ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр стансамарға, тораптарға және жүйелері
кафедрасы

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

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: Алматы облысының Іле ауданындағы 35кВ электр тораптарын дамыту
мамандығы бойынша

Орындаған Атағұлмаев Б.Қ (аты - жөні) Эук-13-1 (тобы)

Жетекші аға оқытушы Абдурахманов А.А.
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер:

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

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

Мөлшер бақылаушы:
аға оқытушы Соколова И.С.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
_____ «26» 05 20 16 ж.
(қолы)

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

Алматы 2016

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр энергетика факультеті
5В071800 - Электр энергетикасы мамандығы
Электр стансаларға, торапторы және жүйелері кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Атағұлмаев Бағлан Бұландағұлға
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы Алматы облысының Іле ауданындағы 35 кВ электр торапторын дамыту

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

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «____»_____20___ ж.

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

1. Жобаланатын тораптағы реактив қуат балансы және активті қуатты тұтыну
2. Электр торапының сұлбасы

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

1. Жобаланатын нысанның бастапқы мәндерін таңдау.
2. Тораптың негізгі электр жабдықтарының парам-і.
3. Трансформаторларды таңдау.
4. Электр торапының жұмыс режимдерін таңдау және есептеу.
5. Еңбек қорғау және қауіпсіздік бөлімі
6. Жобаланатын тораптың негізгі технико-экономикалық көрсеткіші.

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

1. Жобаманатын тораптың электрлік қосылу-лардың сұлбасы
2.

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

1. Справочник по проектированию электрических сетей / Под редакцией Д.Л. Файбисовича. - 3е изд., перераб. и доп. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009. - 392 с.: ил.
2. Методические указания к КП. „Развитие районной электрической сети„ по учебной дисциплине „Электроэнергетические системы и сети" / Сост: Т.Г. Дубровская, Л.С. Певзнева, Л.В. Старжинук - Смоленск. ГОУВПО СФ МЭИ (ТУ), 2002.
3. Правила устройства электроустановок - 7-е издание. - М.: ЗАО „Энергосервис", 2003.

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	қолы
Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімі	Абдимуратов Ш.С		
Экономикалық бөлім	Жакупов А.А.		
Мөлшер бақылауы	Соколова И.С.		

Диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1.	Жобаланатын нысанның бастапқы мәндері	25.01.2016 ж.	
2.	Тораптың негізгі электр жабдықтарының параметрі, электрлік қосылымдардың сұлбасы, конфигурациясы	3.02.2016 ж.	
3.	Түтынушылар трансформаторларын таңдау	14.02.2016 ж.	
4.	Электр тораптардың негізгі жұмыс режимдерін таңдау және есептеу	16.02.2016 ж.	
5.	Ең күшті трансф. ажыраған кездегі апаттан кейінгі режимді есептеу	14.03.2016 ж.	
6.	Еңбек қорғау және қауіпсіздік техникасы	02.04.2016 ж.	
7.	Экономикалық бөлім	10.04.2016 ж.	

Тапсырманың берілген уақыты «_____»_____20___ж.

Кафедра меңгерушісі _____ т.ғ.к., доцент Умбетсунов Е.К.
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Жоба жетекшісі _____ аға оқытушы Абдурахманов А.А
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент _____ Атағұлмаев Б.Қ.
(қолы) (аты -жөні)

Аннотация

В дипломном проекте рассмотрены вопросы расчета режимов электрической сети 35 кВ Илийского района Алматинской области в связи с ростом промышленности и вводом в эксплуатацию новых населенных пунктов, и для дальнейшего развития электрической сети.

Расчет потребности в активной и реактивной мощности и произвести выбор мощности трансформатора.

Для этого произведен анализ работы электрической сети в максимальном и минимальном режиме.

Annotation

The thesis project addressed issues of calculation of modes of electric networks of 35 kV Ili district of the Almaty region in connection with the growth of industry and the commissioning of new settlements, and for further development of the electrical network.

Calculate your needs in the active and reactive power and produce a variety of transformer capacity.

For this analysis work performed in the mains mode, maximum and minimum.

Андатпа

Дипломдық жобада өндірістің өсуіне және жаңа елді мекндердің қалыптасуына байланысты Алматы облысы, Іле ауданындағы 35 кВ электр тораптарының режимдерін есептеу және электр тораптарын ары қарай дамыту сұрақтары қарастырылған.

Активті және реактивті қуаттарының қажеттілігін есептеу және трансформаторлардың қуатын таңдау жүргізілген.

Ол үшін максималды және минималды режимдердегі электр тораптарынң жұмысына талдау жүргізілген.

