \delta W - P_{\Sigma} K/100}, \quad (1.1)$$

мұндағы *К*–шаралары енгізуге кететін шығындар (тг);

$З_э$ – электр энергисының жоғалтуға кеткен үлестік шығындар, тг/кВтсағ;

δW – жылға келтірілген жоғалтудың төмендеуі, кВтсағ;

$P_{\sum}$ - жыл сайынға аударылымдарға жұмсалатын қаржы көлемін есептеу.

Енгізу техникалық шараларының шығындарын азайту барысынағы жылдық экономикалық тиімділік:

$$Э = К/T_{ок} \cdot (1\text{-}0{,}12\ T_{ок)}\ \text{тг}. \quad (1.2)$$

Шығынсыз режимді шаралар енгізудегі жылдық экономикалық тиімділік:

$$Э = З_э \delta W\ тг. \quad (1.3)$$

Электр желісінің негізгі сипаттамаларының бірі шектеуші факторларды ескере отырып, желі арқылы тасымалдауға болатын максималды қуаттты

оның өткізкіштік қасиеті болып табылады: тұрақтылық шарт кезіндегі қуат шегі, рұқсат етілген жылу ағымдағы, рұқсат етілген кернеу түсуі, орнатылған жабдықтарды өткізгіштік қасиеті.

Айналмалы ток бойымен берілетін қуат оның созылуына және кернеуге байланысты:

$$P = U_1 * U_2 / X_л, \quad (1.4)$$

мұндағы U_1 және U_2 – сызық шектері бойынша қойылған кернеу.

Сонымен қатар жекеленген ағымның өткізгіштік қасиеті рұқсат етілген жылу өткізгіштік бойынша ток:

$$P_{пр} = \sqrt{3} U I_{доп} COS\, \varphi, \quad (1.5)$$

мұндағы U – ағымдағы кернеу, кВ;

$I_{доп}$ – рұқсат етілген жылу бойынша тоқ ағымы, А;

cosφ – қуаттылық коэффициенті.

Осы формулалар негізінде келесі өрнектермен көрсетілген желінің өткізгіштінің ағу жолдарын көрсетуге болады.

Қауіпсіздік шаралары (ұйымдастырушылық, экономикалық тиімді):

-желілердегі екі жақты қуаты 6-110 кВ болатын орындарын оңтайландыру;

- реактивті қуаты мен кернеуі электр желілерін белгіленген режимдерін оңтайландыру;

-радиалды ағымдардағы қоректендіру қорындағы жұмысшы жүктемелерді оңтайландыру;

-жүктеме графиктерін теңестіруге электр энергиясына деген тұтынушыларды алға жылжыту;

- аз жүктемелі режимдегі трансформторларды оңтайландыру;

- өтемдік құрылғыларды ұлғайту дәрежесін пайдалану.

-радиальды желі қоректер қорындағы кернеудің 6-110 кВ реттеу үшін электр энергиясын тұтынушылар арасындағы рұқсат етілген шамадағы кернеу мәндеріндегі электр энергиясын жоғалтудың минималды шамасын қамтамасыз ету қажет;

-желі тораптарындағы реактивтік қуат жетіспеуіне СҚ режимде пайдаланылмаған электр генераторлары аударым.

Қаржылық кіріс қолданылатын қайта жөндеу мен жетілдіру талап ететін техникалық шаралар:

- желіні 6 кВ кернеуден 10 кВ кернеуге ауыстыру;

- ұзақ мерзімді жүктеме өсуін ескере отырып, сымдардың қиылысуының рұқсат етілген максималды шамасында артық күш түсірілген сызықтарды алмастыру;

-СИП типіндегі изоляцияланған өзіндік тасушы сымдардың қайта жөнделуі және 0,4-10 кВ желілерінің құрылысы;

-төмен нақты шығындарсыз жүктеме және қысқа тұйықталуы бар тиімдірек трансформаторлар;

-аз қуаты бар бағандық трансформаторларды қолдану желідегі кернеуді 0,4 кВ-қа дейін төмендету мақсатында;

-конденсаторлы батареялар орнатылған орналастырушы құрылғылар (КТП, ЖТП) қолдану;

-АКР бар трансформаторлардағы кернеуді автоматты түрде реттейтін реттегіштерді орнату және кірістіру және ток көздерінде реактивті қуатты автоматты регуляторларды орналастыру;

-ТИ параметрлі режимді желі және АСКУЭ құрылғыларын қосалқы станцияларда орнату.

Трансформаторларды желіден ажыратқан жағдайда ғана қосылуға мүмкіндік болатын тармақталуды қоса отырып ПБВ трансформаторларын АКР трансформаторлары мен тармақталу жүктеме кезінде де жүзеге асатын, яғни шығынды жоғалту үшін емес электр энергиясының талап етілген сапасын қамтамасыз етуге арналған қосып ауыстыру. Бұл жалпы жағдайда сәйкес электр энергисының шығынын да азайтады. Егер электр энергиясының сапасы қамтамасыз етілсе және ПБВ трансформаторлары да, ал АКР трансформаторларын тек шығынды азайту мақсатында орнатады, онда мұндай орнатуды МСП деп есептеуге болады. Мұндай жұмысқа кететін шығын жоғалтудың азайуына байланысты өтелуі мүмкін, егер сөз тұйықталған трансформаторлар жайлы немесе трансформатор қорек көзіндегі радиалды желі 35-100 кВ.

1.2 Реактивті қуаты мен кернеу режимін оңтайландыру

Кернеу және реактивті қуат диспетчерлік қызмет көрсету үшін электр желілерін режимдерін оңтайландыру тиісті есептеулер негізінде жүзеге асырылады, мақсаты жүктеме орталықтарында трансформация коэффициенттері АКР трансформаторлар және автоматты трансформаторлар пайдаланып электр және кернеу бақылау режимдерінің қол жетімді реактивті қуатты реттеу режим.

Тиімділік оңтайландыру режимдері олардың ақпараттық қауіпсіздік және есептеу жүзеге асыру есептеу жиілігіне байланысты. Жылына кем дегенде 16 рет есептеу жүргізеді: яғни әр кезеңнің (қыс, көктем, жаз, күз) жұмыс істейтін және жұмыс істемейтін күн, күндізгі және түнгі барлық жүктеме сағат пен есептелген. Практикалық есептеу нәтижелері кернеу және ең аз белсенді электр шығындар үшін техникалық сипаттамаларын тұрақты болады онда реактивті қуат көздері мен трансформаторлық коэффициенттерінің режимдерін оның трансформациялық нақты өзгеруі, анықталады.

Оңтайлы жағдай параметрлерін анықтау және шығын әсер арнайы

бағдарламалау режимінде есептеу негізделген. Pmax Pmin жүктеме кезіндегі оңтайландыруға кеткен қуат бағалау есебінде анықталады. Бағалау тән режимдерін оңтайландыру қуат шығындарды азайтумен анықталады. Электр энергиясын жоғалтуын бағалау үшін δPmaks δPmin жүктеріне екі тән режимді оңтайландырудағы қуатты жоғалтуды есептеу керек. Т уақытта электр энергияны жоғалтуды мына формуламен анықтаймыз:

Трансформаторда желілік АКР жоқ болса, онда (ЖОБ бар) және оларды оңтайлы трансформациялау коэффициентін анықтау қажет. Бұл әрекетті орындау үшін, жұмыс кезіндегі күнделікті ең жоғарғы және ең төменгі жүктеме сағат оңтайлы желі режимдерінде есептейді. Трансформатордың жұмыс істеу режимі әр тәулікке байланысты таңдалады: мысалы - жұмыс және жұмыс істемейтін күн. Желісіндегі электр шығындардың құнына сәйкес келетін 4 оңтайландыру есептері өткізіледі. Трансформация коэффиценті трансформатордың АКР сіз алынған мәнге қатынасы есептелінген төрт режимге ұқсас болуы керек.

Ол трансформатор коэффицентінің тәуліктік жүктеме мәніне жақын болады, бұл режим көп шығынмен, ұзақтығымен, жоғарырақ мәннің болуына байланысты үлкен жаққа бірнеше рет жылжуы.

$$k_{T_o} = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i k_{Ti} Д_i}{\sum_{i=1}^{n} \Delta P_i k_i Д_i}, \qquad (1.6)$$

мұндағы ΔPi – режимінде тәуліктің t уақытында қуаттың шығыны және κ_{mi} трансформациялық коэффицентін есептегенде; D кезеңіндегі күндер саны.

АКР мәндері жоқ трансформатордың трансформациялық коэффициенті таңдағаннан кейін олардың мәндері тіркеледі және АКР көмегімен трансформациялық коэффицентін оңтайландыру және қуат көздері өндіру қайта болады. Құрылғының оптималды жұмыс режимі КР кернеуін реттеу және реактивті қуат жергілікті электр желісінің режимімен анықталады.

Тікелей орнатылған АВР автоматты құрылғылар арқылы реттеу тиімді жүзеге асырылады. Бақылаусыз автоматты түрде өзгеруі және диспетчерсіз мерзімді араласуы қондырғының эффектін көрсетеді.

Телеөлшегіш техникалық құралдарын параметрі ТӨ режимінде орнату мен АСКУЭ жүйесінде электр желісінің режимін оңтайландыру, басқа шешім қабылдау, техникалық ысыраптарды жобалау үшін шығынды қосымша тағы төмендетуі мүмкін.

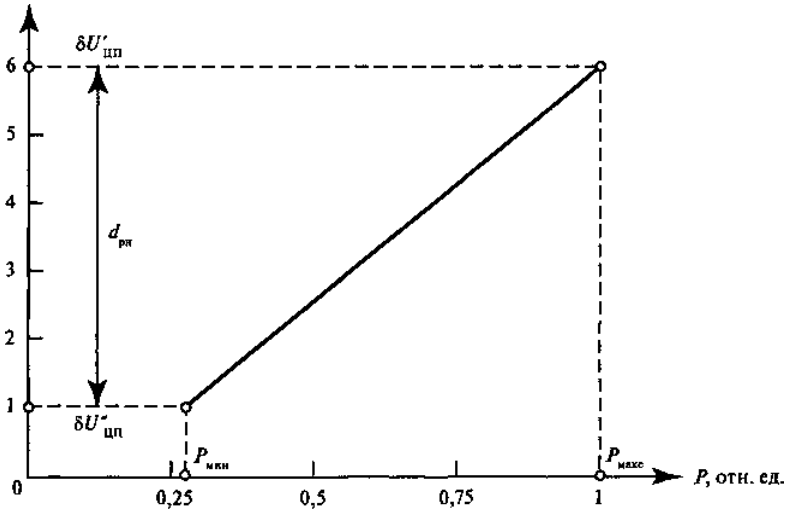
Радиалды электр желілерінде қорек көзіндегі кернеуді реттеу заңдарын оңтайландыру.

Барлық дерлік тарату желілері 6-35 кВ және желілердің көп бөлігі 110 кВ ашық тәртіпте жұмыс істеп тұр. 6-10 кВ шиналар 35-110 кВ станцияда кернеуді сақтауы тиіс, желіде кернеу шығындарын 10кВ толықтыру және шинадағы кернеудің ақауын 0,4 кВ тарату трансформаторымен қамтамасыз

ету. (ТР) 10/0,4 кВ.

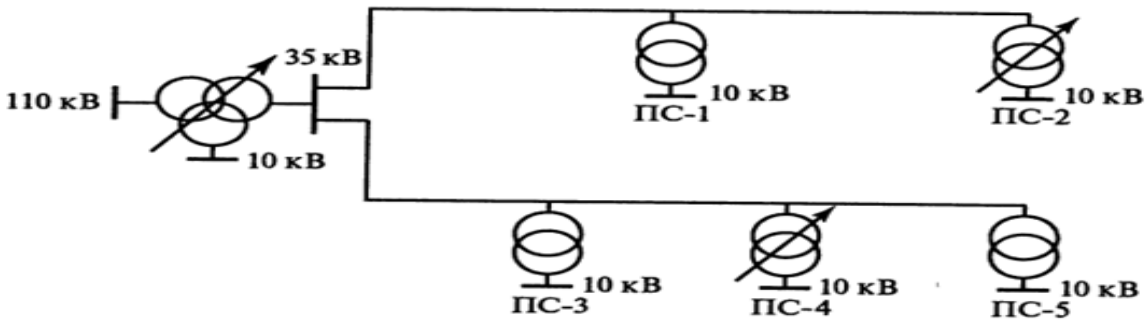
Жүктеме өзгеруі кезінде кернеулер жүреді: жоғары кернеу жоғары жүктемелерде және төмен болуы аз жүктемелерде. Мұндай бақылау қарсы (1.1 сурет) деп аталады. P_{max} -нан P_{min} – ге жүктеме өзгеруі шинадағы кернеуді сызықтық заң бойынша 10 кВ-ға ауытқиды $\delta U' \delta U''$.

ҚО – дағы Кернеу реттеудегі (КР) ауқым айырмашылық $d_{кр}= \delta U'_{қо} - \delta U''_{қо}$. деп аталады. Мұндай реттеу АКР-ді трансформатормен жасалынады. Егер барлық трансформаторлар 35-110 кВ желіге қосылса, желідегі 35-110кВт кернеу жүктемелік шығындарды азайту мақсатында жоғары межелі деңгейді ұстап тұрады. Кез келген кернеуде орналасқан аумақта КР АКР трансформаторлар 35-110 / 6-10 кВ шинадағы 6-10 кВ кернеуді өздігінен ұстап тұруға мүмкіндік береді.



1.1 сурет - 10кВ электр желісін орталығында кернеу реттеу заңы

Көптеген жұмыс істейтін трансформаторларда 35-110/6-10 кВ жоқ. Осындай радиалды желі 35 кВ схемаларының бірі 1.2 суретте көрсетілген. ҚС-2, ҚС-4 қосалқы стансаларында АКР трансформаторлары орналасқан. Олар желідегі режимнің кернеуіне 35кВ қарамастан шинадағы кернеу режимін 10кВ қамтамасыз етеді.



1.2 сурет - Радиалды желі 35 кВ

Қосалқы станцияларға ҚС-1, ҚС 3 және ҚС-5 ПБВ-мен 1,5% КР қадаммен трансформаторлар орнатылған. Қарсы КР ПБВ қосалқы стансасы 10 кВ шинасында тек қана орталық қосалқы станса 110 кВ арқылы іске асады. Ол жалпы заңдылық бойынша кернеуді реттеуі, шинадағы 10 кВ-мен әрбір үш станса сайын КР көмегімен жасайды, барлығы АКР – і бар жеке трансформатормен қалай болуы мүмкін, мүмкін емес жағдай. Нәтиженің шешімі ҚО 110кВ КР-нің оптималды заңы болу керек және ПБВ - мен трансформатордың оптималды тармақталуы. Бос дәреженің қатысуымен (бірдей сападағы электрэнергия әр түрлі тармақтан) ҚО-дағы КР заңын таңдау керек және ПБВ-мен трансформатор тармақталуы, желідегі электр энергияның 35кВ ең төмен шығынын қамтамасыз етілуі. Мұндай таңдау желідегі максимум және минимумды есептеу арқылы таңдалады.

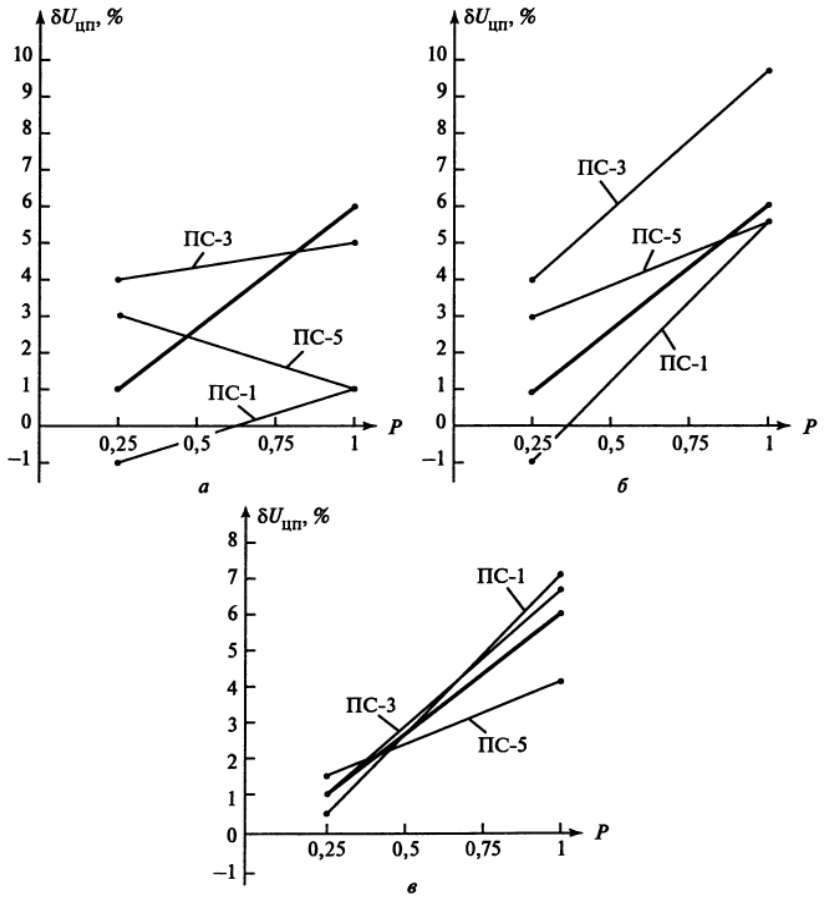
Шинадағы кернеу ауытқуы 35 кВ ҚО 110максимум және минимум режимде жүктеме 2% және 1%(КР диапазон 3%). Шинадағы 10кВ қосалқы станцияға 1.1 суретте қажетті заң көрсетілген. Оған сәйкес диапазон КР $dpн_{,т}$ = 6 - 1 = 5%. Қосалқы станциядағы шинадағы 10кВ кернеудің ауытқу мәні, оған сәйкес нақты диапазон және шина қосалқы станцияларында қолданылатын электроэнергия.

1.1 кесте – Кернеуді реттеу заңы

Параметр	U'цп,%	U''цп,%	dрн, ф%	W,млн кВт ч
ҚС-1	+1	-1	+2	4,1
ҚС-3	+5	+4	+1	2,1
ҚС-5	+1	+3	-2	3,8

Қажетті реттеу заңы майлы сызықпен белгіленген. Бірақ нақты реттеу заңы қажетті заңмен сәйкес келеді. ҚС-1 –да екі режимде де кернеу өте төмен, ҚС-3-да төмен жүкте өте жоғары кернеу, ҚС-5 қажеттіге кері көлбеу сызық. Қосалқы станциялардағы КР диапазон қажеттіден 5% төмен.

Диапазон ұлғаюын ҚК трансформатор 110кВ көмегімен реттей аламыз. ҚК-дағы кернеудің 110кВ дейін өзгерісін қосалқы станциядағы өзгерістермен қамтамасыз ету мүмкін емес, оптималды өзгерісті анықтау қажет. ҚК-дегі 110 кВ диапазонды реттеудегі Δd өзгерісі электр энергияның тұтынушыларға жұмсалатын минималды электр энергия саны қалыптыдан өзгеше.



1.3 сурет - Қосалқы стансиядағы кернеуді реттеу 1,3,5

Белсенді энергия сияқты реактивті қуат жылулық немесе механикалық энергияға айналмай, өзі жұмыс жасай алмайды. Белсенді және реактивті энергия электр энергиясын тұтыну нуктелеріндегі кернеуге әр түрлі әсер етеді. Белсенді құрамдас тізбекте кернеудің төмендеуі қарсылықпен R анықталады. Ал рактивті құрамдас X_L.электр өткізу тізбегінде әдетте $X_L >> R$, сондықтан реактивті токтың тізбек бойымен өтуі кернеуді көп төмендетеді. Осылай кернеудің төмендеуінен электр энергиясының көп жұмсалуы мен өткізу қабілетінің төмендеуіне әкеледі.

Егер тұтынушыда қоюға болатын, тұтынушылардың электр энергиясын көп болса, онда индуктивті энергиясын (асинхрондық қозғалтқыштар, трансформаторлар, дәнекерлеу аппараттары және т.б.) тұтынушыға тиісті бөлігіне ғана осы жұмысты түрлендіру болатын пайдалы энергия сыйымдылығы берілетін болады. Бұл құрылғы - РҚӨ өтемақымен деп аталады, ал реактивті қуат немесе КҚ. Бірақ күрделі электр жүйесіндегі КҚ-дың әрбір түйіндегі оптималды қуатын анықтай алмаймыз.