Мазмұны

Кіріспе 7
1. Жобаланатын нысанның бастапқы мәндерін талдау 8
1.1 Бастапқы мәндерді талдау 8
1.2 Жобаланатын тораптағы реактивті қуат балансы және активті қуатты тұтыну 9
1.3 Реактивті қуат балансын құру 12
2 Тораптың негізгі электр жабдықтарының параметрлері, электрлік қосылулардың сұлбасы, номиналды кернеуі, конфигурациясы 16
2.1 Торапты дамыту сұлбасының оңтайлы нұсқасын құру 16
2.2 Кернеуді таңдау 18
2.3 Сымның қималарын таңдау 19
3 Тұтынушылардағы трансформаторларды таңдау 21
3.1 Ең тиімді нұсқаны технико-экономикалық негіздеу 23
4. Электрлік тораптың негізгі жұмыс режимдерін талдау және есептеу. Кернеуді реттеу. 32
4.1 Электрлік тораптың негізгі жұмыс режимдерінің сипаттамасы 32
4.2 Қарымталаушы құрылғылары (ТҚ) ажыратылған жүктемесі жоғары режимін талдау және есептеу 33
4.3 Қарымталаушы құрылғылары (ҚҚ) қосылған ең жоғары жүктеме режимін және қорек көзіндегі кернеудің өзгеруін талдау және есептеу 34
4.4 Жүктемесі аз режимді талдау және есептеу 38
4.5 Ең көп жүктелген желідегі ИП1 – 5 тізбек ажыраған кездегі апаттық режимді талдау және есептеу 39
4.6 Ең күшті трансформатор ажыраған кездегі апаттан кейінгі режимді талдау және есептеу 40
4.7 ИП-5 ең көп жүктелген желісінің бір тізбегу ажыратылған кезде, УПК желісіне қосылған режимді талдау және есептеу 41
4.8 Электр тораптарындағы кернеуді реттеу 44
5. Еңбекті қорғау және қауіпсіздік техникасы 47
5.1 Қауіпсіздік техникасы және еңбекті қорғау нормалары 47
5.2 Жерлендіру және найзағайдан қорғаныс құралдарын есептеу 48
5.3 Жерлендіргіш құрылғыларын есептеу 51
6 Жобаланған тораптың негізгі технико-экономикалық көрсеткіштері 54
6.1 Электр энергияны жіберудің өзіндік құны 56
6.2 Амортизациялық аударымдар 57
6.3 Еңбек ақыға бөлінген шығындар 58
6.4 Жабдыққа қызмет көрсетуге бөлінген шығындар 59
6.6 Электр энергия шығынының құны 60
6.7. 1кВт·сағ электр энергияны жіберудің толық құны 60
6.8 Бизнес жоспар құру 61
Қорытынды 63
Қосымша 64

Әдебиеттер тізімі 75

Кіріспе

Бұл дипломдық жобада жаңа электр энергия тұтынушылардың қосылуына және жүктеменің өсуіне, тораптың негізгі режимдерін талдау мен есептеуге байланысты Алматы облысы, Іле ауданындағы 35 кВ электр тораптарын дамыту сұлбасын таңдау қарастырылады.

Тұтынушыларды электрмен қаматамассыз ету үшін екінші қорек көзін іске қосу керек (бірінші қорек көзі жүктеменің өсуін жаба алмайды). Екінші қорек көзі ретінде энерго жүйенің түйінді қосалқы станциясы қолданылады.

Бастапқы мәләметтер: тораптың параметрлері мен конфигурациясы (трансформаторлардың түрі мен қуаты, қосалқы станция сұлбалары, желі сымдарының қимасы мен кернеуі), жаңа орындардың географилық орналасуы, электр энергияның тұтынушылары туралы мәліметтер (жүктеме графиктері, қуат коэффициенттері, номиналды кернеулер, сенімділік категориясы бойынша тұтынушылар құрамы), сонымен қатар қорек көздері туралы мәліметтер (түрі, әр түрлі режимдерде шиналардағы кернеуі, генераторлардың қуат коэффициенті) болып табылады. Осыған байланысты, жобаланатын ауданды, жаңа тұтынушыларды және қорек көздерін сипаттау және ауданға қажет активті қуат пен энергияны анықтау, жобаланатын тораптың реактивті қуат балансын құру керек болады.

Осыдан кейін торапты дамытудың сұлбасының кем дегенде екі нұсқасын тұрғызу керек, олардың әр қайсысы үшін жаңа ҚС мен ӘЖ параметрлері анықталады және тұтынудың өсуіне байланысты орнатылған жабдықтар техникалық шектеулер бойынша тексеріледі. Содан соң, қарастырылатын нұсқалар үшін технико-экономикалық салыстыру жүргізіледі, олардың нәтижесі бойынша торапты дамыту сұлбасының ең тиімді нұсқасы таңдалады.

Таңдалған нұсқа үшін ЭЕМ көмегімен RASTR бағдарламасында жұмыстың негізгі режимдеріне талдау және есептеу жүргізіледі. Жобаның соңғы есептік деңгейі тұтынушылардың кернеуін реттеу болып табылады. Дипломдық жобада электр энергия шығынына және электр энергияның коммерциялық және техникалық шығындарын төмендету бойынша іс шараларға көп көңіл бөлінеді. Сонымен қатар, қауіпсіздік техникасы бойынша сұрақтар және электрлік токпен зақымданудан қорғау үшін құралдардың түрлері қарастырылады.

1. Жобаланатын нысанның бастапқы мәндерін талдау

1.1 Бастапқы мәндерді талдау

Іле ауданы Алматы қаласына жақын орналасқан және ЭҚЕ сәйкес жел қысымы бойынша (650 Па) III ауданға жатады, III аудан көк тайғақ бойынша (көк тайғақтың қалыңдығы 5...10 мм). Карта бойынша жауын-шашынның орта жылдық ұзақтығы 60 – 80 сағат. Сымдардың ауытқуы бойынша – I деңгей, яғни, сымдарың ауытқуы бір қалыпты аудан (ауытқудың қайталануы 10...20 жылда 1 рет).

Аумақтың көп бөлігі – жазық. Ауа райы – континентті. Жері – қара топырақты жазық.

Ауданда ауылшаруашылық, өндірістік және тағам өндірісі дамуда.

Аудандық электрлік торап электр энергия тұтынушылардың 5 орнынан тұрады. Тұтынушылардың сипаттамасы, ӘЖ мен ҚС 1.1 және 1.2 кестеде көрсетілген. Тораптың сұлбасы 1.1 суретте көрсетілген.



1.1 сурет – 35 кВ тораптың қазіргі сұлбасы

1.1 кесте – ҚС және тұтынушылардың сипаттамасы

Пункттің мәліметтері		1	2	3	4	5
Ең үлкен қысқы жүктеме, мың.кВт		8	1,5	0,9/1,3	1,2	1,6/2,2
Қуат коэффициенті		0,88	0,9	0,89	0,89	0,9
Тұтыну-шылар құрамы	I к.	10	25	20	30	20
	II к.	20	25	20	20	50
	III к.	70	50	60	50	30
Екінші тораптың номиналды кернеуі		10	10	10	10	10
Трансформаторлардың қуаты, МВА		ТМН-2х6300/35	ТДН-1600/35	ТДН-1600/35	ТДН-1600/35	ТДН-2500/35

1.2 кесте – ӘЖ сипаттамасы

Параметрі	Есептік аумақтары				
	ИП-1	2-3	ИП-2	ИП-5	5-4
L,км	4,95	13,3	12,5	36,3	3,3
U,кВ	35	35	35	35	35
F,мм^2	95	120	120	150	70

Жүктеменің жаңа 6 және 7 пункттері пайда болатындықтан тарапты дамыту қарастырылады, олардың жүктемесі 1,8 және 1,9 МВт құрайды. 3 және 5 пункттерде жүктеме өсті, бұл ол жерде күрделі тұтынушылардың пайда болғанын, жұмыс жасап тұрған кәсіпорындарда қуаттың өскенін, сонымен қатар электр энергияның тұрмыстық тұтынушыларының артқанын көрсетеді. 3 ші пункттегі жүктеме 1,3 МВт, ал 5 пункттегі жүктеме – 2,2 МВт құрайды. 6 және 7 пункт I, II және III дәрежедегі тұтынушылардан тұрады. Екінші тораптағы номиналды кернеу 10 кВ құрайды. Таратушы тораптың пунктарындағы жүктеменің қуат коэффициенті өзгермеген, және 0,88 – 0,90 шегінде орналасқан. Басқа пункттердегі жүктеме өзгермейді.

Қорек көзі ҚК – 1 күшті аудандық «Өтеген Батыр» 110/35/10 кВ қосалқы станция болып табылады. Дамушы электрлік торап 35 кВ кернеуден қорек алады. Жүктеме жоғары кезде қорек көзі шинасындағы кернеу номиналдыдан 104 %, жүктеме төмен кезде номиналдыдан 100 %, қоректендіруші тораптың күрделі апаты кезінде номиналдыдан - 104 %. Қуаттың орта номинал коэффициенті cosφ= 0,9 тең.