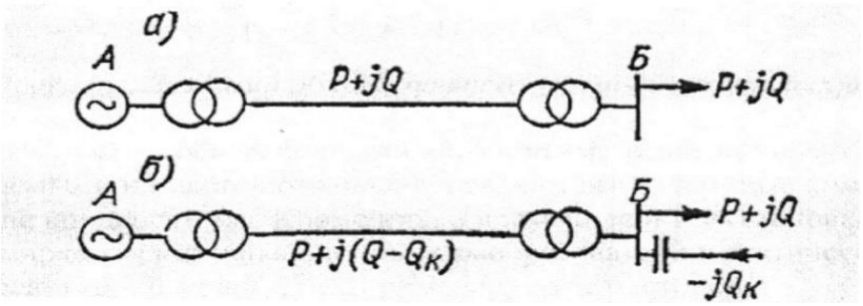
Желінің әр бөлігіндегі рактивті қуат ағынының өзгерісін КҚ-мен анықтаймыз.

1.3 Таратқыш тораптағы реактивті қуатты өтемдеу

Электр энергиясы негізгі ауыспалы ток түрінде тұтынылады, қолданылады, таралады. Жер-жерлерде ауыспалы токтың қолданылу

трансформаторы және алыс қашықтықта оның берілуі, жабдықтау біршама қарапайым және сенімді болуы. Ауыспалы ток-бұл периодттан әр ауысымда ток минималды түрінен максималды түріне секундына 1/50доли секунды (50Гц) лезде ауысып отырады. Ауыспалы күштің өзі болуы да мүмкін. Электр магнитті энергия пайдасыжұмыста жылы механикалық, химиялық және басқа да элементтерді желіде белсенді қарсыласуда R/B желі ішінде индуктивті XL және сыйымдылық XC, ауысымының бірінші жартысында электр магнитті энергия дайындалады, ал екінші жартысында қайнар көзіне қайта келеді. Қарсыласу, бұл индуктивті XL және сыйымдылық XC, ауыспалы токтың мақсатында пайда болады.

Бұл элементтегі ток реактивті ток болады. Реактивті ток активті токты 90 º-қа қозғайды. Реактивті энергия жылы және механикалық энергияға айналмады. Реактивті ток активті токтан желідегі өткізу қабілетін алады және оның өтуіне активті энергияның жартысы алынады, жоғарлату күші ΔP =3I2R тең, I- толық ток. Реактивті токтың негізгі жасау көзі тұтынуға керекті жерде орналасуы, синхронды өтемақы және статикалық өтемақы болып табылады. Кернеу статикалық кондинсаторлар кеңінен қолданады, яғни 1000Вжәне 6-10 кВ. Қабылданған қосалқы бекеттерде синхронды конденсаторлар орнатылады, олардың кернеуі 6-10 кВ.



1.4 сурет - Электр беру кестесі, а - өтемақысыз; б – өтемақымен

Барлық бұл құрылғы реактивті күштен (сыйымдылығы) артық,оларға желі арқылы берілген реактивті күш болып табылады.суретте көрсетілген, 1.4 суретте А электр бекетінен В қосалқы бекетіне электр энергия беріледі. Берілген күш P+j(Q–Qk) Электр бекеттерде берілген реактивті күш кемігенін көрдік, конденсаторлық батареяны жасап шығарғаннан күштің біршама орны толтырылған. Бұл күшті тұтынушы жиі қолданып отырады. Өтемақы кезінде реактивті энергия кемиді және электр беру энергиясы жоғалады.

Өтемақыға дейін біз қысымның жергілікті желідегі жоғалуын көрдік.

$$\Delta U = \frac{PR+QX}{U}. \qquad (1.7)$$

Өтемақы кезінде кернеу белгілі дәрежеге дейін төмендейді:

$$\Delta U\text{к} = \frac{PR+(Q-Qk)X}{U}, \qquad (1.8)$$

мұндағы R және X торап кедергілері.

Жоғарыда айтылғаннын бәрі негізгі себеп, яғни электр жабдықтау мекемесі тұтынушыдан желідегі реактивті энергияның төмен болуын талап етеді.

Бұл мәселенің негізгі шешімі, бұл реактивті энергияның өтемақысы болып табылады. Негізгі мәселенің шешімі бұл реактивті энергияның өтемақысы сенімді және экономикалық мүмкіндікті пайдалана отырып, электр жабдықтау мекемесі сенімді қызмет жасауы. Реактивті энергия өтемақы дұрыстығы мүмкіндік береді:

- электр энегриянын жалпы шығынын азайту;

-бөлінген желі элементтерінің күшін азайту (желінің дұрыстығы, бөлетін құрылғы және трансформаторлар) қызмет көрсету мерзімі ұзартылады;

-тоқтың жылылығын жоғалтуының төмендеуі және электр энергияның шығыны;

-жоғарғы гармондардың әсер етуі;

-желідегі кедергілердің болуы, фазаның симметриялық төмендеуі;

-бөлінген желінің үнемділігі мен сенімділігіне қол жеткізу. Сонымен қатар пайдаланылған желіде аз мөлшерде күш шығару;

- реактивті энергия генерациясы желіде аз мөлшерде күш шығару;

- жөндеудегі шығынды азайту және электр жабдықтарды жаңарту;

-тұтынушының электр жабдықтарды өткізу жүйесін кеңейту, желінің құнын көбейтпей қосымша күшті қосуға рұқсат беру;

-желінің жағдай мен параметрлер жайында ақпараттармен қамтамасыз ету, қайта құрылған қосалқы бекеттің күшін және кабел қимасының сымын, олардың құнын азайту. Кабел желісіның 6 кВ кернеуін 10 кВ кернеуге ауыстыру таратқыш торабындағы тораптың өткізгіштік қабілетін арттырады.

2 Атырау қаласындағы «Фидерная» ҚС – ның 6 кВ кабелді желісін 10 кВ - қа ауыстыру кезіндегі шығынды анықтау және есептеу

2.1 АҚ «Атырау – Жарық» учаскі 2 электр таратқыш торабы

35/6 кВ №3 стансаішілік «Фидерная» АҚ «Атырау – Жарық» – қа кіреді. 35/6 кВ №3 стансаішілік «Фидерная» Атырау қаласының орналасқан. Станса 1961 жылы салынған. Қазіргі уақытта «Фидерная» стансасының қуаты 16 МВА тең екі трансформатор жұмыс істейді (Т-1, Т-2 1976, 2009 ж.в).

«Фидерная» стансасы АЖЭО-1 шиналарынан қорек алады, олар кабелді жолдың екі тізбегінен 35 кВ, ұзындығы 4,77 км АОСБ-150 КЛ марка түрінде.

Қазіргі күнде АҚ «Атырау – Жарық» Атыраудыі 900 мың халқын энергиямен қамтамасыз етеді. АҚ «Атырау – Жарық» электр желілерімен (KEGOC) басқаруы бойынша Қазақстандық компанияларымен жұмыс атқарады және басқа Қазақстандық, Өзбекістандық, Таджикстандық, Қырғызстандық және Түркменстандық компаниялардың сенімді серіктесі болып табылады, олар бірігіп Орталық Азияның Энергетикалық жүйесін құрайды.

Құрылғының күйінің талдауы, АҚ «Атырау – Жарық» негізгі және қосымша құрылғының керекті бөлігі 30 жыл жұмыс істей алады, ол желілердің тиімді жұмысына әсер етеді. Өткен ғасырдың 50-60-жылдар жобалары бойынша құрастырылған, қазіргі уақытта АҚ «Атырау – Жарық» желілер құрылғылары физикалық және моралды түрде тозған. Электрлік желілер мен құрылғылардың үлкен мөлшерлері қайта құру мен ауыстыруды талап етеді. 30-60% жуық құрылыстар мен ғимараттар өзінің ресурстарын бітіріп тастады және көбісі апатты жағдайда.

АҚ «Атырау – Жарық» электржелілік құрылғысының техникалық күйінің талдауынан көретініміз, эксплуатацияға енгізу жылдары бойынша 25 жылдан астам эксплуатацияланатын ҚС мен АЖ бөліктері 50-70 % - ды құрайды, ол басты құралдардың эксплуатациясының мерзімнен асып кеткенін көрсетеді.

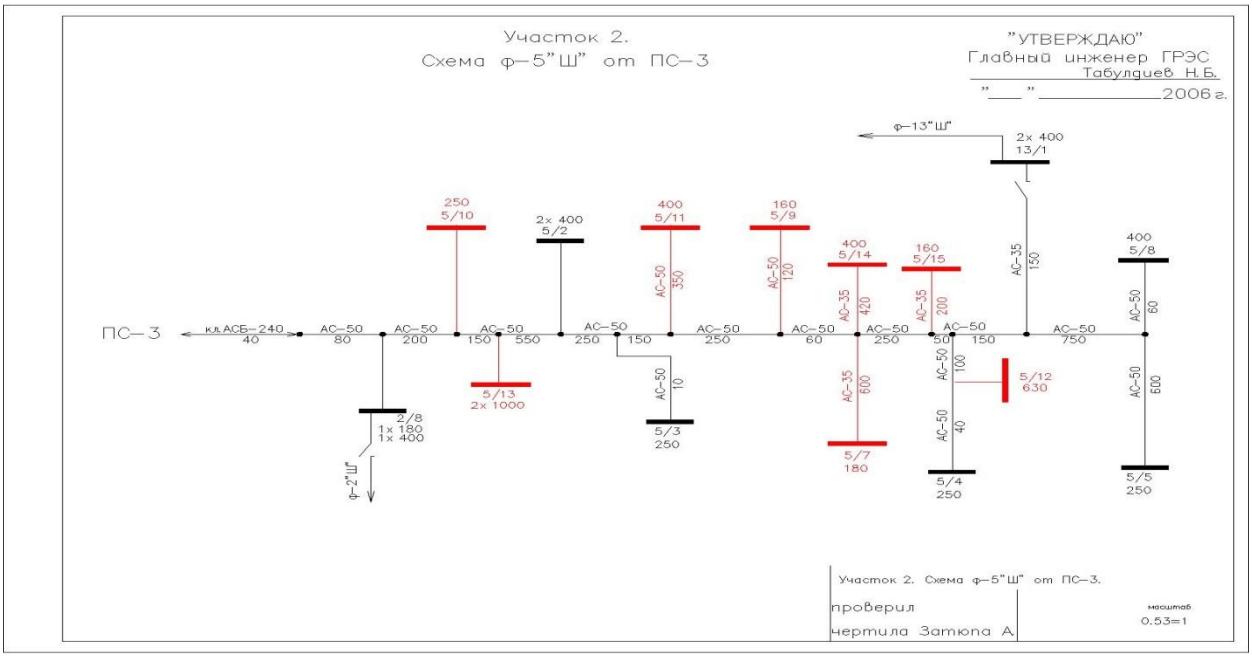
2009 жылдың 1 қаңтар күйі бойынша АҚ «Атырау- Жарық» балансында орналасқан:

- 210 станса (ҚС) 220-110-35 кВ кернеумен;
- 6258 дана - трансформаторлы қосалқы станса (ТП) - 6-10/0,4 кВ;
- 118 дана - бөлгіш стансалар (РП) - 6-10 кВ;
- Кабел желілері - 0,4кВ - 371,96км;
- Кабел желілері - 6-10кВ - 426,15км.

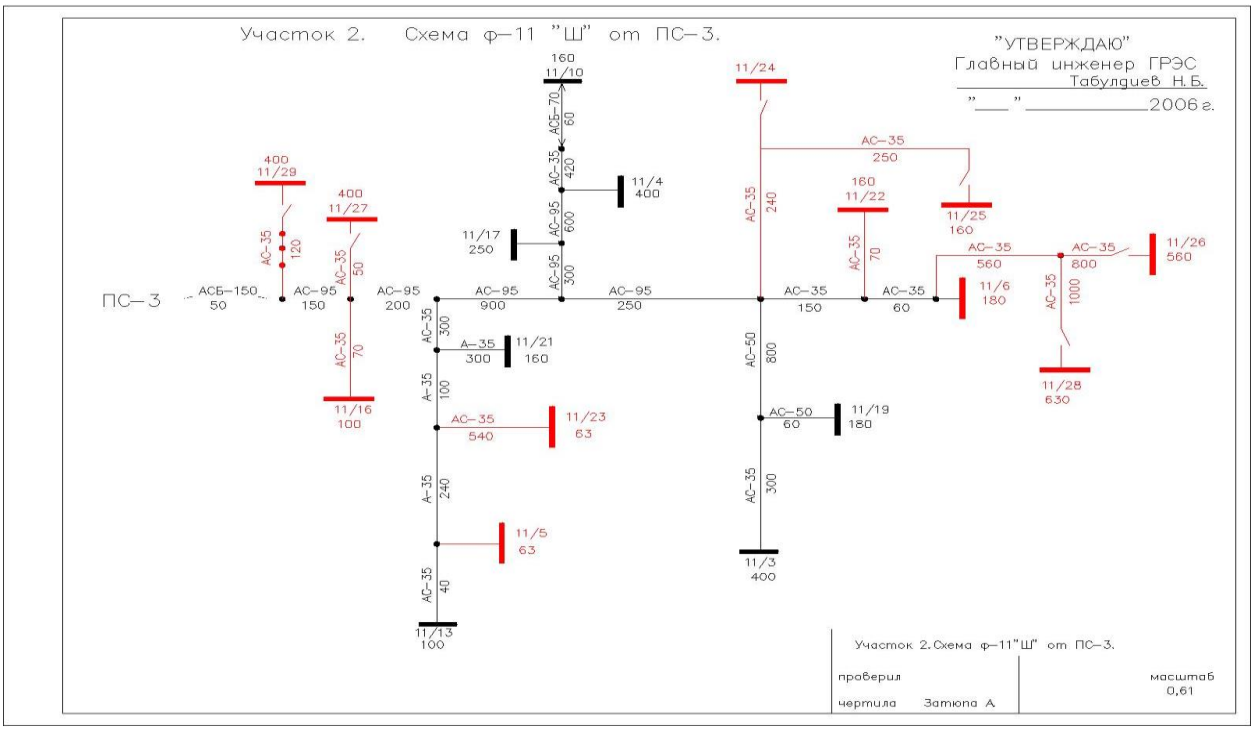
2.2 10 кВ кернеудегі торапты ауыстыру кезінде электр энергия шығын көрсеткішін көрсету үшін торап таңдау

№3 тарату бөлімшесінен фидер №5,11,14 таңдап алдым. Фидердан таралады ТП-5/10, ТП-5/2, ТП-5/11, ТП-5/9, ТП-5/14, ТП-5/7, ТП-5/5, ТП-11/29, ТП-11/27, ТП-11/17, ТП-11/4, ТП-11/22, ТП-11/28, ТП-14/1, ТП-14/17,

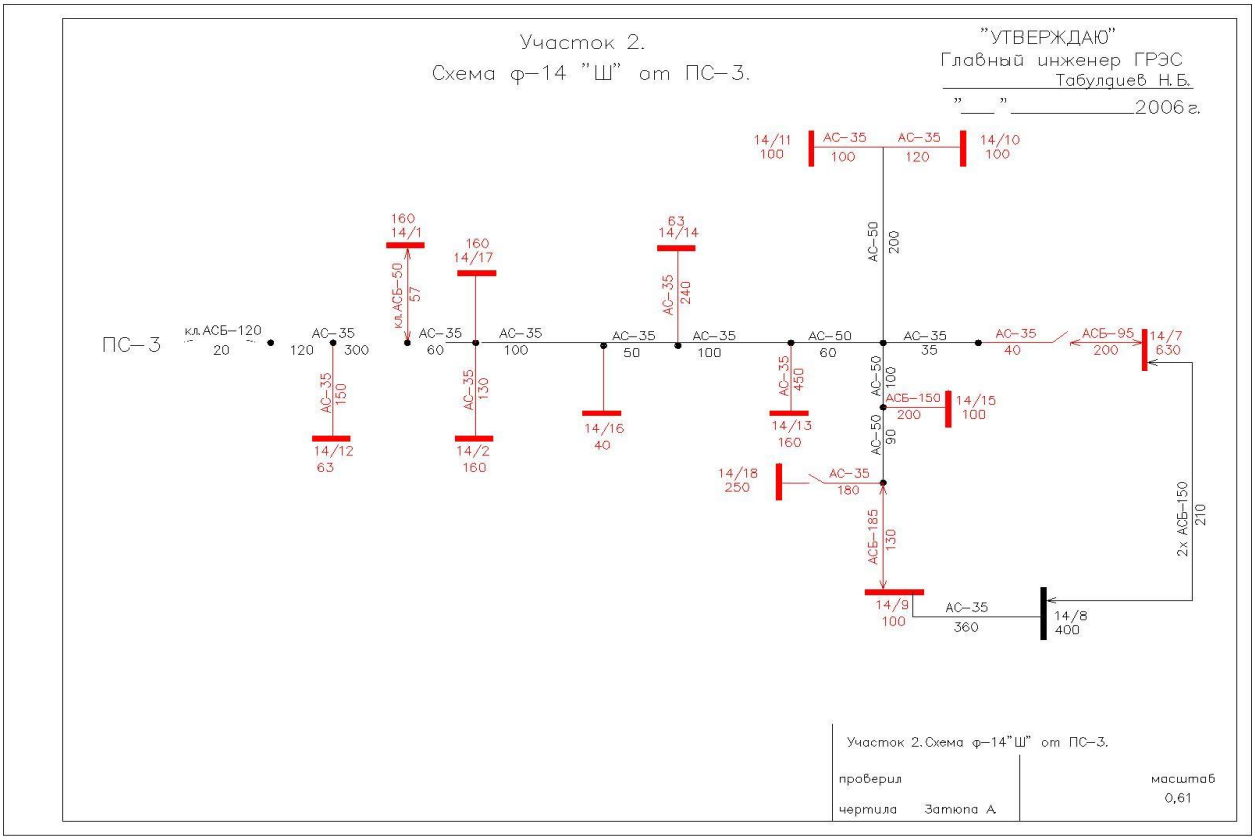
ТП-14/11, ТП-14/10, ТП-14/9, ТП-14/8, ТП-14/2. Бұл фидерлардан: тұрғын үйлер, магазиндер, автозаправкалар, кафелер, сауда орталықтары, салтанат сарайлары қорек алады.



2.1 сурет – Ф - 5 фидерінің сұлбасы



2.2 сурет – Ф – 11 фидерінің сұлбасы



2.3 сурет – Ф – 14 фидерінің сұлбасы

2.3 Тораптың параметрлерін есептеу

Есептеу басында және желі параметрлерін енгізу алдында оларды анықтамалық және бастапқы деректер бойынша есептеу қажет. Есептеуді алмастыру сұлбасын құрастырудан бастау керек, содан кейін жолдың және трансформатордың кедергісін анықтау керек, ал кейін түйіндердегі жүктемені анықтау керек.

Жолдың активті кедергісі (Ом) келесідей анықталады:

$$R=r_0 \cdot l, \tag{2.1}$$

мұндағы, l - жолдың ұзындығы, км;

r_0 - асқын активті кедергі, Ом/км.

Жолдың реактивті кедергісі (Ом) келесідей анықталады:

$$X=x_0 \cdot l, \tag{2.2}$$

мұндағы, x_0 – асқын реактивті кедергі, Ом/км;

r_0, x_0, b_0 - асқын өлшемдері сымның белгісіне байланысты.

2.1 кесте - Кабелді желі параметрлері

Uном, кВ	Желінің түрі	Марка	Қимасы,мм²	Ro,Ом/км	Xo,Ом/км	Bo, мкСм/км
10	Голый	АС	25	1,38	0,377	
10	Голый	АС	35	0,85	0,366	
10	Голый	АС	50	0,65	0,355	
10	Голый	АС	70	0,46	0,341	
10	Голый	АС	95	0,33	0,332	
10	Голый	АС	120	0,27	0,324	
10	Голый	АС	150	0,21	0,319	
10	Голый	АС	185	0,17	0,313	
10	Голый	АС	16	2,06	0,391	
6	Голый	АС	16	2,06	0,391	
6	Голый	АС	25	1,38	0,377	
6	Голый	АС	35	0,85	0,366	
6	Голый	АС	50	0,65	0,355	
6	Голый	АС	70	0,46	0,341	
6	Голый	АС	95	0,33	0,332	
6	Голый	АС	120	0,27	0,324	
6	Голый	АС	150	0,21	0,319	
6	Голый	АС	185	0,17	0,313	
6	Кабель	АСГ	95	0,326	0,078	241
6	Кабель	АСГ	120	0,258	0,076	263
6	Кабель	АСГ	16	1,94	0,102	72
6	Кабель	АСГ	25	1,24	0,091	114
6	Кабель	АСГ	35	0,89	0,087	127
6	Кабель	АСГ	50	0,62	0,083	144
6	Кабель	АСГ	70	0,443	0,08	183
6	Кабель	АСГ	150	0,206	0,074	288
6	Кабель	АСГ	185	0,167	0,073	325
6	Кабель	АСГ	240	0,129	0,071	361
10	Кабель	АСГ	120	0,258	0,081	169
10	Кабель	АСГ	16	1,94	0,113	59
10	Кабель	АСГ	25	1,24	0,099	86
10	Кабель	АСГ	35	0,89	0,095	107
10	Кабель	АСГ	50	0,62	0,09	117
10	Кабель	АСГ	70	0,443	0,086	135
10	Кабель	АСГ	95	0,326	0,083	156
10	Кабель	АСГ	150	0,206	0,079	183
10	Кабель	АСГ	185	0,167	0,077	200
10	Кабель	АСГ	240	0,129	0,075	215

Трансформаторлар параметрлері $U_{тк}$ төменгі кернеу орамында номиналды кернеулер анықтамалық берілгендері арқылы және $U_{жк}$ жоғарғы

кернеумен, $S_н$ трансформатордың номиналды қуаты және $U_к$ қысқа тұйықталу кернеуі. Сонымен қатар, $I_{бж}$ бос жүріс тоқ мәні, $P_{бж}$ бос жүріс жоғалтулары және $P_к$ қысқа тұйықталу. Одан кейін, берілген анықтамалықтар негізінде трансформатордың активті және реактивті кедергілері келесі теңдеулермен анықталады.