1.2 Жобаланатын тораптағы реактивті қуат балансы және активті қуатты тұтыну

1.2.1 Ауданға қажет активті қуатты және энергияны анықтау

Электр энергиядағы келешектегі қажеттілікті анықтау энергетикалық жүйе бойынша электр энергия балансын тұрғызу және жаңа энергия көздерін енгізі қажеттілігін анықтау мақсатымен жүргізіледі. Кернеудің кез келген деңгейінде тораптың электрлік жүктемесін анықтау энергетикалық жүйені

дамытуды жобалау кезінде пайда болатын көптеген тапсырмаларды шешу, оның ішінде түрлендірілетін қуат құрылымы мен көлемін, электр тораптарының сұлбасы мен кернеуін, негізгі жабдықтарды, торап жұмысының режимдерін есептеу үшін қажет.

Жүктеменің қыстық графигі үшін барлық пункттердегі жүктеме графиктерін қосып, жүктеменің максималды активті қуатын, сонымен қатар қорек көздерінің активті қуатын шығынды есептеусіз табамыз:

$$P_{\Sigma} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7, \text{МВт} \qquad (1.1)$$

Қысқы мерзім үшін әрбір пункттің жүктеме графиктерінің қосындысы 1.3 кестеде келтірілген.

1.3 кесте – Қысқы мерзім үшін ір пункттің жүктеме графигі

	t, сағ	0-4	4-8	8-12	12-14	14-18	18-20	20-24
Дамығанға дейін	P_1, МВт	3,2	5,8	8	5,8	8	5,8	3,2
	P_2, МВт	0,5	1,0	1,5	1,2	1,5	1,0	0,5
	P_3, МВт	0,46	1,1	1,3	1,1	1,3	1,1	0,46
	P_4, МВт	0,38	1,0	1,2	1,0	1,2	1,0	0,38
	P_5, МВт	1,2	1,4	2,2	1,4	2,2	1,4	1,2
	P_{Σ}, МВт	5,74	10,3	14,2	10,3	14,2	10,3	5,74
Торапты дамытқаннан кейін	P_1, МВт	3,2	5,8	8	5,8	8	5,8	3,2
	P_2, МВт	0,5	1,0	1,5	1,2	1,5	1,0	0,5
	P_3, МВт	0,46	1,1	1,3	1,1	1,3	1,1	0,46
	P_4, МВт	0,38	1,0	1,2	1,0	1,2	1,0	0,38
	P_5, МВт	1,2	1,4	2,2	1,4	2,2	1,4	1,2
	P_6, МВт	1,36	1,52	**1,8**	1,52	1,8	1,52	1,36
	P_7, МВт	1,4	1,54	**1,72**	1,54	1,72	1,54	1,4
	P_{Σ}, МВт	8,5	13,36	**17,72**	13,36	17,72	13,36	8,5
	P_{Σ}, МВт	5,8	8,4	**10,12**	8,4	10,12	8,4	5,8
	$P_{ИП2}$, МВт	2,7	4,96	**7,6**	4,96	7,6	4,96	2,7

Пункттердің қыстық жүктемесінің барлқ максимумы

$$P_{\Sigma мак} = 17{,}72 \text{ МВт}$$

Есептеудің бірінші кезеңінде шығынды $P_{\Sigma мак}$ -нан 5% тең деп аламыз: сонда есептік максималды жүктеме шығынның есебімен кеесіге тең болады:

$$P_{рас.мак.} = 1{,}05 \cdot P_{\Sigma мак} = 18{,}6 \text{ МВт}$$

Электр энергияның жылдық тұтынылымын анықтаймыз, ол тәулік сандарының есебімен қыстық және жаздық тұтынудан тұрады.

$$W_{год} = W_{сут.\ зим.} \cdot n_{зим} + W_{сут.\ лет.} \cdot n_{лет} \quad (1.2)$$

мұндағы $W_{тәул.қыс}$ – жылдың қысқы мерзімінде электр энергисының тәуліктік тұтынылуы, МВт/тәулік.;

$$W_{тәул.қыс} = P_{тәул.қыс.} \cdot t_{\sum} = 3{,}2 \cdot 8 + 5{,}8 \cdot 10 + 8 \cdot 6 = 131{,}6 \text{ МВт·сағ}$$

$P_{тәул.қыс.}$ – қысқы мерзімдегі тәулік ішінде қолданылатын қуат, МВт

$W_{тәул.жаз}$— жылдың жаз мерзімінде электр энергияның тәуліктік тұтынылуы, МВт/сут.;

$$W_{сут.лет} = P_{сут.лет.} \cdot t_{\sum} = 0{,}5 \cdot W_{сут.зим} = 0{,}5 \cdot 131{,}6 = 65{,}8 \text{ МВт·сағ}$$

$P_{тәул.жаз.}$ – жазғы мерзімде, тәулік ішінде тұтынылатын қуат, МВт

$N_{қыс}$ – қысқы мерзімдегі күндердің саны, күндерді (жобаланатын аудан үшін $n_{қыс}$=200 күн деп аламыз);

$N_{қыс}$ – жазғы мерзімдегі күндердің саны, күндерді (жобаланатын аудан үшін $n_{жаз}$=165 күн деп аламыз).

Электр энергияның жылдық тұтынылуын есептеу

- тәуліктік тұтынылуы:

$$W_{тәул.қыс} = 3{,}2 \cdot 8 + 5{,}8 \cdot 10 + 8 \cdot 6 = 131{,}6 \text{ МВт·сағ}$$

- жылдық тұтынылуы:

$$W_{жыл.қыс} = n_{қыс}\ W_{тәул.қыс} = 200 \cdot 131{,}6 = 26320 \text{ МВт·сағ}$$

Жазғы мерзімде электр энергияның максимал тұтынылуын есептеу келесідей болады:

- тәуліктік тұтынылуы:

$$W_{\sum тәул.жаз} = 1{,}05\ W_{тәул.қыс} = 0{,}5 \cdot 131{,}6 = 65{,}8 \text{ МВт·сағ}$$

- жылдық тұтынылуы:

$$W_{тәул.жаз} = n_{жаз}\ W_{тәул.жаз} = 165\ 131{,}6 = 10857 \text{ МВт·сағ}$$

Осылайша басқа да пунктар үшін электр энергияның тұтынылуына есептеу жүргіземіз. Алынған нәтижелерді 2.4 кестеге енгіземіз.

1.4 кесте – Электр энергияның тұтынылуының есептік мәндері

Параметрлері	Трансформаторлы пункттер						
	1	2	3	4	5	6	7
$W_{қыс}$, МВт·сағ	131,6	23,4	21,88	20,24	36,8	36,88	36,92
$W_{жаз}$, МВт сағ	65,8	11,7	10,94	10,12	18,4	18,44	18,46
$W_{жыл}$, МВт ·	37177	6611	6181	1670	10396	10419	10430

Жалпы электр энергияның тұтынылуы келесіні құрайды:

$$W_{\sum жыл} = W_{жыл\ 1} + W_{жыл\ 2} + W_{жыл.2} + W_{жыл\ 4} + W_{жыл.5} + W_{жыл.6} + W_{жыл.7} =$$
$$= 37177+6611+6181+1670+10396+10419+10430=82884\ МВт·сағ$$

1.3 Реактивті қуат балансын құру

Қажетті реактивті қуат жүктеменің барлық реактивті максимал қуатынан, желідегі реактивті қуат шығынынан, трансформатордағы реактивті қуат шығынынан жиналады, желінің зарядты қуаты шегеріледі.

$$Q_{потр.} = Q_{\sum наг.} + \Delta Q_{вл} + \Delta Q_{т} - Q_{зар.вл.} \qquad (1.3)$$

мұндағы $Q_{\sum наг}$ – жүктеменің барлық реактивті қуаты, кВар;

$\Delta Q_{вл}$ – электр беріліс желісіндегі реактивті қуат шығындары, кВар;

$\Delta Q_{т}$ – трансформатор орамасындағы реактивті қуат шығыны, кВар;

$Q_{зар.вл}$ – электр беріліс желісінің зарядты қуаты, кВар.

Егер желісінің зарядты қуаты және электр беріліс желісіндегі реактивті қуат шығыны тең деп есептесек, онда:

$$\Delta Q_{вл} \approx Q_{зар.вл} \qquad (1.4)$$

қажетті реактивті қуат келесіге тең болады:

$$Q_{потр.} = Q_{\sum наг.} + \Delta Q_{т} \qquad (1.5)$$

Жүктеменің толық максимал қуатының 10 % құрайтын, трансформатордағы реактивті қуат шығынын табамыз. Максималды толық қуат 8 нен 12 аралығында 14-18 сағатта ағады:

$$S_{\sum мак} = \frac{P_{1мак}}{\cos\varphi_1} + \frac{P_{2мак}}{\cos\varphi_2} + \ldots\ldots \frac{P_{lмма}}{\cos\varphi_1}, МВА \qquad (1.6)$$

мұндағы $P_{1мак.}$, $P_{2мак.}$ – әр пункттің максималды есептік активті қуаты, МВт;

$\cos\varphi_1$, $\cos\varphi_2$ – активті қуат коэффициенті, салыстырмалы бірлікте.

$$S_{\sum мак} = \frac{8}{0,8} + \frac{1,5}{0,85} + \frac{1,3}{0,9} + \frac{1,2}{0,87} + \frac{2,2}{0,85} + \frac{1,8}{0,8} + \frac{1,72}{0,83} = 21,5 \text{ МВА}$$