Трансформатордың активті кедергісі:

$$R_T = \frac{\Delta P_{қт} \cdot U_{ном}^2}{S^2}, \quad (2.3)$$

мұндағы $\Delta P_{қт}$ - қысқа тұйықталу жоғалтулары;

$U_{ном}$- жоғары кернеу жағынан кернеу.

Трансформатордың реактивті кедергісі

$$X_T = \frac{\Delta U_{қт} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S}, \quad (2.4)$$

мұндағы $U_{қт}$- қысқа тұйықталу кернеу;

$U_{ном}$- жоғары кернеу жағынан кернеу.

Есептелетін сұлбаның трансформатор параметрлері 2.2-2.3 кестелерінде көрсетілген.

2.2 кесте - 6 кВ трансформатордың параметрлері

Түрі	**Орама кернеуі, кВ**	**Шығын, кВт**		U_k, %	$I_{бж}$, %
		$\Delta P_{бж}$	$\Delta P_{қт}$		
ТМ-400/6	6	1,05	5,5	4,5	2,1
ТМ-315/6	6	0,78	3,85	4	2,1
ТМ-250/6	6	1,05	4,2	4,7	3,7
ТМ-180/6	6	0,7	3,1	4,65	2,7
ТМ-160/6	6	0,56	2,7	4,6	2,4
ТМ-100/6	6	0,31	1,97	4,5	2,6

2.3 кесте - 10 кВ трансформатордың параметрлері

Түрі	**Орама керенеуі, кВ**	**Шығын, кВт**		$U_к$, %	$I_{хх}$, %
		$\Delta P_{хх}$	$\Delta P_{кз}$		
ТМ-400/10	10	1,9	8,5	6,5	2
ТМ-315/10	10	1,05	6,6	5,5	1,9
ТМ-250/10	10	0,7	3,7	6,5	1,9
ТМ-180/10	10	0,65	3	4,3	2,3
ТМ-160/10	10	0,5	2,5	4,4	1,8
ТМ-100/10	10	0,27	1,97	4,5	1,6

Анықтамалық берілгендер негізінде трансформатордың активті және реактивті кедергілерді табамыз.

Трансформатордың активті кедергісі:

$$R_T = \frac{5{,}5 \cdot 6000^2}{400^2} = 1{,}24\ Ом.$$

Трансформатордың реактивті кедергісі:

$$X_T = \frac{4{,}5 \cdot 6000^2}{100 \cdot 400} = 4{,}5 Ом.$$

Реактивті қуаты, өлшеу бірлігі кВАр:

$$Q = S \cdot \sin\varphi. \qquad (2.5)$$

Өлшеу бірлігінің толық қуаты кВА:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \qquad (2.6)$$

мұндағы *P*-активті қуат;

Q-реактивті қуат.

РТП 3 бағдарламасында есептелген фидерлердың мәндері 2.4 суретінде көрсетілген. Жоғарыдағы параметрлердің есептеуін РТП 3 (Техникалық шығындарды есептеу) бағдарламасында есептедім.

№ п/п	Фидерлердің атауы немесе структуралық бөлімшелер	Номиналды кернеуі	Тораптың алған электр энергиясы		Участок басындағы қуат коэф,	Есептік кезең
		кВ	мың. кВт·сағ	мың. квар·сағ	о.е.	сағат
1	ф-11	6,000	1523,000	943,871	0,850	8760
2	ф-14	6,000	1118,000	692,874	0,850	8760
3	ф-5	6,000	3335,000	2066,847	0,850	8760
ҚК	***№3 ҚС***		***5976,000***	***3703,592***	***0,850***	***8760***
4	ф-11	10,000	1523,000	943,871	0,850	8760
5	ф-14	10,000	1118,000	692,874	0,850	8760
6	ф-5	10,000	3335,000	2066,847	0,850	8760
ҚК	***№3 ҚС***		***5976,000***	***3703,592***	***0,850***	***8760***

2.4 сурет - Желінің жүктемесі

2.4 РТП 3 бағдарламасында шығынды есептеу

РТП3 кешенінің құрамын сипаттау

1) Кешеннің тағайындалуы және басты функциялары;

РТП 3 бағдарламаларының кешені 0,4-220 кВ үлестіруші электр жүйелерінде нақты баланс емес және есепке алынбаған электрэнергиясының

санының жіберілетін шегі бойынша есептеу және шығындарды нормалау үшін арналған.

РТП 3бағдарламаларының кешені АҚ-энерго қызметкерлері, электр желілерінің кәсіпорындары, электр желілерініңаймақтары, муниципалды және қалалықэлектр желілері, аумақтықэнергетикалық комиссия, энергия өткізетін компаниялар, аудиторлыққкәсіпорындарқолдануүшін арналған.

РТП 3 бағдарламалар кешенісалалық құжаттарға сәйкес жасалған [1-6].

РТП 3 бағдарламаларының кешенініңсалалықталаптарғасәйкестігіне арналған РАО «ЕЭС России» бойынша сараптамалық қорытынды алынған (11 бөлім қар.).

Бағдарламалар кешеніне Ресейдің Мемлекеттік стандарты № РОСС RU.ME20.H01776 бойынша нормативті құжаттарының талаптарына сәйкес сертификат және ГОСТ Р сертификаттау жүйесінің сәйкестендіру бегісін қолдану үшін лицензия алынды (11 бөлім қар.).

Бағдарлама кешені коммуналды электр желілерінде практикалық қолдану үшін Ресейлік Мемлекеттік Құрылыспен ұсынылған (11 бөлім қар.).

РТП 3 енгізу нәтижесі бойынша Бүкіл Ресейлік арнайы "Энергосбережение в регионах России" көрмесінің оргкомитет төрағасының, РФ Минэнерго Мемлекеттік энергия бақылау басшысымен қол қойылған екінші дәрежелі дипломмен марапатталды (11 бөлім қар.).

РТП 3бағдарламаларының кешені үш бағдарламадан тұрды: РТП 3.1, РТП 3.2 және РТП 3.3, олардың әр қайсысы келесі жұмыстарды орындайды:
РТП 3.1

- тармақтардағы тоқ пен ағын қуатын анықтауы бар орнатылған режимін, түйіндердегі кернеу деңгейін, желі сызбасын қолданумен 6(10), 35, 110, 220 кВ алшақтанған электр желілерінде сымдар мен трансформаторлардың жүктелу коэффициентін есептеу;
- желі сызбасын қолданумен 6(10), 35, 110, 220 кВ алшақтанған электр желілерінде қуат шығынын есептеу;
- желі сызбасын қолданумен 6(10), 35, 110, 220 кВ алшақтанған электр желілерінде қысқа тұйықталудың екіфазалық және үшфазалық токтарын есептеу;
- таратылған желілердегі жөндеу және апат соңындағы режимдердегі оперативті ауысу тізбектіліген бағалау;
- қосымша құрылғылардағы электр энергиясының шығынын есептеу: тіркеу құрылғыларында (ТТ, КТ, есептеуіштер), тетікті (в вентильді) электр тогын ажыратқыштарда, шунттаушы реакторларда, синхрондыкомпенсаторларда, ток кернеуін ұлғаюын шектегіштерде, ВЧ-байланыс қосылу құрылғыларында, шағын стансалардағы байланыс сымдары және құрама шиналарында, аймақтың климаттық зонасын ескеріп АЖ 6-220 кВ-тың әуе сымдарын тұйықтауышы бойынша тоқ тыңшығуы;
- кернеу деңгейлерін құрылымдық құрамаларға бөлуі арқылы электр энергиясының нормативті шығынының жиынтық кестесін құру;

- қызмет ету уақытын ескеріп кабелді сымдарды оқшаулауда қуат және электр энергиясының шығынын есептеу;
- аймақтың климаттық зонасын ескеріп әуелікжелілерінде 110-220 кВ қуат және электр энергиясының шығынын есептеу;
- тіркеу құралдарының қателіктерне негізделген электр энергиясының шығындарын есептеу;
- тұйықталған желілерде режимді параметрлерді есептеу нәтижелерін қолданып және RastrWin БҚ қолданып алты режимдегі (үш режим жаздық режимде, үш – қыстық максимум) қуат шығынын есептеуін қолдану арқылы электр энергиясының шығынын есептеу.

2) Кешен құрамы;

Кешен құрамына енетін барлық файлдарды үш топқа бөлуге болады:

1. Файлдар және бағдарламалар – орындалатын exe-файл, кеңейтілімдер кітапханасы, локалды мәліметтер қоры, хабарлама файлдары және қолданушы әдістемесі. Барлық файлдар бір каталогта орналасқан, үнсіздік бойынша ол «\Program Files\РТП 3», бірақ ол қолданушымен өзгертіле алады;
2. Guardant қорғайтын электронды кілт файлдары – қорғайтын электронды кілттердің драйверлерін орнату бағдарламалары және әр түрлі операциялық жүйелер үшін электронды кілт драйвері, электронды кілтті іздеу утилиті және оның жадысын қашықтықтан өзгерту утилитасы;
3. Delphi 7 компоненттерінің орындалу уақытының кітапханасы Windows жүйелік директориясында орналасқан;
4. ActiveX “FormulaOne” кітапханасы Windows жүйелік директориясында орналасқан.

Сызбалық параметрлер – желінің есептік сызбасы келесі белгіленумен белгіленеді:

1. 6-220 кВ электр желілерінде орнатылған режимді есептеу;
2. Бір жыл үшін ең көп шығындалатын сағат саны әдісімен (Тмакс) электрэнергиясының шығынын;
3. 6-220 кВэлектр желілерінде орташа жүктеме әдісімен электрэнергиясының шығынын есептеу;
4. Тұйықталған желілерді есептеу;
5. 6-220 кВэлектр желісіндегі қысқа тұйықталу токтарын есептеу;
6. 0,38 кВ электр желісіндегі электр энергиясының шығынын есептеу;
7. Электроэнергияның балансын есептеу.

3) Кешенмен жұмыс бойынша шектеулер;

1. Қуат коэффициенті 0 ден 1 о.е.;
2. Фидердің басты аймағының кернеуі 0,38 кВ тең, 500 В аз;
3. Электрлік қашықтықтағы фидер нүктесінің кернеуі 0,38 кВ төмен немесе фидердің басты аймағының кернеуіне 0,38 кВ тең;
4. Алшақталған үлестіруші желілер үшін режимдерді есептеу орындалады;
5. Итерациялық процесстің аяқталуы белгіленген дәлдікке жету болып табылады. Итерация саны шектелген 200;

6. Толтыру коэффициенті0,25 тен 1,0 – ге дейінгі интервалда жатуы керек;

7. Графиктің квадрат пішінінің коэффициенті1,0 ден 2,0-ге дейінгі интервалда жатуы керек.

4) Глоссарий;

ҚК (қореккөзінің орталығы) – электр стансасының генераторлық кернеуінің үлестіруші құрылғысы немесе энергожүйенің төмендетуші шағын стансасының екінші ретті кернеуінің үлестіруші құрылғысы, үлестіруші желілер байланысқан кернеу реттегіш құрылғысынан тұрады;

Фидер (үлестіруші сым) – қорек көзінің орталығынан немесе үлестіруші пунктен трансформаторлы шағын стансалар тізбегін қоректендіретін немесе тұтынушы электр орнатуларының шығыс сымдары;

ЖТП (жабық трансформаторлы шағын станса) – барлық құрылғылары ғимаратта орналасқан трансформаторлы шағын станса;

ЖТП (жинақты трансформаторлы шағын станса) – толық дайындалған немесе жинақталған жиын түрі үшін қамтамасыз етілетін трансформатор және блоктардан тұратын трансформаторлы шағын станса;

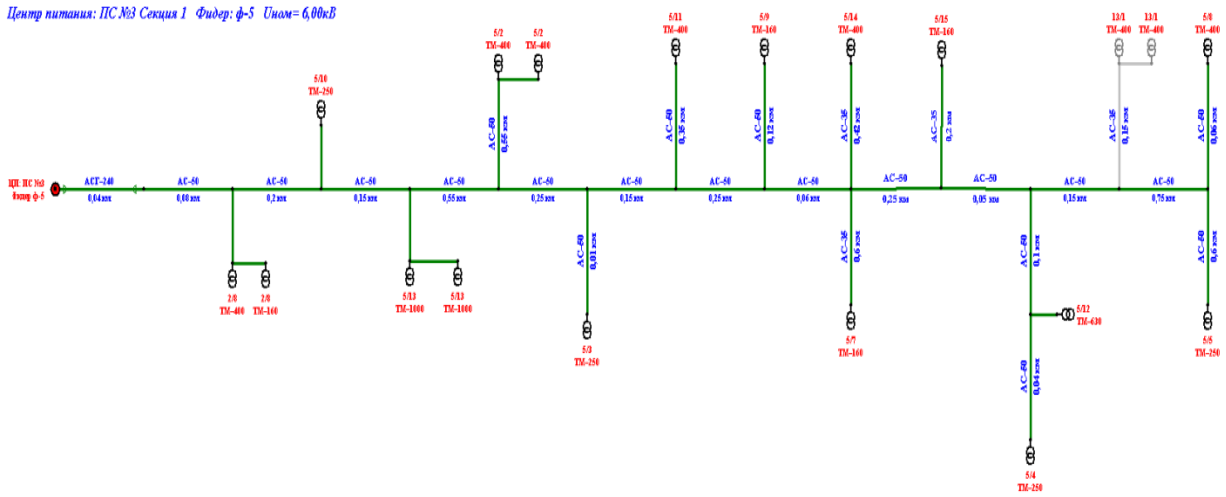
ДТП (діңгекті трансформаторлы шағын станса) – барлық құрылғылары электр жіберуші сымдарының биік құрылымдарында немесе тіреулерде орнатылған трансформаторлық шағын станса;

ЭЖ (электр желісі) – белгілі бір аймақта жұмыс жасайтын, электр жіберуші және шағын стансаның кабелді және әуе желілерінің жиынтығы. Бірнеше ЭЖА-тен тұрады;

ЭЖА (электр желісінің аумағы) – белгілі бір аймақта жұмыс жасайтын, электр жіберуші және шағын стансаның кабелді және әуе желілерінің жиынтығы. Бірнеше аумақтан тұрады;

2.5 ҚС - дағы 6 кВ желінің шығынын есептеу

«Фидерная» ҚС - ның Ф-5 үшін есептеулерді жүргізу



2.5 сурет – Ф-5 фидерінің сұлбасы

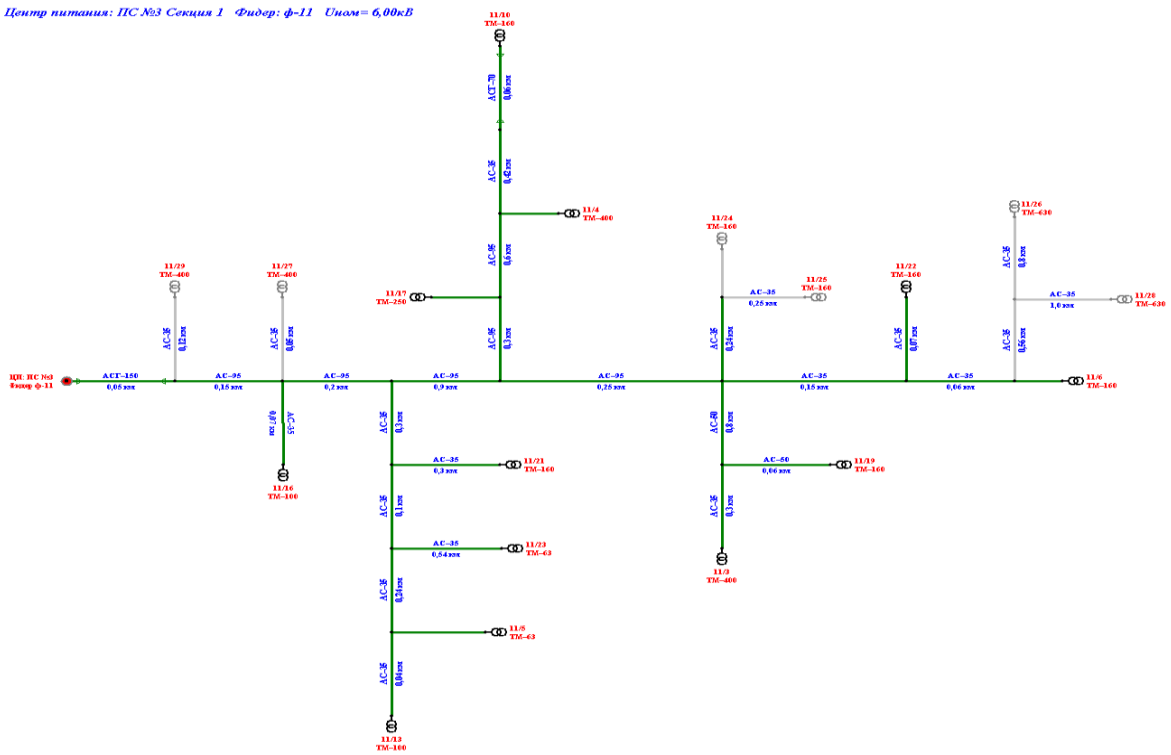
2.4 кесте – Ф-5 фидері үшін есептеулер

№	Параметр	Өлшемі	Жиынтық
1	Желідегі активті энергияның жүктемелік шығыны	мың. кВт·с	28,790
2	Кабел желісінің оқшауламасындағы активті энергияның шығыны	мың. кВт·с	0,015
3	Желідегі активті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. кВт·с	28,805
4	Желідегі реактивті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. квар·с	15,713
5	Трансформатор бос жүрісінің активті энергия шығыны	мың. кВт·с	171,599
6	Трансформатор бос жүрісінің реактивті энергия шығыны	мың. квар·с	1402,923
7	Трансформатордағы активті энергияның жүктемелік шығыны	мың. кВт·с	3,451
8	Трансформатордағы реактивті энергияның жүктемелік шығыны	мың. квар·с	12,559
9	трансформатордағы реактивті электрэнергияның шығыны	мың. кВт·с	175,050
10	трансформатордағы активті электрэнергияның шығыны	мың. квар·с	1415,483
11	Тоқ шектегіш реактордағы активті электрэнергияның шығыны	мың. кВт·с	0
12	Тоқ шектегіш реактордағы реактивті электрэнергияның шығыны	мың. квар·с	0
13	Желідегі активті электрэнергияның жиынтық жүктемелік шығыны	мың. кВт·с	32,241
14	Желідегі реактивті электрэнергияның жиынтық жүктемелік шығыны	мың. квар·с	28,273
15	Активті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. кВт·с	203,855
16	Реактивті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. квар·с	1431,196
17	Трансформатордың орташа жүктеме коэффициенті	%	5,47
18	Кернеудің максималды қатынас шығыны	%	1,05
19	Трансформатордың орнықтылық қуаты	кВ·А	6670
20	Трансформатор саны	штук	17
21	Берілген жүктемедегі трансформатор саны	штук	0
22	Әуелік желі саны	штук	23
23	Кабелдік желі саны	штук	1
24	Бөлімшенің жалпы саны	штук	24
25	Әуелік бөлімшенің ұзындығы (жолда)	км	5,94
26	Кабелдік бөлімшенің ұзындығы (жолда)	км	0,04
27	Бөлімшенің жиынтық ұзындығы (жолда)	км	5,98
28	Желінің активті электрэнергиясының жүктемелік шығыны	%	0,86
29	Кабел желісінің оқшауламасындағы активті электрэнергиясының жүктемелік шығыны	%	0,00
30	Желідегі активті электр энергияның жиынтық шығыны	%	0,86
31	Трансформатор бос жүрісінің активті энергия шығыны	%	5,15
32	Трансформатор активті электрэнергиясының шығыны	%	0,10
33	Трансформатор активті электрэнергиясының шығыны	%	5,25
34	Тоқ шектегіш реактордың активті электрэнергиясының шығыны	%	0,00

2.4 кестенің жалғасы

35	Активті электрэнергияның жиынтық жүктемелік шығыны	%	0,97
36	Активті электрэнергияның жиынтық шығыны	%	6,11

«Фидерная» ҚС - ның Ф-11 үшін есептеулерді жүргізу



2.6 сурет – Ф-11 фидерінің сұлбасы

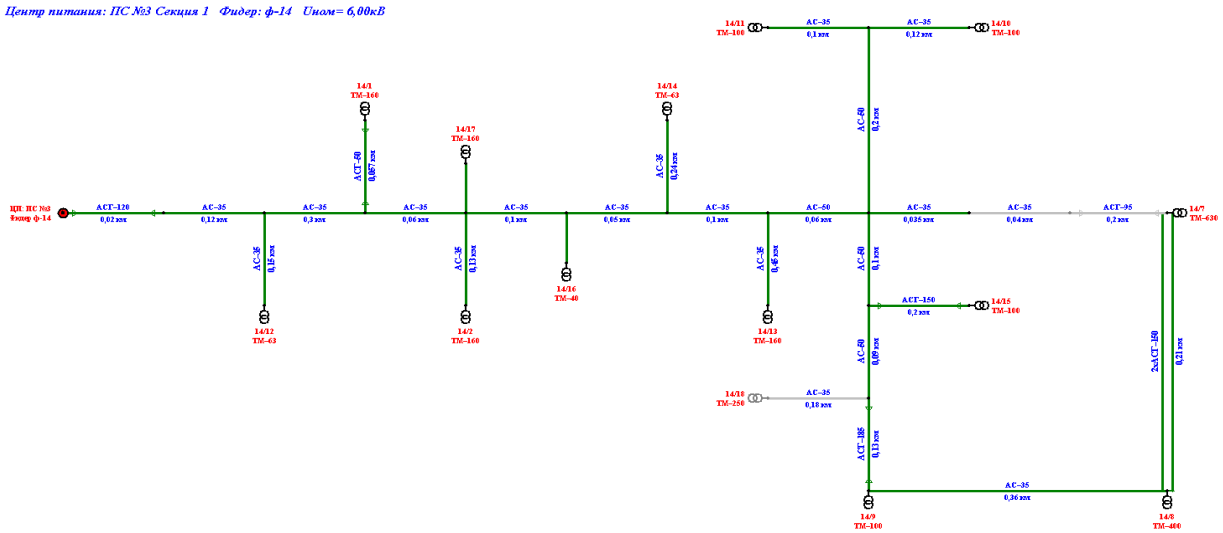
2.5 кесте – Ф-11 фидері үшін есептеулер

№	Параметр	Өлш	жиынтық
1	Желідегі активті энергияның жүктемелік шығыны	мың. кВт·с	5,002
2	Кабел желісінің оқшауламасындағы активті энергияның шығыны	мың. кВт·с	0,038
3	Желідегі активті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. кВт·с	5,04
4	Желідегі реактивті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. квар·с	4,553
5	Трансформатор бос жүрісінің активті энергия шығыны	мың. кВт·с	61,937
6	Трансформатор бос жүрісінің реактивті энергия шығыны	мың. квар·с	488,42
7	Трансформатордағы активті энергияның жүктемелік шығыны	мың. кВт·с	2,759
8	Трансформатордағы реактивті энергияның жүктемелік шығыны	мың. квар·с	7,797
9	трансформатордағы реактивті электрэнергияның шығыны	мың. кВт·с	64,696
10	трансформатордағы активті электрэнергияның шығыны	мың. квар·с	496,21
11	Тоқ шектегіш реактордағы активті электрэнергияның шығыны	мың. кВт·с	0,00
12	Тоқ шектегіш реактордағы реактивті электрэнергияның шығыны	мың. квар·с	0,00

2.5 кестенің жалғасы

13	Желідегі активті электрэнергияның жиынтық жүктемелік шығыны	мың. кВт·с	7,761
14	Желідегі реактивті электрэнергияның жиынтық жүктемелік шығыны	мың. квар·с	12,350
15	Активті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. кВт·с	69,736
16	Активті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. квар·с	500,77
17	Трансформатордың орташа жүктеме коэффициенті	%	7,99
18	Кернеудің максималды қатынас шығыны	%	0,39
19	Трансформатордың орнықтылық қуаты	кВ·А	2176
20	Трансформатор саны	штук	12
21	Берілген жүктемедегі трансформатор саны	штук	0
22	Әуелік желі саны	штук	21
23	Кабелдік желі саны	штук	3
24	Бөлімшенің жалпы саны	штук	24
25	Әуелік бөлімшенің ұзындығы (жолда)	км	6,09
26	Кабелдік бөлімшенің ұзындығы (жолда)	км	0,170
27	Бөлімшенің жиынтық ұзындығы (жолда)	км	6,26
28	Желінің активті электрэнергиясының жүктемелік шығыны	%	0,33
29	Кабел желісінің оқшауламасындағы активті электрэнергиясының жүктемелік шығыны	%	0,00
30	Желідегі активті электр энергияның жиынтық шығыны	%	0,33
31	Трансформатор бос жүрісінің активті энергия шығыны	%	4,07
32	Трансформатор активті электрэнергиясының шығыны	%	0,18
33	Трансформатор активті электрэнергиясының шығыны	%	4,25
34	Тоқ шектегіш реактордың активті электрэнергиясының шығыны	%	0,00
35	Активті электрэнергияның жиынтық жүктемелік шығыны	%	0,51
36	Активті электрэнергияның жиынтық шығыны	%	4,58

«Фидерная» ҚС – ның Ф-14 фидері үшін есептеулер жүргізу.



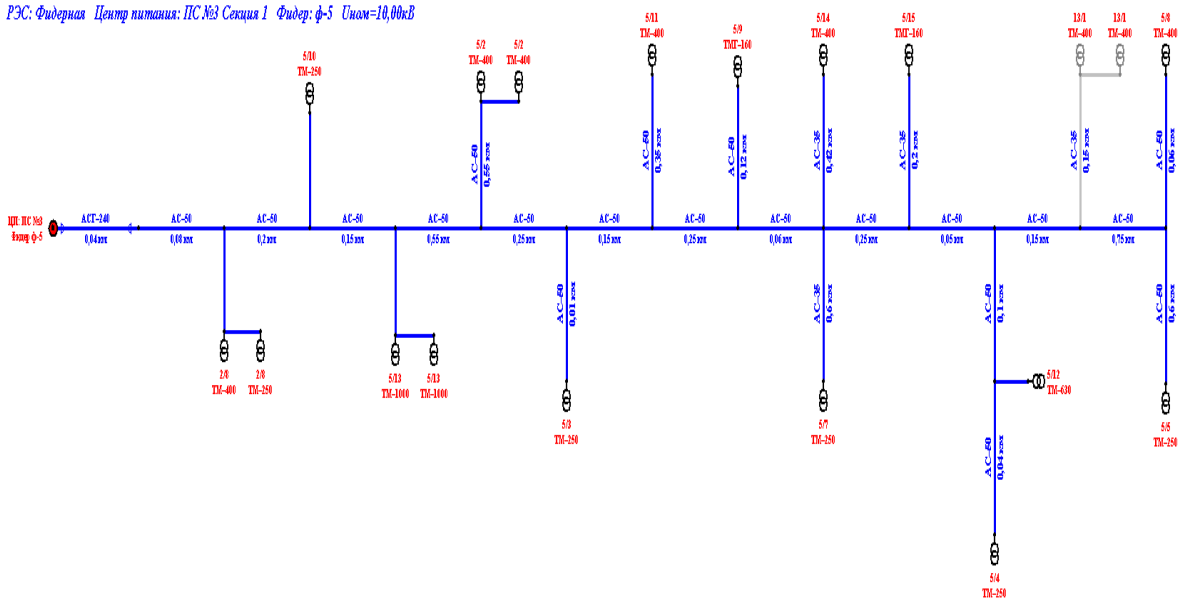
2.7 сурет – Ф-14 фидерінің сұлбасы

2.6 кесте – Ф-14 фидері үшін есептеулер

№	Параметр	Өлш	жиынтық
1	Желідегі активті энергияның жүктемелік шығыны	мың. кВт·с	4,209
2	Кабел желісінің оқшауламасындағы активті энергияның шығыны	мың. кВт·с	0,243
3	Желідегі активті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. кВт·с	4,452
4	Желідегі реактивті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. квар·с	1,845
5	Трансформатор бос жүрісінің активті энергия шығыны	мың. кВт·с	63,708
6	Трансформатор бос жүрісінің реактивті энергия шығыны	мың. квар·с	501,691
7	Трансформатордағы активті энергияның жүктемелік шығыны	мың. кВт·с	1,377
8	Трансформатордағы реактивті энергияның жүктемелік шығыны	мың. квар·с	4,172
9	трансформатордағы реактивті электрэнергияның шығыны	мың. кВт·с	65,085
10	трансформатордағы активті электрэнергияның шығыны	мың. квар·с	505,864
11	Тоқ шектегіш реактордағы активті электрэнергияның шығыны	мың. кВт·с	0
12	Тоқ шектегіш реактордағы реактивті электрэнергияның шығыны	мың. квар·с	0
13	Желідегі активті электрэнергияның жиынтық жүктемелік шығыны	мың. кВт·с	5,586
14	Желідегі реактивті электрэнергияның жиынтық жүктемелік шығыны	мың. квар·с	6,017
15	Активті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. кВт·с	69,537
16	Реактивті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. квар·с	507,708
17	Трансформатордың орташа жүктеме коэффициенті	%	5,52
18	Кернеудің максималды қатынас шығыны	%	0,34
19	Трансформатордың орнықтылық қуаты	кВ·А	2236
20	Трансформатор саны	штук	13
21	Берілген жүктемедегі трансформатор саны	штук	0
22	Әуелік желі саны	штук	18
23	Кабелдік желі саны	штук	5
24	Бөлімшенің жалпы саны	штук	23
25	Әуелік бөлімшенің ұзындығы (жолда)	км	2,76
26	Кабелдік бөлімшенің ұзындығы (жолда)	км	0,617
27	Бөлімшенің жиынтық ұзындығы (жолда)	км	3,38
28	Желінің активті электрэнергиясының жүктемелік шығыны	%	0,38
29	Кабел желісінің оқшауламасындағы активті электрэнергиясының жүктемелік шығыны	%	0,02
30	Желідегі активті электр энергияның жиынтық шығыны	%	0,40
31	Трансформатор бос жүрісінің активті энергия шығыны	%	5,70
32	Трансформатор активті электрэнергиясының шығыны	%	0,12
33	Трансформатор активті электрэнергиясының шығыны	%	5,82
34	Тоқ шектегіш реактордың активті электрэнергиясының шығыны	%	0
35	Активті электрэнергияның жиынтық жүктемелік шығыны	%	0,50
36	Активті электрэнергияның жиынтық шығыны	%	6,22

2.6 ҚС – дағы 10 кВ ауысқан желінің шығынын есептеу

«Фидерная» ҚС – ның кернеуі 10 кВ ф-5 фидері үшін есептеулер жүргізу



2.8 сурет – Кернеуі 10 кВ ф-5 фидерінің сұлбасы

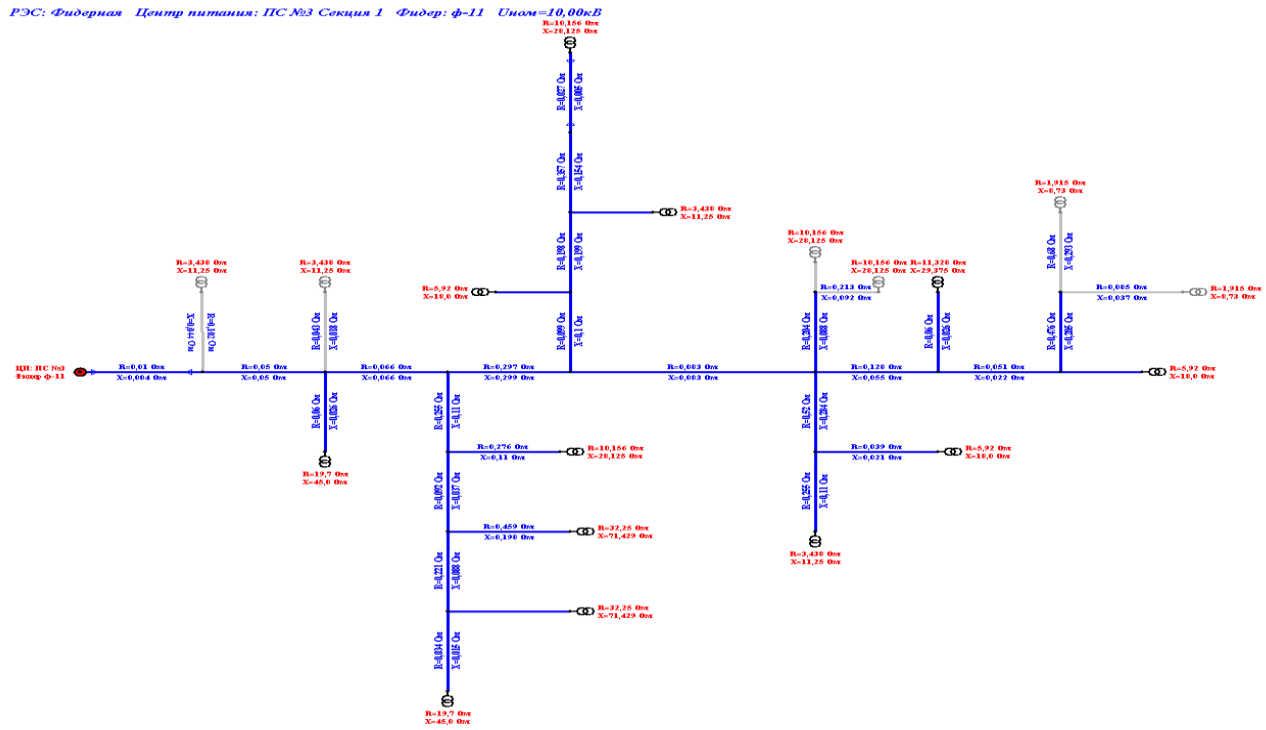
2.7 кесте – Кернеуі 10 кВ ф-5 фидері үшін есептеулер

№	Параметр	Өлш	жиынтық
1	Желідегі активті энергияның жүктемелік шығыны	мың. кВт·с	10,188
2	Кабел желісінің оқшауламасындағы активті энергияның шығыны	мың. кВт·с	0,025
3	Желідегі активті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. кВт·с	10,213
4	Желідегі реактивті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. квар·с	5,563
5	Трансформатор бос жүрісінің активті энергия шығыны	мың. кВт·с	177,901
6	Трансформатор бос жүрісінің реактивті энергия шығыны	мың. квар·с	1252,832
7	Трансформатордағы активті энергияның жүктемелік шығыны	мың. кВт·с	3,307
8	Трансформатордағы реактивті энергияның жүктемелік шығыны	мың. квар·с	11,895
9	трансформатордағы реактивті электрэнергияның шығыны	мың. кВт·с	181,208
10	трансформатордағы активті электрэнергияның шығыны	мың. квар·с	1264,727
11	Тоқ шектегіш реактордағы активті электрэнергияның шығыны	мың. кВт·с	0
12	Тоқ шектегіш реактордағы реактивті электрэнергияның шығыны	мың. квар·с	0
13	Желідегі активті электрэнергияның жиынтық жүктемелік шығыны	мың. кВт·с	13,495
14	Желідегі реактивті электрэнергияның жиынтық жүктемелік шығыны	мың. квар·с	17,458
15	Активті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. кВт·с	191,421
16	Реактивті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. квар·с	1270,290
17	Трансформатордың орташа жүктеме коэффициенті	%	5,41

2.7 кестенің жалғасы

18	Кернеудің максималды қатынас шығыны	%	0,38
19	Трансформатордың орнықтылық қуаты	кВ·А	6850
20	Трансформатор саны	штук	17
21	Берілген жүктемедегі трансформатор саны	штук	0
22	Әуелік желі саны	штук	23
23	Кабелдік желі саны	штук	1
24	Бөлімшенің жалпы саны	штук	24
25	Әуелік бөлімшенің ұзындығы (жолда)	км	5,94
26	Кабелдік бөлімшенің ұзындығы (жолда)	км	0,04
27	Бөлімшенің жиынтық ұзындығы (жолда)	км	5,98
28	Желінің активті электрэнергиясының жүктемелік шығыны	%	0,31
29	Кабел желісінің оқшауламасындағы активті электрэнергиясының жүктемелік шығыны	%	0,00
30	Желідегі активті электр энергияның жиынтық шығыны	%	0,31
31	Трансформатор бос жүрісінің активті энергия шығыны	%	5,33
32	Трансформатор активті электрэнергиясының шығыны	%	0,10
33	Трансформатор активті электрэнергиясының шығыны	%	5,43
34	Тоқ шектегіш реактордың активті электрэнергиясының шығыны	%	0,00
35	Активті электрэнергияның жиынтық жүктемелік шығыны	%	0,40
36	Активті электрэнергияның жиынтық шығыны	%	5,74

«Фидерная» ҚС – ның кернеуі 10 кВ ф-11 фидері үшін есептеулер жүргізу

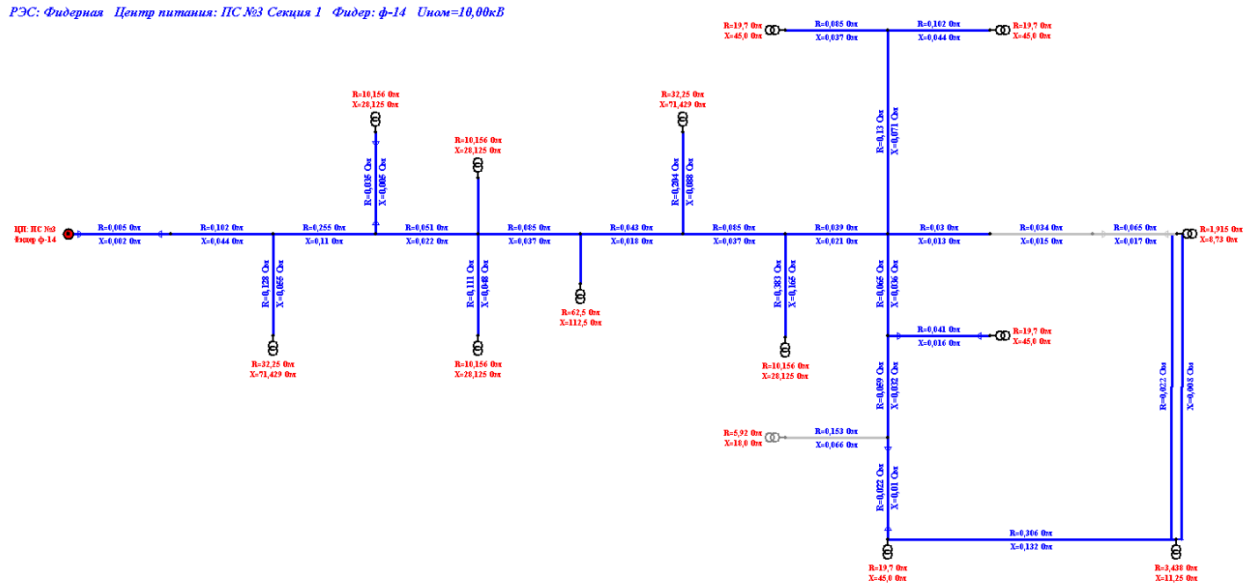


2.9 сурет – кернеуі 10 кВ Ф-11фидерінің сұлбасы

2.8 кесте – Кернеуі 10 кВ ф-11 фидері үшін есептеулер

№	Параметр	Өлш	жиынтық
1	Желідегі активті энергияның жүктемелік шығыны	мың. кВт·с	1,873
2	Кабел желісінің оқшауламасындағы активті энергияның шығыны	мың. кВт·с	0,050
3	Желідегі активті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. кВт·с	1,923
4	Желідегі реактивті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. квар·с	1,706
5	Трансформатор бос жүрісінің активті энергия шығыны	мың. кВт·с	67,761
6	Трансформатор бос жүрісінің реактивті энергия шығыны	мың. квар·с	481,718
7	Трансформатордағы активті энергияның жүктемелік шығыны	мың. кВт·с	2,391
8	Трансформатордағы реактивті энергияның жүктемелік шығыны	мың. квар·с	6,929
9	трансформатордағы реактивті электрэнергияның шығыны	мың. кВт·с	70,153
10	трансформатордағы активті электрэнергияның шығыны	мың. квар·с	488,648
11	Тоқ шектегіш реактордағы активті электрэнергияның шығыны	мың. кВт·с	0
12	Тоқ шектегіш реактордағы реактивті электрэнергияның шығыны	мың. квар·с	0
13	Желідегі активті электрэнергияның жиынтық жүктемелік шығыны	мың. кВт·с	4,265
14	Желідегі реактивті электрэнергияның жиынтық жүктемелік шығыны	мың. квар·с	8,635
15	Активті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. кВт·с	72,076
16	Реактивті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. квар·с	490,353
17	Трансформатордың орташа жүктеме коэффициенті	%	7,39
18	Кернеудің максималды қатынас шығыны	%	0,15
19	Трансформатордың орнықтылық қуаты	кВ·А	2356
20	Трансформатор саны	штук	12
21	Берілген жүктемедегі трансформатор саны	штук	0
22	Әуелік желі саны	штук	22
23	Кабелдік желі саны	штук	2
24	Бөлімшенің жалпы саны	штук	24
25	Әуелік бөлімшенің ұзындығы (жолда)	км	6,65
26	Кабелдік бөлімшенің ұзындығы (жолда)	км	0,11
27	Бөлімшенің жиынтық ұзындығы (жолда)	км	6,76
28	Желінің активті электрэнергиясының жүктемелік шығыны	%	0,12
29	Кабел желісінің оқшауламасындағы активті электрэнергиясының жүктемелік шығыны	%	0,00
30	Желідегі активті электр энергияның жиынтық шығыны	%	0,13
31	Трансформатор бос жүрісінің активті энергия шығыны	%	4,45
32	Трансформатор активті электрэнергиясының шығыны	%	0,16
33	Трансформатор активті электрэнергиясының шығыны	%	4,61
34	Тоқ шектегіш реактордың активті электрэнергиясының шығыны	%	0,00
35	Активті электрэнергияның жиынтық жүктемелік шығыны	%	0,28
36	Активті электрэнергияның жиынтық шығыны	%	4,73