Сонда трансформатордағы реактивті қуат шығыны келесіге тең:

$$\Delta Q_{т.} = 0,1 \cdot S_{\sum мак.} = 0,1 \cdot 21,5 = 2,15 \text{ МВар}$$

Бірінші пунктте реактивті қуатты табамыз:

$$Q_{0-4} = P_{0-4} \cdot tg(\arccos\varphi_1) = 3,2 \cdot tg(\arccos 0,8) = 1,73 \text{ МВар}$$

$$Q_{4-8} = P_{4-8} \cdot tg(\arccos\varphi_1) = 5,8 \cdot tg(\arccos 0,8) = 2,96 \text{ МВар}$$

$$Q_{8-12} = P_{8-12} \cdot tg(\arccos\varphi_1) = 8,0 \cdot tg(\arccos 0,8) = 4,1 \text{ МВар}$$

$$Q_{12-14} = P_{12-14} \cdot tg(\arccos\varphi_1) = 5,8 \cdot tg(\arccos 0,8) = 2,96 \text{ МВар}$$

$$Q_{14-18} = P_{0-4} \cdot tg(\arccos\varphi_1) = 8 \cdot tg(\arccos 0,8) = 4,1 \text{ МВар}$$

$$Q_{18-20} = P_{0-4} \cdot tg(\arccos\varphi_1) = 5,8 \cdot tg(\arccos 0,8) = 2,96 \text{ МВар}$$

$$Q_{20-24} = P_{0-4} \cdot tg(\arccos\varphi_1) = 3,2 \cdot tg(\arccos 0,8) = 1,73 \text{ МВар}$$

Активті қуат жүктемесінің графигіне ұқсас реактивті қуаттың жүктеме графигін тұрғызамыз.

Қысқы мерзім үшін пункттердің реактивті қуатының тәуліктік графигі 1.3 кестеде келтірілген.

1.3 кесте – Қысқы мерзім үшін пункттердің реактивті қуатының тәуліктік графигі

Параметрі	Тәулік уақыты						
	0 - 4	4 - 8	8 - 12	12 - 14	14-18	18 - 20	20 - 24
Q_1, Мвар	1,73	2,96	4,1	2,96	4,1	2,96	1,73
Q_2, Мвар	0,31	0,62	0,93	0,62	0,93	0,62	0,93
Q_3, Мвар	0,22	0,53	0,63	0,53	0,63	0,53	0,22
Q_4, Мвар	0,215	0,57	0,68	0,57	0,68	0,57	0,215
Q_5, Мвар	0,74	0,87	1,36	0,87	1,36	0,87	0,74
Q_6, Мвар	0,74	0,82	0,93	0,82	0,93	0,82	0,93
Q_7, Мвар	0,67	1,03	1,16	1,03	1,16	1,03	0,67
Q_Σ, Мвар	3,625	7,4	9,79	7,4	9,79	7,4	3,625

Сонымен:

$$Q_{\Sigma рас} = 41{,}63 \text{ МВар}$$

Қажетті реактивті қуатты анықтаймыз:

$$Q_{потр..} = Q_{\Sigma. рас.} + \Delta Q_{т.} = 41{,}63 + 2{,}15 = 43{,}78 \text{ МВар}$$

Қорек көзінің реактивті қуаты

$$Q_{ип..} = S_{рас} \cdot tg\varphi = 21{,}5 \cdot 0{,}46 = 9{,}9 \text{ МВар}$$

$Q_{ип..} < Q_{потр.} = 9{,}9 < 43{,}78$ МВар болғандықтан, қосалқы станцияларда қуаты $Q_{ку}$ қарымталау құрылғыларының жүктеме пункттерін қолдану қажет.

Қарамталаушы құрылғылардың есептік реактивті қуатын анықтаймыз:

$$Q_{ку..} = Q_{потр..} - Q_{ип..} = 43{,}78 - 9{,}9 = 33{,}88 \text{ МВар}$$

Барлық пункттерге қарымталаушы құрылғыларды БСК орнатамыз.

j- пункті үшін қарымталаушы құрылғыларға қажет қуат келесі формула бойынша анықталады:

$$Q_{i\ ку.\ рас..} = P_i[tg(\arccos\varphi_i) - tg(\arccos\varphi_{нор})]$$

мұндағы $tg(\arccos\varphi_{нор})$ – реактивті қуаттың нормативті коэффициенті, салыстырмалы бірлікте ($tg(\arccos\varphi_{нор}) = 0{,}4$ деп аламыз).

Қарымталаушы құрылғылардың реактивті қуатының есептік мәндерін анықтаймыз, ол үшін қарымталаушы құрылғыларға қажет реактивті қуатты есептеу үшін кесте құрамыз.

1.4 кесте – Қарымталаушы құрылғыларды есептеу үшін есептік мәндер

Есептік мәндер	Трансформаторлы пункттер						
	1	2	3	4	5	6	7
$P_{мах}$, МВт	8	1,5	1,3	1,2	2,2	1,8	1,72
tgφ, о.е.	0.54	0,62	048	0,57	0,62	0,54	0,67

Әр пункттар үшін қарымталаушы құрылғылардың реактивті қуатының есептік мәнін 1.5 кестеге енгіземіз.