«Фидерная» ҚС – ның кернеуі 10 кВ ф-14 фидері үшін есептеулер жүргізу



2.10 сурет – Кернеуі 10 кВ ф-14 фидерінің сұлбасы

2.9 кесте – Кернеуі 10 кВ ф-14 фидері үшін есептеулер

№	Параметр	Өлш	жиынтық
1	Желідегі активті энергияның жүктемелік шығыны	мың. кВт·с	1,534
2	Кабел желісінің оқшауламасындағы активті энергияның шығыны	мың. кВт·с	0,432
3	Желідегі активті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. кВт·с	1,966
4	Желідегі реактивті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. квар·с	0,673
5	Трансформатор бос жүрісінің активті энергия шығыны	мың. кВт·с	61,699
6	Трансформатор бос жүрісінің реактивті энергия шығыны	мың. квар·с	440,81
7	Трансформатордағы активті энергияның жүктемелік шығыны	мың. кВт·с	1,397
8	Трансформатордағы реактивті энергияның жүктемелік шығыны	мың. квар·с	4,275
9	трансформатордағы реактивті электрэнергияның шығыны	мың. кВт·с	63,096
10	трансформатордағы активті электрэнергияның шығыны	мың. квар·с	445,088
11	Тоқ шектегіш реактордағы активті электрэнергияның шығыны	мың. кВт·с	0,000
12	Тоқ шектегіш реактордағы реактивті электрэнергияның шығыны	мың. квар·с	0,000
13	Желідегі активті электрэнергияның жиынтық жүктемелік шығыны	мың. кВт·с	2,931
14	Желідегі реактивті электрэнергияның жиынтық жүктемелік шығыны	мың. квар·с	4,948
15	Активті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. кВт·с	65,062
16	Реактивті электрэнергияның жиынтық шығыны	мың. квар·с	445,761
17	Трансформатордың орташа жүктеме коэффициенті	%	5,73
18	Кернеудің максималды қатынас шығыны	%	0,12
19	Трансформатордың орнықтылық қуаты	кВ·А	2236

2.9 кестенің жалғасы

20	Трансформатор саны	штук	13
21	Берілген жүктемедегі трансформатор саны	штук	0
22	Әуелік желі саны	штук	18
23	Кабелдік желі саны	штук	5
24	Бөлімшенің жалпы саны	штук	23
25	Әуелік бөлімшенің ұзындығы (жолда)	км	2,765
26	Кабелдік бөлімшенің ұзындығы (жолда)	км	0,617
27	Бөлімшенің жиынтық ұзындығы (жолда)	км	3,382
28	Желінің активті электрэнергиясының жүктемелік шығыны	%	0,14
29	Кабел желісінің оқшауламасындағы активті электрэнергиясының жүктемелік шығыны	%	0,04
30	Желідегі активті электр энергияның жиынтық шығыны	%	0,18
31	Трансформатор бос жүрісінің активті энергия шығыны	%	5,52
32	Трансформатор активті электрэнергиясының шығыны	%	0,12
33	Трансформатор активті электрэнергиясының шығыны	%	5,64
34	Тоқ шектегіш реактордың активті электрэнергиясының шығыны	%	0,00
35	Активті электрэнергияның жиынтық жүктемелік шығыны	%	0,26
36	Активті электрэнергияның жиынтық шығыны	%	5,82

«Фидерная» ҚС үшін есептеулер 2.11 суретте көрсетілген. Мұнда желідегі және трансформатордағы шығынының жиынтық есептелуі.

№ п/п	Фидерлердің атауы немесе структуралық бөлімшелер	Номинал кернеу	Тораптың алған электр энергиясы		Электр энергеияның желідегі шығыны		Электр энергияның трансформатордағы шығыны	
					жиынтығы		Жиынтығы	
		кВ	мың. кВт·сағ	мың. квар·сағ	мың. кВт·сағ	мың. квар·сағ	мың. кВт·сағ	мың. квар·сағ
1	ф-11	6,000	1523,000	943,871	5,040	4,553	64,696	496,218
2	ф-14	6,000	1118,000	692,874	4,452	1,845	65,085	505,864
3	ф-5	6,000	3335,000	2066,847	28,358	15,470	175,078	1415,931
ҚК	*Фидерная ҚС №3*		*5976,000*	*3703,592*	*37,850*	*21,867*	*304,858*	*2418,013*
4	ф-11	10,000	1523,000	943,871	1,899	1,687	62,608	424,851
5	ф-14	10,000	1118,000	692,874	1,856	0,574	63,135	445,275
6	ф-5	10,000	3335,000	2066,847	9,787	5,331	163,461	1115,183
ҚК	*Фидерная ҚС №3*		*5976,000*	*3703,592*	*13,542*	*7,592*	*289,204*	*1985,309*

2.11 сурет - «Фидерная» ҚС – ның желідегі және трансформатордағы шығынының жиынтық есептелуі

«Фидерная» ҚС – ның желі шығынының жиынтық есептелуі және 6 кВ желідегі шығынмен 10 кВ желідегі шығын арасындағы %-дық көрсеткіші. 2.12 суретте көрсетілген. Желі кернеуін 10 кВ - ке ауыстырғаннан кейін желідегі шығын 64,22 %–ке дейін төмендеді.

№ п/п	Фидерлердің атауы немесе структуралық бөлімшелер	Тораптың алған электр энергиясы		Электр энергияның желідегі шығыны				Шығынның төмендеу көрсеткіші, %
		мың. кВт·сағ	мың. квар·сағ	кВ	мың. кВт·сағ	кВ	мың. кВт·сағ	мың. кВт·сағ
1	ф-11	1523,000	943,871	6	5,040	10	1,899	-62,33
2	ф-14	1118,000	692,874	6	4,452	10	1,856	-58,31
3	ф-5	3335,000	2066,847	6	28,358	10	9,787	-65,49
ҚС	*Фидерная ҚС №3*	*5976,000*	*3703,592*		*37,850*		*13,542*	-64,22

2.12 сурет – Электр энегияның желідегі шығын көрсеткіші

«Фидерная» ҚС – ның трансформатор шығынының жиынтық есептелуі және 6 кВ трансформатордағы шығынмен 10 кВ трансформатордағы шығын арасындағы %-дық көрсеткіші 2.13 суретте көрсетілген. Трансформатордың кернеуін 10 кВ - ке ауыстырғаннан кейін трансформатордағы шығын 6,48 %–ға дейін төмендеді.

№ п/п	Фидерлердің атауы немесе структуралық бөлімшелер	Тораптың алған электр энергиясы		Электр энергияның трансформатордағы шығыны				Шығынның төмендеу көрсеткіші, %
		мың. кВт·сағ	мың. квар·сағ	кВ	мың. кВт·сағ	кВ	мың. кВт·сағ	мың. кВт·сағ
1	ф-11	1523,000	943,871	6	2,759	10	2,391	-13,32
2	ф-14	1118,000	692,874	6	1,377	10	1,357	-1,43
3	ф-5	3335,000	2066,847	6	3,451	10	3,307	-4,18
ҚК	*Фидерная ҚС №3*	*5976,000*	*3703,592*		*7,587*		*7,095*	-6,48

2.13 сурет – Электр энергияның трансформатордағы шығын көрсеткіші

3 ТП-10/0,4 кВ негізгі құрылғыларын таңдау

3.1 Ұяшық таңдау

ТҚ–10кВ сырғытпалы орындалу ұяшық кешендерінде (КТҚ) орындалады және металды – тақтайшадан (ЖТҚ) екі сырғытпа бастырмамен кірпіш нысанада орналастырылады. Трансформаторлар кірісі полимерлі өтпелі оқшаулағыштары арқылы жүзеге асырылады, олар ЖТҚ нысанының ішкі бөлігінде орналасқан. ТҚ байланысу сұлбасы шиналардың екі бөлімінде, олар қарапайым режимде бөлек жұмыс істейді.

Секциялы ажыратқыштар желінің қарапайым режимінде ажыратылған, сонымен шиналардың секцияларының бөлек жұмыс атқаруын іске асырады. Бұл қысқа тұйықталу тоғының мәнін төмендету үшін қажет. Бөлек шкафта орналасқан АБЖ құрылғысының бөліктік ажыратқыштардың автоматты басқаруды жүзеге асырады және шиналардағы 10 кВ кернеуін шамадан тыс төмендету 0,1 – 30 секунд арасында жүреді, сонымен барлық секция тұтынушыларының электрмен қамту сенімділігін қамтамасыз етеді. КТҚ ұяшықтарын өндіру және оларды монтаждау, басқа да құрылғыр (ажыратқыштар, ТТ және т.б.), АҚ "КЭМОНТ" кәсіпорнымен жүзеге асырылады. КМ-1КФ сериясының кешенделген таратын құрылғыларының шкафтары таңдалған.

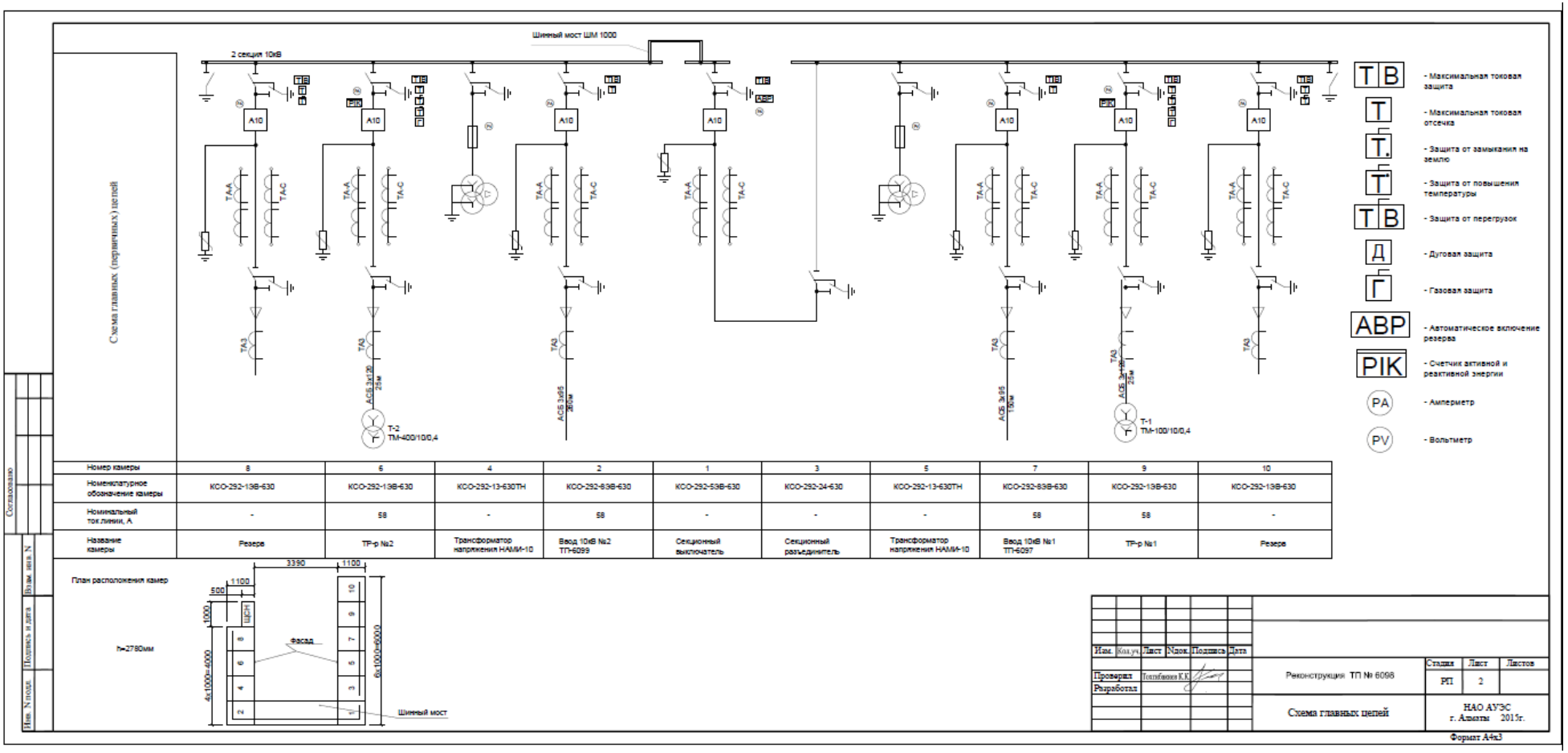
КМ-1КФ сериясының КТҚ шкафтары үшфазалы ауыспалы тоқтың электрлік энергиясын тарату мен қабылдау үшін арналған. Олар жабық таратын құрылғыларда (ЖТҚ) және электр орнатулардағы жиі коммутациялық істерде қолданылады. Алдыда КСРО және ТМД әзірленген КМ-1, КМ-1Ф типті шкафтар қолданылды.

Ерекшеліктері: заманауи жоғарывольтты коммутациялық құрылғыларды қолдану арқасында эксплуатациядағы жоғары сенімділік (ауалық ажыратқыштар), олар жоғары механикалық және коммутациялық ресурстараға ие; релелік қорғаныс атақты әлемдік өндірушілердің көпфункционалды, аз габаритті, сенімділігі жоғары микропроцессорлы блоктарға қамтамасыз етеді; оперативті ауысу мен жөндеу жұмыстары кезіндегі станца ішілік қызметшілерінің қате жұмысынан дамып отыратын және сенімді коммутациялық жоғары вольтты құрылғыларды қолдану арқасында жоғарлатылған эксплуатациялық қауіпсіздік; күштік тізбектерден толық оқшауланған бөлек алынатын релелік шкафтарда қосымша тізбектер құрылғылары орналасады; кіріс пен шығыс шиналарының жоғарғы және төменгі қосылуларының мүмкіншілігі.

Шкафтар конструкциясы: сортталған прокаттан дәнекерленген қатты қаңқа; тек мыс шиналар, полимерлі және керамикалық оқшаулағыштар; биіктігі 600 мм азайтылған; дөңгелектерді орнату арқасында және шторлы механизмнің симметриялы көтерілуі кезіндегі сырғыту жеңілдігі.

Эксплуатация шарттары: КМ-1КФ сериялы КТҚ шкафтарын орнату биіктігі теңіз деңгейімен 1000м – ден аз болмауы тиіс (ГОСТ 15150-69, ГОСТ 1516.1-76 және ГОСТ 8024-90 талаптарын орындауда 1000 м-ден аспайтын

биіктікте рұқсат етілген); MSK-64 (ГОСТ 17516.1-90) шкаласы бойынша сейсмикалық деңгейі 9 баллға тең аудандарда; УЗ орындалуы үшін ГОСТ 15543.1-89 және 15150-69 талаптарына сәйкес КТҚ эксплуатациялау үшін климаттық факторлардың номиналды мәндері; қоршаған орта – жарылу қаупі жоқ, агресивті газдар мен буларға ие емес, химиялық шөгінділер, қанықпаған тоқ өткізгіш шаңы мен сулы булармен; жұмыстың номиналды режимі – ұзартылған; кеңістіктегі жұмыстық орналасуы – тік, рұқсат етілген ауытқулар – тіктен +5 градустан көп емес; эксплуатация кезінде ұстауға болатын шкаф қабықшасының бөліктерінің жылыту температурасы номиналды режимде 50 С –тан аспауы тиіс (ГОСТ 14693-90), мұның өзінде эксплуатация кезіндегі байланыстардың жылыту температурасының жоғарғы мәні – 75 С (ГОСТ 8024-90).



Номер камеры	8	6	4	2	1	3	5	7	9	10
Номенклатурное обозначение камеры	КСО-292-13В-630	КСО-292-13В-630	КСО-292-13-630ТН	КСО-292-83В-630	КСО-292-53В-630	КСО-292-34-630	КСО-292-13-630ТН	КСО-292-83В-630	КСО-292-13В-630	КСО-292-13В-630
Номинальный ток линии, А	-	58	-	58	-	-	-	58	58	-
Название камеры	Резерв	ТР-р №2	Трансформатор напряжения НАМИ-10	Ввод 10кВ №2 ТП-6099	Секционный выключатель	Секционный разъединитель	Трансформатор напряжения НАМИ-10	Ввод 10кВ №1 ТП-6097	ТР-р №1	Резерв

Согласовано

Инв. N подл. | Подпись и дата | Взам. инв. N

Изм. Кол.уч. Лист Nдок. Подпись Дата

Разработал

Проверил Тоятбаков К.К.

Стадия | Лист | Листов: РП | 2

3.1 сурет – ТП-ның басты тізбегінің бір сызбалық сұлбасы

3.1 кесте - Шкафтың техникалық сипаттамасы КСО-292

Параметр атауы	Параметр мәні
Номиналды жұмыстық кернеуі, кВ	6,0; 10,0
Шкафтың негізгі тізбегінің номиналды тоғы, А	630; 1000;
Жинақтық шинаның номиналды тоғы, А	до 1250
Ток термиялық тұрақтылық (3с), кА	25,0[2)]
Электр динамикалық тұрақтылықтың басты тізбегінің номиналды тоқы, кА	51[2)]
Екіншілік тізбектің кернеуі, В - тұрақты тоқ - айнымалы тоқ	 220 220
Габаритты өлшемі: а) биіктігі, мм б) тереңдігі, мм	 2780[3)] 1100[4)]

КМ-1КФ сериялы КТҚ заводта шығарылуымен келісілген.

3.2 Ажыратқышты таңдау

Номинал кернеуі бойынша таңдау:

$$U_{НОМ.АЖ} \geq U_{НОМ.ТҚ}, \quad (3.1)$$

мұндағы $U_{НОМ.АЖ}$ - ажыратқыштың номинал кернеуі;
$U_{НОМ.ТК}$- ажыратқыш орнатылатын ТҚ-ның номиналды кернеуі.

Максималды қиындау режімінің номиналды тоқы бойынша таңдау:

$$I_{НОМ.АЖ} \geq I_{Р.МАХ}, \quad (3.2)$$

мұндағы $I_{НОМ.АЖ}$ – ажыратқыштың номинал тоқы;
$I_{Р.МАХ}$ – қиындалу режімінің максималды тоқы.

ТҚ 10 кВ секциялау және кіріс тізбегі:

$$I_{НОРМ} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.С}}, \quad (3.3)$$

$$I_{НОРМ} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 924{,}8A,$$

$$I_{[P.MAX} = \frac{1{,}4 \cdot S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.С}} = \frac{1{,}4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1294{,}8A, \quad (3.4)$$

$$I_{[P.MAX} = \frac{1{,}4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1294{,}8\text{А}.$$

Коммунатациялық қабілеті бойынша таңдау:

$$I_{НОМ.ОТКЛ} \geq I_{П.О.Т}, \quad (3.5)$$

мұндағы $I_{НОМ.}$сөн – ажыратқыштың номиналды ток сөнуі;

$I_{П.О.Т}$ – ажыратқыш кантактарының Т уақыт мезетіне дейін үш фазалы тұйықталу тоғының периодты құраушысы.

$$\sqrt{2} \cdot I_{НОМ.ОТКЛ} \cdot (1 + \beta_{НОМ}) \geq \sqrt{2} \cdot I_{П.О.,Т} + i_{А.,Т}, \quad (3.6)$$

мұндағы βном - сөндірілген тоқтағы ҚТ құрайтын апериодикаға қатысты коэффициенті;

$i_{А,Т}$ – ажыратқыш кантактарының Т уақыт мезетіне дейін ҚТ тоғының апериодты құраушысы.

$$i_{А.,Т} = \sqrt{2} \cdot I_{П.О.,Т} \cdot e^{\frac{-t_{ОТКЛ}}{T_А}}, \quad (3.7)$$

мұндағы $T_а$ – ҚТ орнына байланысты ҚТ тоғын құрайтын апериодты сөну тұрақты уақыты;

$t_{сөну}$ – бас таратуға дейінгі ҚТ тоғының толық уақыты.

Электр динамикалық тұрақтылығына тексеру:

$$I_{ДИН.МАХ} \geq I_{УД}; \; I_{ДИН.ДЕЙСТВ} \geq I_{П.О}, \quad (3.8)$$

мұндағы $I_{ДИН.МАХ}$ – ажыратқыштың электр динамикалық тұрақтылығының амплитудалық мәні;

$I_{ДИН.ДЕЙСТВ}$ – ажыратқыштың электродинамикалық тұрақтылығының кезеңді мәні.

Термикалық тұрақтылыққа тексеру:

$$B_k \leq I^2_{Т.СТ} \cdot t_{Т.СТ}, \quad (3.9)$$

$$B_К \leq I^2_{П.О.}\left(t_{ОТК} + T_а\right), \quad (3.10)$$

мұндағы B_K – Джоул интегралы;

$I_{T.CT}$ – ажыратқыштың термиалық тұрақтылығының шекті тоқы;

$t_{T.CT}$ – термикалық тоқтың ағын тоқының созылуы.

ТҚ 10 кВ қосылу сұлбасы – «Екі шина жүйесімен және секциялаумен». Ажыратқыштың доғасының сөндіру ортасы ретінде ауаны таңдаймыз, ал жетегі – серіппелі. Секцияға енгізілген ажыратқыштар (4 дана) мен секциялы ажыратқыштар (2 дана) $I_{НОМ.ВЫКЛ}$=3150 А >$I_{Р.МАХ}$=1294,8 А таңдалады.

3.2 кесте - ТП-10 кВ секциялы әуелік ажыратқыш және кіріс сипаттамасы

Siemens 3FH5 630A параметрлері		Есептік берілгені
Ішкі орнатулар		КСО-292
$U_{НОМ. ВЫКЛ}$=10кВ ($U_{МАХ}$=12 кВ)	≥	$U_{НОМ.РУ}$ =10 кВ
$I_{НОМ.ВЫКЛ}$ = 1250 А	>	$I_{Р.МАХ}$ =150 А
$I_{НОМ.ОТКЛ}$ = 40 кА	>	$I_{П.О}$ = $I_{П.О.Т}$ =5,2кА
$\sqrt{2} \cdot I_{НОМ.ОТКЛ} \cdot (1+\beta_{НОМ})$ =62,36 кА	>	$\sqrt{2} \cdot I_{П.О.,Т} + i_{А.,Т}$ =14,95 кА
$I_{НОМ.ВКЛ}$ = 40 кА	>	$I_{П.О}$ = 5,2 кА
$I_{ДИН. МАХ}$ =79 кА	>	$I_{УД}$ = 12,2 кА
$I_{ДИН. ДЕЙСТВ}$ = 40 кА	>	$I_{П.О}$ =5,2 кА
$I_{T.CT}^{\ 2} \cdot t_{T.CT}$ =2976,75 кА·с	>	В=27,2 $кА^2 \cdot с$
Өзіндік сөну уақыты, мс: 30		
Толық сөну уақыты, мс: 50		

3.3 Айырғышты таңдау

Айырғышты таңдау жүзеге асырылады:

– конструкциясы, орнатылу түрі бойынша;

– $U_{НОМ.}$ кернеуі бойынша;

– $I_{НОМ.}$ тоғы бойынша;

– электр динамикалық тұрақтылығы бойынша;

– термикалық тұрақтылық бойынша.

Секцияға енгізілген және ауалы секциялы айырғыш ұяшығына РВРЗ-2–10/4000 МУЗ типті айырғыш орнатылған.

3.3 кесте - РВФЗ-2–10/630 типті айырғыштың сипаттамалары

РВФЗ-2–10/630 параметрлері		Есептік берілгендері
Ішкі орнатулар		КСО-292
$U_{НОМ}$=10 кВ ($U_{МАХ}$=12 кВ)	>	$U_{НОМ.РУ}$ =10 кВ
$I_{НОМ}$=630 А	>	$I_{РАБ.МАХ}$ =150 А
$I_{ДИН.МАХ}$ =125 кА	>	$I_{УД}$ =12,2 кА
$I_{Т.СТ}^2 \cdot t_{Т.СТ}$= $50^2 \cdot 1$=2500 $кА^2с$	>	В= 27,2 $кА^2 \cdot с$
Мөлшері: 65 кг		
Құрылғы: ПД-11–07 УХЛ1 (электр қозғалтқыш)		

3.4 Өлшегіш трансформаторды таңдау

Таңдау шарттары. ТТ таңдау жүргізіледі:
– конструкциясы, орнату түрі бойынша;
– $U_{ном}$. номиналды кернеуі бойынша;
– жүктемелік қабілеті бойынша;
– $I_{ном}$. номиналды тоғы бойынша;
– термикалық тұрақтылық бойынша;
– электр динамикалық тұрақтылығы бойынша;
– номиналды екіншілік жүктеме кезіндегі шектік тоғы бойынша.
КТ таңдау жүзеге асырылады:
– конструкциясы, орнату түрі бойынша;
– $U_{ном}$ номиналды кернеуі бойынша;
– жүктемелік қабілеті.
ЖТҚ-10 кВ тоқ трансформаторын таңдау және тексеру.

Біріншілік номиналды тоғы $I_{1н}$ = 2000 А ТОЛ -10 типті трансформатор тоғы (ТТ) орнатуға қабылдаймыз, ал екіншілік номиналды тоғы $I_{2н}$ = 5 А, екіншілік орам дәлдік классымен 0,5S/0,5/5P, номиналды екіншілік жүктемемен 0,5 $z_{2н}$ = 2 Ом классында.

Трансформатордың номиналды параметрлері, оның тізбегіндегі есептеу мөлшерлері және арасындағы қатынас 3.4 – 3.6 – кестелерінде көрсетеміз.

3.4 кесте - Т-1 жағындағы трансформатор тоғының параметрлері

ТТ параметрлері	Қатынасы	ТТ таңдау үшін есептеу мөлшері
$U_н$ = 10 кВ	=	$U_{нРУ}$ = 10 кВ
$I_н$ = 100 А	>	$I_{раб.форс}$ =23 А
$z_{2н}$ = 2 Ом	>	$z_{2\ расч}$ = 1,2 Ом
$i_{дин}$ = 100 кА	>	$i_{уд.max}$ =12,2 кА
$B_{к\ доп} = I_{тс}^2 \cdot t_{тс} = 2977\ кА^2 \cdot с$	>	$B_к$ = 27,2 $кА^2 \cdot с$

3.5 кесте - Т-2 жоғарғы бөлігіндегі тоқ трансформаторының параметрлері

ТТ параметрлері	Қатынасы	ТТ таңдау үшін есептеу мөлшерлері
$U_н = 10$ кВ	=	$U_{нРУ} = 10$ кВ
$I_н = 10$ А	>	$I_{раб.форс} = 5,8$ А
$z_{2н} = 2$ Ом	>	$z_{2\ расч} = 1,2$ Ом
$i_{дин} = 100$ кА	>	$i_{уд.max} = 12,2$ кА
$B_{к\ доп} = I_{тс}^2 \cdot t_{тс} = 2977\ кА^2 \cdot с$	>	$B_к = 27,2$ кА$^2 \cdot$ с

Осының негізінде анықтаймыз:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{r_{2н}} = \frac{5}{4^2} = 0,16\ Ом,$$

$$q_{кдоп} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}} = 1,5\ мм.$$

Сымдардың рұқсат етілген кедергісі:

$$r_{пр} = z_{2ном} - r_{приб} - r_к = 1,2 - 0,16 - 0,1 = 0,94\ Ом.$$

3.6 кесте - ТТ – ға қосылған құрылғылар таңдау

№	Құрылғылар	Құрылғы таңдау	Фаза жүктемесі, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр	Э–335	0,5	–	–
2	Ваттметр	Д–335	0,5	–	0,5
3	Варметр	Д–335	0,5	–	0,5
4	Активті энергия есептегіші	СА3–4681	2,5	2,5	–
	$S_{пр}$, В·А		4	2,5	1

Орнатуға қимасы 1,5 мм^2 мыс сыммен КВВГ кабелін қабылдайық. Таңдалған кабель кедергісін анықтайық:

$$r_{каб} = \frac{l_{расч} \cdot \rho}{q} = 0,94 Ом.$$

Екіншілік есептік кедергісін анықтау:

$$z_{пр} = r_{2ном} - r_{приб} - r_к = 1,2\text{-}0,16\text{-}0,1 = 1,6\ Ом.$$

Салыстыру бойынша $Z_{2нагр} = 2\ Ом > Z_{2расч} = 1,2\ Ом$ дәлдік классы бойынша тексеру шарттары орындалып тұрғаны көрініп тұр.

ЖТҚ-10 кВ кернеу трансформаторларын таңдау және тексеру.

3.7 кесте - КТ – на қосылған құрылғыларды таңдау

№	Орнату орны мен құрылғылар тізімі	Түрі	$S_{ном,}$ВА	Орам саны	cos φ	sin φ	Құрылғылардың жалпы саны	P , Вт	Q, Вар
1	Жинақтау шиналары								
2	Вольтметр	Э-378	2	1	1	0	1	2	–
3	Вольтметр Регистр.	И-393	10	1	1	0	1	10	–
4	Ваттметр Регистр.	И-395	10	1	1	0	1	10	–
5	Жиіліктік Регистр.	И-397	7	1	1	0	1	7	–
6	Активті энергия есептегіші	ЦЭ6805	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
7	Реактивті энергия есептегіші	ЦЭ6811	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
	Барлығы							32,04	7,4

Пайдаланылатын қуаттың толық соммасы:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{2\Sigma}^2 + Q_{2\Sigma}^2} = \sqrt{32,04^2 + 7,4^2} = 32,88\ B \cdot A.$$

0,5 $S_{2н}$ = 200 В·А классындағы номиналды қуатпен НАМИ–0–УХЛ1 типті үш фазалы кернеу трансформаторын орнатуды қабылдаймыз.

$S_{2н}$ = 200 В·А >$S_{2\Sigma}$ = 32,88 В·А, яғни дәлдік бойынша тексеру шарты орындалады.

3.5 10 кВ – ты ТП – ға АКШ таңдау

ҚС құрылғыларына атмосфералы және коммутациялық асып кетпеуден қорғау және оқшаулау ретінде бір ғана АКШ қолдануға рұқсат етіледі (кернеуден асып кету шектері). 70 – жылдарға дейін оқшаулауды қорғауға

арналған дәстүрлі құрылғылар вентиальды электр тоғын ажыратушы болып табылады. Олар тізбекті қосылған карбид кремни негізінде симметриялық вольтамперлі сипатқа ие сызықты емес элементті құрайды. Қатысты әлсіз сызықтық емес элементтің сызықты еместігі үшін ол желіге қосыла алмады, өйткені жұмыс кернеуде ол арқылы кәдімгідей тоқ жүруі мүмкін еді.

70 – жылдарда цинк негізінде сызықты емес элементтер пайда болды. Олар одан да көп сызықтық емес вольтамперлі сипатқа ие болды. Бұл қасиет оларды желіге тізбекті ұшқынды аралықсыз қостыра алды. Біздің елде оксидтті-мырышты элементтермен қорғаныс сызықтық емес кернеуден асып кету шектегіші атауына ие (АКШ). Шет елде осыған ұқсас құрылғылар ұшқынсыз разрядниктер деп аталады. Тізбекті ұшқынды аралықтың болмауы құрылғының қорғаныс сипатын көбейтеді және оның салмақты габаритті көрсеткіштерін азайтады. 70 – жылдардың басында ұшқынсыз қорғаныс құрылғылары таралу артықшылығына ие болды.

АКШ өзімен көбірек түрді құрылғыны көрсетеді және жоғары сызықты резисторды құрайды, ол тізбекті байланыстарынан тұрады, олар оксидтті – мырыш дис колонкаларынан жасалған және оқшауланған қабықшаға орналастырылған. УХЛ1 орындалу шектегіштері біріккен оқшауланған полимерлі жарғыш қауіпті емес қабықшаға ие: кремний органикалық резинадан жасалған әйнек пластикті циліндрмен.

АКШ жұмыс істеу принципі келесіде: қалыпты күйде құрылғы арқылы білінбейтін тоқ өтеді (мА үлеске ие), ал секірістер пайда болған кезде кез – келген физикалық табиғатқа ие өткір сызықты емес фольтамперлі сипатпен тоқ шектегіші амперден ондаған килоампер мөлшеріне дейін ұлғаяды, ол кернеуден асып кету деңгейін азайтады.

3.8 кесте - АКШ сипаттамасы

АКШ түрі	АКШ-П1–10/12/10/2 УХЛ2
Номиналды кернеу	10 кВ
Ең көп рұқсат етілген кернеу	12 кВ
Номиналды тоқ	10 кА
Жарылу қауіпсіздігі жоқ деңгей	А ($I_{ВЗ}$ = 63 кА)
10 кА 0,1 мкс кезіндегі тоқтың импульсының қалған кернеуі	44 кВ
Құны	
Өндіруші: ЗАО «ЗЭТО» (Великие Луки қаласы)	

3.6 Тоқөткізгіштік бөліктерін таңдау

Трансформатордың 10 кВ жағындағы шиналауды тексеру және таңдау

Экономды қима:

$$q_{эк} = \frac{I_{раб.форс}}{j_{эк}} = \frac{23}{1{,}1} = 21 мм^2.$$

Шиналау үшін 3хАС–50 болат – алюминді өткізгіштік тоқ уақыты 165 А сымды қабылдайық.

ҚТ кезіндегі термикалық тұрақтылыққа тексеру;

$\theta_к^o$ есептеу үшін алдын – ала сымдардың бастапқы температурасын анықтаймыз:

$$\theta_н^\circ = \theta_н^\circ + (\theta_{дл.доп.}^\circ - \theta_{ср.н}^\circ) \cdot \left(\frac{I_{наиб}}{I_{доп}} \right)^2 = \theta_н^\circ + (\theta_{дл.доп.}^\circ - \theta_{ср.н}^\circ) \cdot \left(\frac{23}{165} \right)^2 = 1{,}46 C^\circ,$$

мұндағы $\theta_{ср}^o$ – ауа температурасы ($\theta_{ср}^0$ = 30° С аламыз);

$\theta_{ср.н}^o$ – қалыпты ауа температурасы (25°);

$\theta_{дл.доп}^o$ – сымның ұзақ режімді рұқсат етілген температурасы (70°).

$\theta_н^o$ біле отырып және қисықтар бойынша сымның материалының температурасын анықтау үшін жылулық импульс мәнін табу қажет $A_н = 0.46 \cdot 10^4 \; A^2 / мм^4$.

$А_к$ біле отырып, дәл сол қисықпен шекті температураны анықтаймыз.

Осылайша, төменгі жағынан шиналау термикалық тұрақтылық бойынша тексеріс талаптарын қанағаттандырады.

Электротермикалық әсермен шиналаудың бір фаза сымдарын тексеру.

Бұл тексеру егер әр фазаның сымы бірнеше сымға бөлінген жағдайда жүзеге асады, ал үшфазалы ҚТ асқын тоғы $i_y^{(3)} \geq 50 кА$. Тексеріс дистанциялы жақтаулармен арақашықтығын анықтауға алып келеді. Олар сымдарды фазада бекітеді. Берілген жағдайда бұл тексеріс қажет, өйткені жинақтайтын шина фазалы сымдары үшке бөлінген, ал $i_{y\Sigma}^{(3)} = 40,823 кА$

Тексеріс келесі режимде жүзеге асырылады.

Өзіндік салмақтан асқын жүктемені анықтаймыз:

$$q_{эк} = \frac{f_н}{q} = \frac{60.1}{50} = 1{,}202 МПа / м,$$

мұндағы q – фазадағы бір сымның қимасы, мм^2.

Өзіндік салмақтан асқын жүктемені анықтаймыз:

$$\gamma_1 = \frac{10{,}8m}{q} = \frac{10{,}8 \cdot 0{,}135}{50} = 0{,}03 МПа / м,$$

мұндағы m –1м погонды сымның ұзындығының салмағы.

Алюминді сымдар жағдайында төсеу арасындағы қашықтық есептелінеді:

$$l = \frac{I^{(3)}}{100 \cdot nq\sqrt{nq\left(\gamma_к^2 - 3{,}24 \cdot \gamma_1^2\right)}} = \frac{5200}{100 \cdot 3 \cdot 50\sqrt{3 \cdot 50\left(0{,}121^2 - 3{,}24 \cdot 0{,}03^2\right)}} = 0{,}26 м.$$

4 Өмір тіршілік қауіпсіздігі

4.1 Өрт және электр қауіпсіздігін қамтамасыз ету шаралары

Өрт қауіпсіздігі

Өрт – адам денсаулығына және өміріне тигізер зияны көп, қоғам мен мемлекетке де тигізер зиянын атап өтсек болады, қоршаған ортаға материалдық зиян келтіретін, қоршаған ортадағы заттардың қадағалаусыз жануы .

Ең қиын, зиянын тигізетін өрттер, өртке қауіпті объектілерде және басқа да зардабы тиер факторлары (жарылыс, улы заттардың жиналуы т.б.) бар объектілерде болады. Және адам шоғыры көп жерлерде.

Өрт салдары зақымдау факторларының әрекеттеріне байланысты болады. Оларға жататындар:

- тез жанғыш заттардың тік әсері;
- күн сәулесінің әсеріне температурасы жоғары заттарға қашықтық әсер етуі;
- өрт аумағында газды иіспен улану;
- өрт кезөінде жанғыш токсинді өнімдерден улану;
- ғимараттардың конструктивті бөліктерінің ажыратылып немесе бөлініп құлау себептерінен адамға қауіп, зиян келтіруі немесе қаза табуы.

Өндірісте өрт болуының себептері құрал-саймандардың технологиялық жұмыс режимінің бұзылуы, электр жабдықтарының ескеруі, жабдықтардың жөндеу жұмыстарына нашар дайындалығы, әртүрлі материалдардың өздігінен тыс жануы және т.б. жатады.

Жарылыстың мезетінде өртті болдырмау үшін ыстық жанғыш, өртке қауіпті ортаны болдырмау қажет және ары қарай асқынып кетуінің алдын алу керек.

Өрт қауіпсіздігі – бұл өндірісте өрт болудың алдын алу және өрт болған жағдайда одан өзіне немесе қоршаған ортаға зиянын тигізбеу шарасын қолданып әрі өзіне зиян тиіп кетуінен сақтану. Өрт қауіпсіздік шарттарын қадағалау.

Өрт қауіпсіздігі өрттің алдын алу шаралары мен және белсенді өрт қорғанысымен қамтамасыз етіледі. Өртті болдырмаудың алдын алу шараларын қадағалау және болдырмаудың алдын алу шараларын жүргізу. Белсенді өрттің зияны көп.

Өрт қауіпсіздігі жүйесі - өртті және одан келетін залалды болдырмауға бағытталған экономикалық, әлеуметтік, ұйымдық, ғылыми-техникалық және құқықтық шаралардың, сондай-ақ өртке қарсы қызмет күштері мен техникалық құралдарының жиынтығы.

Өрт қауіпсіздігін қамтамасыз етудің негізгі принциптері:

– өрт қауіпсіздігі саласында адамдардың өмірі мен денсаулығын, меншікті, ұлттық байлық пен қоршаған ортаны қорғау;

– ұйымдар мен азаматтардың қызметіндегі қатер деңгейін алдын-ала анықтау, өрт қауіпсіздігі саласында сақтандыру шараларына оқытып-үйрету және алдын алу шараларын жүзеге асыру;

– өрт сөндіру, бірінші кезектегі авариялық-құтқару және басқа қажетті жұмыстарды жүргізу міндеттілігі, медициналық көмек көрсету, азаматтарды және зардап шеккен қызметкерлерді әлеуметтік қорғау, өрт салдарынан азаматтардың денсаулығы мен мүлкіне, қоршаған орта мен шаруашылық жүргізуші объектілерге келтірілген зиянның орнын толтыру болып табылады.

Өрттің алдын алу шаралары:

- құрылыстық-жобалау;
- техникалық;
- ұйымдастырушылық.

Құрылыстық-жобалау шаралары – ғимараттар мен құрылыстардың отқа төзімділігімен анықталады (конструкция материалдары жанғыш, қиын жанатын, жанбайтын болып бөлінеді). Отқа төзімділік шегі дегеніміз – бұл оттың әсерінен құрылыс конструкцияларының бірінші сызат пайда болғанға дейінгі шыдау уақыт интервалы. Барлық құрылыстық конструкциялар өртке төзімділік түрі бойынша 8 деңгейшеге бөлінеді. Ғимараттардың өртке төзімділік деңгейшесіне байланысты өрт кезінде эвакуациялау үшін шығатын жерлерге дейінгі ара қашықтықтар белгіленеді.

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

Қосалқы станцияда тарату құрылғылары автоматты өрт сөндіргіш жабдықтармен қоршалған.