1.5 кесте – Қарымталаушы құрылғыларға қажет реактивті қуат мәндері

Есептік мәндер	Трансформаторлы пункттер						
	1	2	3	4	5	6	7
$Q_{ку.,\ жел}$,МВАр	1,12	0,93	0,62	0,68	1,58	0,97	1,15

Әр пункт үшін қарымталаушы құрылғылардың қажет санын табамыз. Батареялардың саны екі немесе төрт еселі болуы керек.

Реактивті қуаттың жаңа мәні және cosφ:

$$Q'_i = Q_i - Q_{ку.жел} \tag{1.7}$$

$$\cos\varphi = \cos(\text{arctg}\left(\frac{Q'_i}{P_i}\right) \tag{1.8}$$

1.6 кесте - Q мәндерін есептеу, cos

Параметрлері	Трансформаторлы пункттер						
	1	2	3	4	5	6	7
$Q_{ку.,\ жел}$, ***МВАр***	1,12	0,93	0,62	0,68	1,58	0,97	1,15
Қайта жөндеуге дейінгі ҚҚ саны	2×УКЛ 56-10,5-300	2×УКЛ 56-10,5-300	2×УКЛ 56-10,5-300	2×УКЛ 56-10,5- 250	2×УКЛ 56-10,5-450	-	-
Қайта жөндеуден кейін ҚҚ түрі .	2×УКЛ 56-10,5-450	2×УКЛ 56-10,5-450	2×УКЛ 56-10,5-300	2×УКЛ 56-10,5- 300	2×УКЛ 56-10,5-600	2×УКЛ 56-10,5-450	22×УКЛ 56-10,5-450
Qку, МВАр	0,9	0,9	0,6	0,6	1,2	0,9	0,9
Q, МВАр	1,12	0,93	2,77	0,62	1,58	0,97	1,15
Q`, МВАр	0.22	0.03	10,77	6,87	8,52	6,99	3,51
cos(φ`)	0,932	0,932	0,928	0,928	0,932	0,932	0,932
tg(φ`)	0,39	0,39	0,4	0,4	0,39	0,39	0,39

2 Тораптың негізгі электр жабдықтарының параметрлері, электрлік қосылулардың сұлбасы, номиналды кернеуі, конфигурациясы

2.1 Торапты дамыту сұлбасының оңтайлы нұсқасын құру

Торапты дамыту сұлбасын орындаудың бірнеше нұсқасын құрамыз, әр бір нұсқа үшін әуе желісінің барлық ұзындығын табамыз.

Сұлба нормативті құжаттарда көрсетілген шарттардағы пайдалану көрсеткіштерін сақтап, функцияны қамтамассыз ету керек.

Торап сұлбасы икемді, тұтынушылардың жүктемесінің өзгеруі нәтижесінде пайда болатын, сонымен қатар тораптың жеке элементтерінің жоспарлы және апатты ажырату кезінде қуатты таратудың әр түрлі режимдеріне бейімді болуы керек.

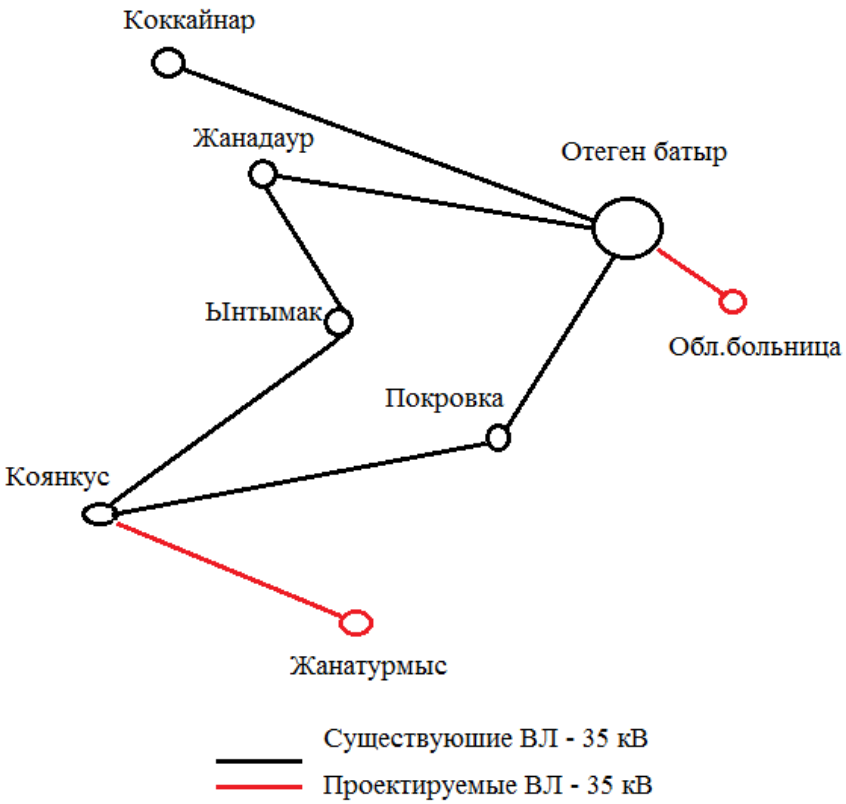
Торап сұлбасы осында орналасқан барлық тұтынушыларды кешенді электрмен жабдықтау үшін аумақты максимал алатындай құрылуы керек.