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

Персоналмен келесідей жұмыстар жүргізіледі:

а) нұсқаулар;

ә) өртке қарсы жаттығулар;

б)персоналға өрт-техникалық минимум бағдарламасы бойынша дәрістер жүргізіледі;

в) өрт қауіпсіздігі сұрақтары техникалық оқу жоспарына енгізілген.

Қосалқы стансада құрылыс нысандарын, сондай-ақ кабелді байланыстарды құрастыру кезінде өрт қауіпсіздігін қамтамасыз ету жөнінде шаралар мен талаптар жобада ескерілген. Ондағы ашық бөліктегі кабел

арналарының трассалары бір арнада әр түрлі кернеу жалғаныстары болмайтындай етіп қарастырылған, ал жеке кабелді магистралда өрт шыққан жағдайда тұтынушылардың әр түрлі функционалды топтарын ажырату қарастырылған.

Трансформатор бүлінген жағдайда майдың ағып жайылуының және өрттің таралуының алдын алу үшін майды жабық майжинауышқа жіберетін майтартқыш тораптары орындалған.

Өрт сөндіру апаттық шықпалы бригадалармен жүзеге асуы қажет.

Өрт сөндіргіштердің түрлері. Көбікті, көмірқышқылды, үгінді түрде болады. Өрт сөндіру жабдықтарына спринкерлерді және дречерлі қондырғылар жатады. Барлық мекемелерде алғашқы өрт сөндіру құралдары нұсқаулыққа сәйкес. Өрт сөндіргіштерді жабық жайларда орналастыру керек. Және оларды салқы, бөлмен температурасында ұстау қажет.

Өрт сөндіргіштер мен өрт сөндіру құралдары нұсқаулықтарға сәйкес келуі керек. Өрт сөндіргіш крандары нөмерленіп арнайы кітапшаларда тіркеліп тұруы қажет. Қолдану мерзімі өтіпкеткен көмірқышқыл газды өрт сөндіргіштерді ауыстырады. Құлып қоспасының балқыту температурасын жану (түтену) мүмкіндігі шарттарына байланысты 75, 94, 122 немесе 173^{o}С деп қабылданған. Бір мезгілде бақылау-белгі беру аппаратының көмегімен өрт жөнінде дыбыстық белгі беріледі.

Щитовойда таратқыш шкафтар бар болғандықтан, оны өртке қауіпті бөлме деп Г-категориясына жатқызуға болады.

Қысқа тұйықталу доғасымен зақымданған шкафтың жайылған ауасымен майлы ажыратқыштардан бөлінетін газдардың белгілі пропорциясының араласу нәтижесінде пайда болатын жарылыстар адам өмірі мен денсаулығы, тарату құралдарындағы жабдықтар үшін қауіп туғызады. Бұл жағдайда спринклерлі өрт сөндіру жүйесін қолданған абзал.

Таратқыш шкафтарды, электрлік машиналарды, трансформаторларды, май толтырылған аппараттарды және тағыда басқа объектілерді өрттен қорғау үшін шашырағыш сумен өшіру қодырғыларын қолданған жөн. Шашыраған суды таратқыш құбырдағы оюға орналасқан спринклерлі шашыратқыш басынан алады.

4.2 Қосалқы стансаның жерлендіруін есептеу

Топырақты аймақта орналасқан «Фидерная» қосалқы станциясының жерлендіруін есептейміз. 110 кВ тораптары бейтарабы тиімді жерлендірілген тораптар болып табылады.

Берілгендері:

Жоспарланып жатқан қосалқы станция АТҚ 110/6 кВ иеленеді;

ТКЗ-3000 бағдарламасы бойынша есептелген 110 кВ бөлігінде күтілетін қысқа тұйықталу тоғы $I_{КЗ} = 17100А$ болады;

АТҚ 110/35/6 кВ ауданы $S_{АТ} = 60 \cdot 70 = 4200 м^2$.

Топырақ екі қабаттан тұрады: жоғарғы қабаттың меншікті кедергісі $\rho_{1изм} = 70\ Ом \cdot м$, ал төменгі қабаттікі $\rho_{2изм} = 40\ Ом \cdot м$.

Контур периметр бойынша топыраққа ұзындығы $l = 3м$, диаметрі $d = 0{,}04м$ болатын вертикал өзекшелер қағылған. Бұл өзекшелер қимасы 40х4 мм болатын болат жолақтарымен жалғанған, контур ішіндегі көлденең торлар қимасы 40х4 мм жолақтардан тұрады.

Топырақтың жоғарғы қабатының қалыңдығы $h_1 = 2м$. Электродтың жерге кіру тереңдігі – жер бетінен электродқа дейінгі арақашықтық $t_1 = 0{,}7м$. Топырақтың жоғарғы қабатының есептік меншікті кедергісі:

$$\rho_{1расч} = \rho_{1расч} \cdot \psi; \qquad (4.1)$$

$$\rho_{1расч} = 70 \cdot 2 = 140\ Ом \cdot м,$$

мұндағы ψ – көп қабатты жердегі маусымдық өзгеру қабаты үшін маусымдық коэффициентті;

V - климаттық зона үшін $\psi = 2{,}0$.

Топырақтың төменгі қабатының есептік меншікті кедергісі:

$$\rho_{2расч} = \rho_{2изм} = 40\ Ом \cdot м.$$

V климаттық зонасындағы маусымдық өзгеру қабатының шартты қалыңдығы $H = 1{,}8м$ топырақтың жоғарғы қабатының қалыңдығынан $h_1 = 2м$ аз. Маусымдық коэффициентті ескерумен ρ_2 / ρ_2 қатынасы:

$$\frac{\rho_{1расч}}{\rho_{2расч}} = \frac{140}{40} = 3{,}5.$$

Жерлендіргіш моделіндегі электродтар арасындағы арақашықтықты $a = 2{,}5м$ м деп аламыз, онда вертикал элетродтар саны:

$$n = \frac{4\sqrt{S}}{a}, \qquad (4.2)$$

$$n = \frac{4\sqrt{4200}}{2{,}5} = 103{,}7.$$

Электродтың жоғарғы қабатының ұзындығы, дәлірек айтқанда, жердің жоғарғы қабатындағы бөлігі:

$$l_{отн} = \frac{h_1 - t_0}{l_в}, \tag{4.3}$$

$$l_{отн} = \frac{2 - 0{,}7}{3} = 0{,}43м.$$

Вертикалды электродтарымен горизонталді торлар түріндегі жаппай жерлендіргіштер үшін екі қабатты жердің эквивалентті меншікті кедергісі:

$$\rho = \rho_2 \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^K; \tag{4.4}$$

$$\rho = 40 \cdot \left(\frac{140}{40} \right)^{0{,}204} = 51{,}65Ом \cdot м;$$

$$K = 0{,}43 \cdot \left(l_{отн} + 0{,}272 \ln \frac{a\sqrt{2}}{l_в} \right); \tag{4.5}$$

$$K = 0{,}43 \cdot \left(0{,}43 + 0{,}272 ln \frac{2{,}5\sqrt{2}}{3} \right) = 0{,}204.$$

Контурдың ішінде орналасқан горизонтальді электродтармен торлармен жалғанған вертикальді жерлендіргіштерден тұратын жаппай жерлендірудің кедергісін анықтаймыз.

Торлар мен вертикальді өткізгіштер қатарынан тұратын күрделі жерлендіргіштердің кедергісі келесі өрнектен анықталады:

$$R_з = 0{,}433 \cdot \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L_г + nl_в}; \tag{4.6}$$

$$l_e = l_1 + l_2 \cdot \frac{\rho_1}{\rho_2}, \tag{4.7}$$

мұндағы $L_г$ – өткізгіштердің жалпы ұзындығы.

$$l = 1{,}3 + 1{,}7 \cdot \frac{140}{40} = 7{,}25;$$

$$g = \frac{2 \cdot 1{,}3}{\sqrt{4200} + 104 \cdot 7{,}25} = 0{,}003175; \tag{4.8}$$

$$L_г = 25 \times 70 + 29 \times 60 = 3490м;$$

$$R_з = 0,443 \cdot \frac{40}{\sqrt{4200}} \cdot \left(\frac{140}{40}\right)^{0,003175} + \frac{40}{3490 + 104 \cdot 3} = 0,285Ом.$$

Кернеу жанасуының коэффициенті:

$$\alpha_1 = M \cdot \left(\frac{a\sqrt{S}}{l_в \cdot L_г}\right)^{0,45}; \quad (4.9)$$

$$\alpha_1 = 0,705 \cdot \left(\frac{2,5\sqrt{4200}}{3 \cdot 2490}\right)^{0,45} = 0,108.$$

Жанасу кернеуінің төмендеу коэффициенті:

$$\alpha_2 = \frac{R}{R_h + 1,5\rho_1}, \quad (4.10)$$

$$\alpha_2 = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 140} = 0,826.$$

Жанасу кернеуі:

$$U_{пр} = \varphi_з \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2 = I_з \cdot R_з \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2; \quad (4.11)$$

$$U_{пр} = 17100 \cdot 0,285 \cdot 0,108 \cdot 0,826 = 434,8В.$$

Жерлендіргіш потенциалы:

$$\varphi_з = I_з \cdot R_з; \quad (4.12)$$

$$\varphi_{зз} = 17100 \cdot 0,285 = 4873,5В.$$

Кернеу:

$$U_{прmax} = \varphi_з \cdot \alpha_1; \quad (4.13)$$

$$U_{прmax} = 4873,5 \cdot 0,108 = 526,34В.$$

Тиімді жерлендірілген торап зонадағы адамның женлендірілген құралдарға жанасу қауіпсіздік шарттарынан:

$$U_{доп} = U_{прмах} - I_h \cdot 1{,}5\rho_c = I_з \cdot R_з \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2 \le U_{доп}. \quad (4.14)$$

Бізде бар:

$$I_h = \frac{U_{прмах}}{R_h + 1{,}5\rho_c}; \quad (4.15)$$

$$I_h = \frac{526{,}34}{1000 + 1{,}5 \cdot 140} = 0{,}435A.$$

Қауіпсіздік шартын тексереміз, мұндағы $U_{прдоп}$ =450В, ГОСТ 12.1.038-82 бойынша анықталған.

$$(526{,}34 - 0{,}435 \cdot 1{,}5 \cdot 140)B \le 450B,$$

$434{,}99B \le 450B$ - шарт орындалады.

4.3 Аспирациялық жүйені есептеу

Бөлмеге қажетті ауаның мөлшерін анықтау

$$L = \frac{Q_{изб} \cdot 860}{C \cdot \Delta t \cdot \gamma},\ м^3/сағ, \quad (4.16)$$

мұндағы С-0,24 ккал/(кг˚С) – ауаның жылу сыйымдылығы;

γ – 1,206 кг/м^3 – ағынды ауаның үлестік массасы.

$$Q_{изб.\ лето,зим} = Q_{людей} + Q_{освет.ус} + Q_{сол.рад} + Q_{оборуд} - Q_{отд}, \quad (4.17)$$

$$Q_{отд.лето} = 0\ Вт.$$

Жылудың түсуі мен жылуды шығару ғимараттың ішіндегі және сыртындағы температураның есік, терезе, еден, төбе және қабырғалар арқылы ауа алмасуға байланысты.

$$Q_{отд.зим} = X_o V(t_H - t_B), \quad (4.18)$$

мұндағы X_0 – жылудың үлестік сипаттамасы. X_0- 0,42 Вт/(м^3˚С);

$t_н$ – сыртқы температура.

$$V=l\cdot b\cdot h=10\cdot 7\cdot 3=210\ м^3. \quad (4.19)$$

Алматы қаласы бойынша салқын период $t_н$ - 25˚С тең.
$t_в$ – бөлме темпертурасы (щамамен 19˚С)

$$Q_{отд.зим}=0,42\cdot 210\cdot(25\text{-}19)=0,529\text{кВт}.$$

Адамнан бөлінетін жылу мөлшері:

$$Q_{людей}=q_{явн}\cdot h_{муж}+0,85\cdot q_{явн}\cdot h_{жен}, \quad (4.20)$$

мұндағы q-8(4) кестесі бойынша адамның сыртқы ортаға бөлетін жылуы;
$q_{жаз}$ = 61 Вт, бөлме температурасы 26˚С градус болған кездегі адамның отырған күйдегі бөлінетін жылудың мәні;
$h_{әйел,}$ $h_{еркек}$ - бөлмедегі әйелдер мен еркектер саны;
$q_{явн\ зима}$=67 Вт, бөлме температурасы 24˚С градус болған кездегі адамның отырған күйдегі бөлінетін жылудың мәні.

$$Q_{людей\ лето}=61\cdot 2+0,85\cdot 61\cdot 1=173,85\ \text{Вт};$$

$$Q_{людей\ зима}=67\cdot 2+0,85\cdot 67\cdot 1=190,95\ \text{Вт}.$$

Құрылғылардан бөлінетін жылудың мөлшерін білу үшін, алдымен бір құрылғының бөлетін жылуы есептелінеді. Және құрылғының барлық санына көбейтіледі.

$$Q_{об}=P_{об}\cdot\eta\cdot n_{об}\ ; \quad (4.21)$$

$$Q_{об}=2\cdot 0,3\cdot 0,9=0,54\ \text{кВт}.$$

Жарықтандыру құрылғыларының бөлінетін жылу мөлшері:

$$Q_{освет.ус}=\eta\cdot N_{освет.ус}\cdot F_п. \quad (4.22)$$

мұндағы $N_{жар}$-жарықтандыру құрылғысының қуаты;
η – 0,5-0,6 люминисцентті шамдар үшін;
$F_п$-еден ауданы.

$$Q_{освет.ус}=0,5\cdot 53\cdot(10\cdot 7)=1855\ \text{Вт}.$$

Шыныланған дене бойынша өтетін күш шағылысынан бөлінетін жылу мөлшері мына формуламен анықталады:

$$Q_{сол.рад}=m\cdot F_o(q^I+q^{II})\cdot\beta\cdot k_1\cdot k_2, \qquad (4.23)$$

мұндағы m – терезелер саны;

q^1,q^2 – тік және шағылған күн радиациясының жылулық ағыны. 5(4) кесте бойынша анықталады. Бойлық шынылану – оңтүстік. Георграфиялфқ ені 43, 11-12 уақыт аралығында. q^1-288 Вт/м^2, q^2-85 Вт/м^2;

F_0-терезенің ауданы, м^2;

$\beta_{с.з}$-жылуөткізгіш коэффициенті 4(4)-кесте бойынша анықталады;

$\beta_{с.з}$ – 0,6; күннен қорғайтын – жалюзи;

$к_1$-терезені қараңғылату коэффициенті 6(4) кестесінен анықталады. Ластанбаған атмосферадағы пластик үшін $к_1$ = 1;

$к_2$ - терезенің ластану коэффициенті. $к_2$ – 0,95;

$$Q_{сол.рад}=2\cdot 4,5\cdot(288+85)\cdot 0,6\cdot 1\cdot 0,9=1812,78 \text{ Вт};$$

$$Q_{изб.лето}=173,85+1,85+1812,78+864=2,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{изб.зима}=190,95+1,85+1812,78+864-529,2=2,3 \text{ кВт};$$

$$Q_н=Q_{изб}/V_п; \qquad (4.24)$$

$$Q_н=6585,13/210=31,35 \text{ Вт/м}^3 > 20\text{Вт/м}^3 \quad \Delta t=8^0\text{C};$$

$$L=\frac{6.585\cdot 860}{0,24\cdot 8\cdot 1,206}=2445,71\frac{\text{м}^3}{\text{час}}.$$

Алынған мәліметтерге сүйене отырып, Aermek CTE ауа желдеткішін таңдаймыз. ТОО ауа желдеткіш фирмасының Aermek CTE 2 SB ENERGY TRADE моделінің техникалық сипаттамасы.

4.1 кесте – Ауа желдеткіші

Өлшемі, мм	Қуаты, кВт			масса, кг	Ауаның жұмсалуы, м^3/сағ	Будың жұмсалуы, кг/сағ
	Салқындығы б-ша	компрес-сор	электржылытқыш			
1740х1200х450	13,7	2,5	4,4	260	2050	1,5

Тұрғын үйлердегі атмосфералық ыңғайлылық аспирация жүйесіне, желдетуге, жылуға және ауаның алмасуына тікелей байланысты. Ауа желдетудің және жылытудың негізгі мақсаты әр адам өзінің индивидуалды физиологиясына байланысты қандай да бір ауа температурасына байланысты ешқандай қолайсыз жағдайларды сезінбеу болып табылады. Ауаның салқындату негізгі 2 блоктан тұрады: ішкі блок (желдеткіштің өзі), бұл жерде компрессор, буландырғыш, желдеткіш және автоматика болады. Ал сыртқы блокта – конденсатор шығысы немесе жылу алмастырғыш болады. Ауа бөлме ішіне беріледі де, беттік панель арқылы сыртқа шығарылады.

5 6 кВ желілік учаскіні 10 кВ желіге ауыстырудың экономикалық тиімділігін есептеу

5.1 Мақсаттары мен әзірлеу

Бөлімнің мақсаты Атырау қаласындағы «Фидерная» қосалқы станциясының 6/0,4 кВ электрлік желісінің шығынын төмендету.

Шығынды төмендету 6 және 0,4 кВ тұтынушыларға электрэнергиясын жеткізу тиімділігі артады.

Негізгі технико-экономикалық көрсеткіштерін анықтау болып табылады: жобаның экономикалық тиімділігін қамтитын есептеу, инвестициялық жобаның қолайлылығын, рентабелділік, пайдалық нормасы, сондай-ақ өзін-өзі ақтау мерзімі.

5.2 Нарық талдауын өткізу

Реактивті қуатты өтемдеуге кететін шығындар ескереді:

- өтемдеуші құрылғыларды орнатуға кететін шығындар және қосымша құрылғылар (коммутациялық аппараттар, реттеуші құрылғылар және т.б.);
- трансформаторлық қосалқы станцияның құрылғыларының құнын және таратушы желінің және негізгі тұтынушының құнын төмендету, тоқтық жүктемені азайтады;
- электр энергиясын таратушы және тұтынушы желіде шығынды төмендету.

Шығынды төмендету шарасы өткеннен кейін желідегі кернеулік режимі жақсарғанын экономикалық тиімді деп бағалауға болады.

5.3 Электрэнергиясының тарифы

Атырау қаласындағы электрэнергиясының қолданыстағы тарифы 15,94 тенге/кВт·сағ құрайды.

Электрэнергиясының тарифы келесідей маңызды бөліктерден жіктеледі: біріншіден стансиядан не болмаса жылулық электрлік станциядан өндірілуі, одан кейін желілік жеткізуші АҚ "KEGOC" және жергілікті энергетикалық компаниялар. Сондай-ақ атап өту керек, басты шығындардан басқада энергияны жыйнап оны таратқаны үшін ақша алатын организацияға кететін шығындар бар.

Фидерная қосалқы станциясының құрылыстық нәтижесіне кететін құндық бағасын зерттейміз.

Мен өзім қосалқы станцияны өзім салып өзім инвестиция тартып, энергияны жыйнаушы және оны таратушы жергілікті компаниялардың орнына, өзім энергияны тұтынушыларға өзім жеткіземін. Менің компаниямның энергияны алуға және сатуға лицензиясымен аккредитациясы бар. Мен провайдер болып саналамын.

5.1 кесте - Қосалқы станция құрылысын құру және жобалау

Қосалқы станцияның құрылысының және жобалау жұмысының атауы.	Жұмыстың белгіленуі.	Жұмыстың созылу уақыты ай.
Проектті тапсырманың құрылуы	(0,1)	1
Ауданын келістіру және таңдау	(1,2)	2
Қосалқы станцияны жобалау,1-ші этап	(1,3)	2
Басқару және бақылау жүйесін жобалау, 1-ші этап	(1,11)	1
Қадағалау және автоматпен өлшегіш аппаратты алу және тапсырысын жасау, 1-ші этап	(1,12)	1
Трансформаторларға тапсырыс жасау	(1,13)	1
Жоғарғы вольты ажыратқыштарғы тапсырыс жасау	(1,14)	1
Ізденіс жұмыстарын жасау	(2,3)	1,5
Қосалқы станцияны жобалау, 2-ші этап	(3,4)	3
Қосалқы станцияның құрылысына және жобалауға документтер дайындау.	(3,5)	0,5
Қосалқы станция ғимаратының құрылысына материалдар алу және тапсырыс жасау.	(3,7)	3
Жоғарғы вольтты ажыратқыштың құрылысына және жобалауға материалдар алу және тапсырыс жасау.	(3,8)	1
Қосалқы станцияның құрылысына арнайы материалдарына заказ жасау	(4,9)	1
Қосалқы станция құрылыс проектін келістіру	(5,6)	0,5
Қосалқы станция құрылыс проектін анықтау	(6,7)	3
Қосалқы станция ғимаратының фундамент құрылысы	(7,10)	1
Жоғарғы вольтты ажыратқыштардың бөлме құрылысы	(8,15)	2
Құрылыс материалдарын алу	(9,1)	2
Қосалқы станцияның құрылысы және монтажды жабдықтардың басталуы	(10,15)	2,5
Басқару және жүйелік бақылауды жобалау, 2-ші этап	(11,15)	1
Өлшеп-бақылағыш аппараты және автоматы алу және тапсырыс жасау, 2-ші этап	(12,15)	2
Трансформаторды алу	(13,15)	4
Жоғарғы вольтты ажыратқышты алу	(14,15)	2
Өлшеп-бақылағыш аппараты және автоматы қондыру	(15,16)	2
Қосалқы станция қондырғылар монтажын аяқтау	(16,17)	2
Қосалқы станция комиссиясын қабылдау, сынақ жүргізу	(17,18)	0,5

5.4 Обектілі смета

ТП-6/0,4кВ "Фидерная" ҚС қайта жөндеу (47 шт) үшін жұмсалған қаражат:

Жұмыстың сметалық құны – 26169,89 мың теңге;

Сметалық жұмыскер ақшасы – 1736,77 мың теңге;

Нормативті жұмыс көзі – 13,03 мың адам-сағат.

5.2 кесте - ТП-6/0,4.

№	Жұмыстың аталуы және шығын	Құрылыс монтаждық жұмыс, мың теңге	Инженерлік қондырғыларды тасымалдау, мың теңге	Жиынтық, мың теңге	Сметалық жұмыскер ақшасы, мың теңге
1	ТП-6/0,4 кВ Ф-5, Ф-11, Ф-14 фидерларына тиісті ТП лар.	6073,45	20096,44	26169,89	1736,77
	Жиыны	6073,45	20096,44	26169,89	1736,77

Кабел желілеріне жұмсалған қаражат:
Жұмыстың сметалық құны – 31295,59 мың теңге;
Сметалық жұмыскер ақшасы – 3752,93 мың теңге;
Нормативті жұмыс көзі – 122,98 мың адам-сағат.

5.3 кесте – Кабел желілері

№	Жұмыстың аталуы және шығын	Құрылыс монтаждық жұмыс, мың теңге	Жиынтық, мың теңге	Сметалық жұмыскер ақшасы, мың теңге
1	Сыртқы аудандық электр қамтамасыз ету ТП	31295,59	31295,59	3752,93
	Жиыны	31295,59	31295,59	3752,93

Өрт-күзеттік автоматтық сигнализациялау, кіру жүйесі және бейне бақылау жүйесіне жұмсалған қаражат:
Жұмыстың сметалық құны – 519,75 мың теңге;
Сметалық жұмыскер ақшасы – 100,99 мың теңге;
Нормативті жұмыс көзі – 0,53 мың адам-сағат.

5.4 кесте – Автоматты сигнализациялау және бейне бақылау

№	Жұмыстың аталуы және шығын	Құрылыс монтаждық жұмыс, мың теңге	Инженерлік қондырғыларды тасымалдау, мың теңге	Жиынтық, мың теңге	Сметалық жұмыскер ақшасы, мың теңге
1	Өрт-күзеттік автоматтық сигнализациялау, кіру жүйесі және бейне бақылау	452,05	67,7	519,75	100,99
	Жиыны	452,05	67,7	519,75	100,99

35/6 кВ «Фидерная» ҚС қайта жөндеуге жұмсалған қаражат:
Жұмыстың сметалық құны – 21755,94 мың теңге;
Сметалық жұмыскер ақшасы – 342,8 мың теңге;
Нормативті жұмыс көзі – 1,51 мың адам-сағат.

5.5 кесте – 35/6 кВ «Фидерная» ҚС

№	Жұмыстың аталуы және шығын	Құрылыс монтаждық жұмыс, мың теңге	Инженерлік қондырғыларды тасымалдау, мың теңге	Жиынтық, мың теңге	Сметалық жұмыскер ақшасы, мың теңге
1	«Фидерная» ҚС қайта жөндеу	674,14	21081,8	21755,94	342,8
	Жиыны	674,14	21081,8	21755,94	342,8

35/6 кВ «Фидерная» ҚС жүктемесін ауыстыру және 6 кВ кабел желісін кернеуі 10 кВ кабел желісіне ауыстыру.Осы құрылысқа кеткен шығындар 5.6 кестеде көрсетілген.

Құрылыстың сметалық есептік құнының соммасы – 307069,67 мың теңге;

Оның ішінде:

Қосылған салық құны – 32900,32 мың теңге.

5.6 кесте – Құрылыстың сметалық есептік құны

№	Жұмыс және шығын, обект, тарау атауы	Сметалық құны, мың теңге			Жиыны, мың теңге
		Құрылыс монтаж жұмыстары	Жабдықтар мен жиһаздар	Қосымша шығындар	
Тарау 1. Дайындалу жұмыстары					
1	Жердің құнарлы қабаттарын қалпына келтіру	5557,88			5557,88
	жиыны	**5557,88**	**0,00**		**5557,88**
2	ТП-6/0,4 кВ қайта жөндеу	6073,45	20096,44		26169,89
3	Кабел желілері	31295,59			31295,59
4	Өрт-күзеттік автоматтық сигнализациялау, кіру жүйесі және бейне бақылау	452,05	67,7		519,75
5	«Фидерная» ҚС қайта жөндеу	674,14	21081,80		21755,94
	Тарау жиыны	**38495,23**	**41245,94**		**79741,17**
	1-5 тарау жиыны	**44053,11**	**41245,94**	**0**	**85299,05**
Тарау 6. Уақытша ғимараттар мен құрылыстар					
6	Уақытша ғимараттар мен құрылыстар 4,3%х0,8	1515,43			1515,43
	Тарау жиыны	**1515,43**			**1515,43**
	1-6 тарау жиыны	**45568,54**	**41245,94**	**0**	**86814,48**
Тарау 7. Құрылысқа кеткен қосымша шығындар					
7	Қысқа уақытта жұмыс жүргізу кезіндегі қ.ш. 1,9%*0.9	779,22			779,22
8	Сіңірген уақытқа кеткен шығын, 1%			455,69	455,69

5.6 кестенің жалғасы

9	Қосымша шығынға кеткен шығын, 0,4%			182,27	182,27
	Тарау жиыны	**779,22**		**637,96**	**1417,18**
	1-7 Тарау жиыны	**46347,8**	**41245,94**	**637,96**	**88231,66**
	2001 ж. Базалық құн бойынша сметалық есеп жиыны	**46347,8**	**41245,94**	**637,96**	**88231,66**
10	2017 ж Ағымдағы бағамен сметалық есеп айырысу жиын	67847,14	60378,73	933,89	129159,76
11	Салықтар, алымдар, міндетті төлемдер, 2%			2583,20	2583,20
	2017 ж Ағымдағы бағамен сметалық құны	**67847,14**	**60378,73**	**3517,09**	**131742,96**
12	2018 ж Ағымдағы бағамен сметалық құны	43148,27	38398,64	593,92	82140,83
13	Салықтар, алымдар, міндетті төлемдер, 2%			1642,82	1642,82
	2018 ж Ағымдағы бағамен сметалық құны	**43148,27**	**38398,64**	**2236,74**	**83783,64**
14	2019 ж Ағымдағы бағамен сметалық есептеу	30200,80	26876,39	415,70	57492,89
15	Салықтар, алымдар, міндетті төлемдер, 2%			1149,86	1149,86
	2019 ж Ағымдағы бағамен сметалық құны	**30200,80**	**26876,39**	**1565,56**	**58642,74**
	2017-2019 ж.ж. ағымдағы баға жиыны	**141196,20**	**125653,76**	**7319,38**	**274169,34**
15	НДС (12%)			32900,32	32900,32
	Құрылыс құны	**141196,20**	**125653,76**	**40219,70**	**307069,67**

Экономика бөлімі бойынша сметалық есептеулерді «АВС смета» бағдарламасымен жұмыс жасай отырып есептедім. Таңдап алынған ҚС және осы ҚС дан қуат алатын ТП - ларға қажетті жабдықтарды сол бағдарламаның ішінде енгізілген баға бойынша алдым. «АВС смета» бағдарламасы өте қолайлы.

5.5 Қосалқы стансаның жылдық қаржылай шығындарын анықтау

Жылдық қаржылай шығындар қосалқы стансаның ішкі жабдық-тарының жөндеу жұмыстарына,тарату құрылғыларына және электр тарату желілеріне кететін шығындар.

Электр энергиясын тасымалдау барысында болатын желідегі шығындар жылдық қаржылай шығынға әсер етеді.

$$И_{перед} = И_{ам} + И_{др.зат}, \quad (5.1)$$

мұндағы $И_{ам}$ – амартизацияға жұмсалатын толық қаржылай шығыны, теңге/жыл;

$И_{б\ шыг}$ – және басқа да шығындардың жиынтығы, теңге/жыл;

$И_{ам}$ – амартизацияға кететін жылдық шығындар, теңге/жыл.

$$И_{ам} = \frac{а_{ам}}{100} \cdot К_{п/ст} = \frac{5}{100} \cdot 307,07 = 15,35, \text{ млн.теңге.} \quad (5.2)$$

мұндағы $а_{ам}$ – амартизацияға жұмсалатын нормалық коэффициент, 5%.

$$И_{б\ шыг} = 23,6 \text{ млн.теңге.}$$

Электр энергиясын таратудың толықтай шығыны:

$$\Sigma И_{передача} = 15,35 + 23,6, = 38,95 \text{ млн.теңге.}$$

Тасымалданатын электр энергияның өзіндік құны:

$$S_{ТАС} = \frac{\Sigma И_{ЖИБЕР}}{Э_{ЖЫЛ}}. \quad (5.3)$$

мұндағы $Э_{жыл}$ – тасымалданатын элеткр энергияның жылдық толық мөлшері:

$$Э_{жыл} = n \times К_з \times S_{ном.тр} \times cos\varphi \times 5000 \quad (5.4)$$

мұндағы n – трансформаторлар саны;

$cos\varphi$ – қуат коэффициенті, 0,8-ге тең;

$S_{ном.тр}$ – трансформатордың номиналды қуаты.

$$Э_{жыл} = 2 \times 0,6 \times 16 \times 0,8 \times 5000 = 76,8 \text{ млн кВт·сағат}$$

Қосалқы станса арқылы тасымалданатын 1 кВт·сағат электр энергия-ны өзіндік құны:

$$S_{ТАС} = \frac{38,95}{76,8} = 0,5 тенге / кВт \cdot сағат$$

Энергожүйеде тасымалданатын электр энергияның толық өзіндік құны электр энергиясын өндіретін ұйымның бағасынан (7,3 теңге), НЭС желілерінде тасымалдану тарифі бойынша (2,3 теңге), аумақтық электр желілік компанияның тарифі бойынша (5,3 теңге) және қосалқы стансаның электр энергиясын тарату өзіндік құнынан құралады.

«Фидерная» қосалқы стансасындағы электр энергия тарифі:

$$T_з = S_{ӨҰ} + T_{НЭС} + T_{РЭК} + T_{АО"ҚЭ"} = 7,3 + 2,3 + 5,3 + 0,5 = 15,4$$

теңге/кВт·сағат.

Атырау облысының электр энергия тарифі 15,94 теңге/кВт*сағат. «Фидерная» қосалқы стансасындағы электр энергия тарифі 15,78 теңге/кВт·сағ. Айырмашылығы 15,94-15,78=0,16 теңге/кВт·сағат

Тасымалданатын электр энергия мөлшерінен болжанып отырған табыс көлемі:

$$V_{АО"ҚЭ"} = 76,8 \times 15,78 = 1211,9 \text{ млн.теңге.}$$

Тасымалданатын электр энергияның қалалық желілердегі төлемдері(KEGOC):

$$V_{НЭС} = 76,8 \times 2,3 = 176,64 \text{ млн.теңге.}$$

Тасымалданатын электр энергияның ұлттық желілердегі төлемдері(Атырау Жарық):

$$V_{РЭК} = 76,8 \times 5,3 = 407,04 \text{ млн.теңге}$$

Электр энергиясын өндіретін ұйымның төлемдері:

$$V_{ӨҰ} = 76,8 \times 7,3 = 560,64 \text{ млн.теңге}$$

Электр энергиясын тасымалдауда болжанып отырған табыстың қалдығы:

$$V_Р = 1211,9 - 176,64 - 407,04 - 560,64 = 67,58 \text{ млн.теңге}$$

5.6 Өнімді өткізуден түскен пайданы есептеу

Пайда қосымша еңбек құнын немесе өндіріс процесінде алынатын қосымша құнның ақшалай көрінісін сипаттайды. Баланстық (жалпы) пайда және таза пайданың шамасы есептелінеді.

Баланстық (жалпы) пайда ($V_Р$) өткізілген өнімнің құны мен электр энергиясын өндіру,беру және амартизацияға кеткен шығындарының ($И_{АМ}$) айырымын сипаттайды.

$$П = V_Р - И_{АМ} = 67,58 - 15,35 = 52,23 \text{ млн.теңге} \qquad (5.5)$$

Таза пайдаға ($П_ч$) таза пайдадан пайдаға салынатын корпоративті салықты (ҚР-да 20% құрайды) шегеріп тастау арқылы анықталады:

$$П_ч = П - 0,2П \text{ млн.тенге} \quad (5.6)$$

$$П_ч = 52,23 - 0,2 \times 52,23 = 41,784 \text{ млн.теңге}$$

Энергобірлестік, әдетте, пайда салығын орталықтан төлеп отырады. Қосалқы стансаның жөндеу жұмыстары көп жүргізілетін және шығын мөлшері көп болатын ескірген жабдықтарын жаңа әрі мүлдем жөндеу жұмыстарын қажет етпейтін құрылғыларына ауыстырғаннан амартизацияға бөлінген қаржының 7,67 млн.теңгесін пайдаға айналады.

$$CF = 41,784 + 7,67 = 49,454 \text{ млн.теңге}$$

5.7 Жобаның тиімділігін есептеу

Электр энергетикасы капиталды қажет ететін сала болғандықтан (капиталдық салымдарды қайтару мерзімдері 3 жылдан астам) және көзге түсетін нәтижелері көбіне байқалмағандықтан, энергокәсіпорынның ұзақ мерзімді капиталдық салымдар (инвестициялар) туралы шешімдерді қабылдауы кезінде олардың тиімділігін/нәтижелілігін болжау қажеттілігі туындайды. Ол үшін келесі көрсеткіштер есептелінеді:

- таза келтірілген құн – NPV (NetPresentValue);
- инвестициялардың рентабельдік (пайдалылық) индексі – PI (ProfitabilityIndex);
- табыстылықтың ішкі нормасы – IRR (Internal Rate of Return);
- инвестициялардың дисконтталған өтелімдік мерзімі – DPB (Discounted Payback Period).

Дисконттау коэффициенті, α_t келесі формуламен есептелінеді:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+r)^{t-1}},$$

мұндағы t – дисконттауды есептеу уақыты;

r – қарастырылатын мерзім ішінде экономикадағы инфляциялық про-цестерді ескеретін әртүрлі уақыттағы шығындарды келтіру нормативі ($I_{инф}$) (дисконт нормасы), жоба табыстылығының минималды кепілді деңгейі.

Таза келтірілген құн (NetPresentValue – NPV) ақша ағындарын дисконттау әдістері тобына жатады.

I_0 – бастапқы шығындар сомасы болсын, яғни жоба басындағы инвестициялар сомасы (ΣК), PV – жобаның экономикалық өмірі бойындағы ақша ағынының қазіргі құны. Дисконтталған табыстардың жалпы жинақталған шамасы келесі формуламен анықталады:

$$PV = \sum_{t=1}^{n} \frac{CF_t}{(1+r)^t}, \quad (5.7)$$

мұндағы r – дисконт нормасы;

n – жобаны іске асыру кезеңдерінің саны;

CF_t – t кезеңінде төлемдердің таза ағыны.

5.7 кесте – Инвестициялар үшін NPV есептеу

	Ақшалық ағын CF, млн.теңге	$\frac{1}{(1+r)^2}$	Ағымдық бағасы, млн.теңге
0	307,06967	-	307,06967
1	49,454	0,9	-262,56107
2	49,454	0,81	-222,5033
3	49,454	0,73	-186,401
4	49,454	0,66	-152,27
5	49,454	0,59	-121,608
6	49,454	0,54	-92,924
7	49,454	0,48	-67,702
8	49,454	0,43	-44,953
9	49,454	0,39	-25,66
10	49,454	0,35	-8,35
11	49,454	0,31	+6,98

Таза дисконтталған құнды есептеу кестеде көрсетілгендей пайда түскенше жүргізіледі,яғни 11-ші жылға дейін.Жобаны іске асыруды баста-ғаннан кейін 11-ші жылда ТДК нөлден артық,яғни кәсіпорынға осы кезде пайда түседі.

Мен банктен 11 % тік несие алдым. «Фидерная» қосалқы станция 11 жылды пайда түсіреді.

Таза ағын CF_t таза пайда (мүмкін, оның бір бөлігі) мен амортизациялық аударымдардың жылдық сомасын құрайды.

Инвестициялардың ағымдағы құны (I_0) ағымдағы жинақталған табыстардың құнымен (PV) салыстырылады. Олардың айырмасы жобаның таза ағымдағы құнын (NPV) құрайды:[8]

$$NPV = \sum_{t=1}^{n} \frac{PV_t}{(1+r)^t} - I_O, \quad (5.8)$$

Қорытынды

Бұл дипломадық жобада АҚ «Атырау – Жарық» 2 учаскісінің электрлік торабын қайта жөндеу қарастырылып отыр. 6 кВ кабел желісін кернеуі 10 кВ кабел желісіне ауыстыру. Қайта жөндеудің мақсаты кабел желісіндегі және трансформатордағы шығынды төмендету, өткізгіштік қасиетін арттыру. РТП 3 бағдарламасын қолдана отырып есептегеуіміз бойынша кабел желісіндегі шығынымыз 65% – ға дейін төмендеді. Ал трансформатордағы шығын 6 % – ға дейін төмендеді. Ескірген кабел желілерін, жабдықтарды жаңарту. АҚ «Атырау – Жарық» учаскі 2 бөлімшесі бойынша 3 фидер таңдап алынды. Олар: ф-5, ф-11, ф-14. Осы таңдап алынған фидерлер бойынша 47 трансформатор 6/0,4 кВ, 2 жоғарғы вольтті трансформатор қуаты 16000 МВА сатып алынды.

Экономика бөлімінде 6 кВ кабел желісін кернеуі 10 кВ кабел желісіне ауыстырудың экономикалық тиімділігін есептедік. «Фидерная» ҚС қайта жөндеуге 307069670 тенге қаражат жұмсалады. Оның ішінде трансформаторлы қосалқы стансаларды қайта жөндеуге – 26169690 тенге; кабел желілеріне – 31295590 тенге; ҚС – ға – 21755940 тенге қаражат жұмсалып отыр. «Фидерная» ҚС кернеуі 10 кВ желіге ауысқаннан кейінгі шығыны төмендеп, өткізгіштік қабілеті артады. Және қайта жөндеуге кеткен қаражатты 11% – дық несиемен алған кезде осы несиені 11 жылдың ішінде жауып ары қарай таза табыс көзін ала бастайды.

Экономикалық тиімділік есептеулерінің көрсеткіштері арқылы қайта жөндеу жобасы тиімді және өтімді болып табылатынын көруге болады. Кәсіпорындағы жұмыскерлердің қауіпсіздігін қамтамасыз етуге, жобаның экологиялығына және қоршаған ортаға әсеріне қатысты сұрақтар, есептер қарастырылды.

Негізгі бөлім бойынша есептеулерді РТП 3 (Техникалық шығындарды есептеу) бағдарламасын қолдана отырып есеп жүргіздік. Ал экономика бөлімі бойынша есептеулерді АВС (Сметаны автоматты шығару) бағдарламасын қолдана отырып есептедік.

Әдебиеттер тізімі

Негізгі әдебиеттер:

1. Лыкин П.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. – Новосибирск: НГТУ, 2002. – 248 с.
2. Быстрицкий Г.Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов: Учеб. пособие для вузов/ Быстрицкий Г.Ф., Б.И.Кудрин. – М.: Издательский центр «Академия», 2003. –176 с.
3. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии: Учеб. пособие – Ростов на Дону: Феникс, Красноярск: Издательские проекты, 2008. – 720 с.
4. Фурсанов М.И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. – Мн.: УВНЦ при УП “Белэнергосбережение”, 2005. – 207 с.
5. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.А. Файбисовича. - М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2005. – 352 с.
6. Электрические сети электроэнергетических систем: Учеб. пособие. – Мн.: Университэцкае, 1999. – 255 с.
7. Петренко Л.И. Электрические сети исистемы: Киев: Высшая школа, 1981. – 60 с.
8. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
9. Электрические системы. Электрические сети. Под ред. В.А.Веникова, В.А.Строева – М.: Высш. шк., 1998. – 511 с.
10. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М: Энергоатомиздат, 1985. – 349 с.