Сұлба қысқа тұйықталу тогының оңтайлы деңгейін қамтамасыз етуі керек.

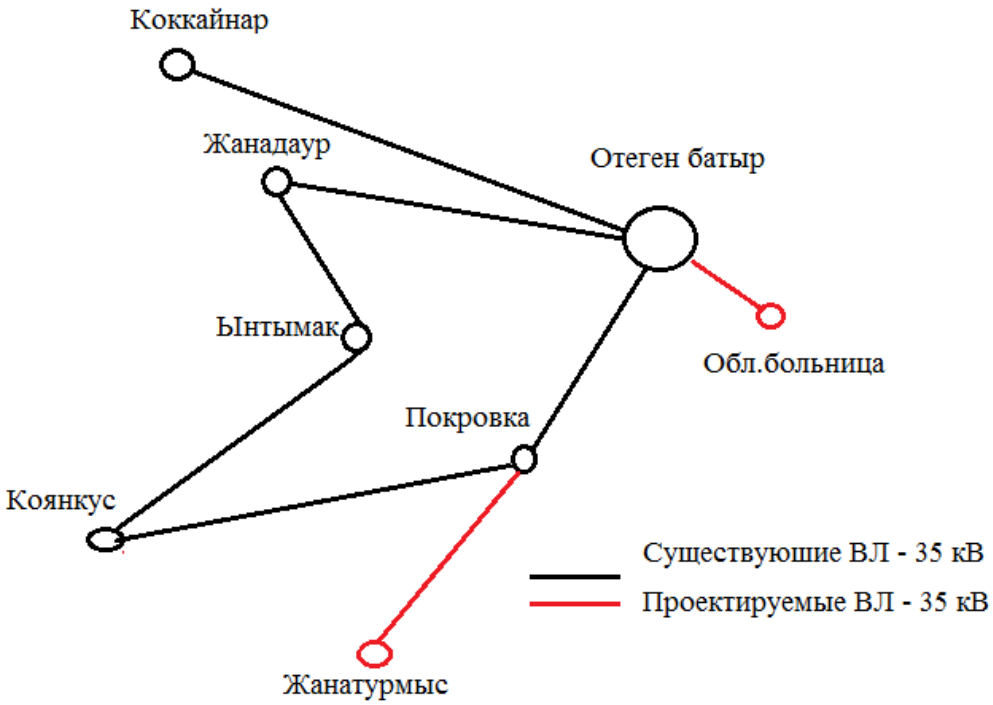
Электр тораптарын тұрғызу қоршаған ортаны қорғау шарттарына сәйкес болуы қажет, бұл сұлбаны таңдау кезінде екі тізбекті ӘЖ қолдану жолымен жердің электр торапты құрылысы үшін игерілетін жердің ауданын кішірейту, қосалқы станцияның қараайым сұлбалары.

Торап сұлбасы мен конфигурациясына қойылатын талаптардың ең маңыздысы оны қосалқы станция мен желінің жүйеленген (бірыңғайландырылған) элементтерінен тұрғызу болып табылады. Мұндай элементтердің экономикалық негізделген минимумын қолдану сұлбаны жщүзеге асыруға жұмсалатын шығындарды төмендетуге мүмкіндік береді. Сонымен қатар, сұлба нұсқаларын құру кезінде жұмыс жасап тұрған торапты минималды қайта жөндеу бойынша талаптарды ескеру керек.

Осы талаптарға сәйкес сұлбаның екі нұсқасын құрамыз (2.1 сурет – сұлбаның I және II нұсқасы).



2.1 сурет – 35 кВ тораптарын жобалау сұлбасы (I нұсқа)



2.2 сурет – 35 кВ тораптарын жобалау сұлбасы (II нұсқа)

Жоғарыда көрсетілген талаптарға сәйкес №1 және №2 нұсқаларды қарастырамыз.

2.2 Кернеуді таңдау

Барлық пункттарда бірінші дәрежедегі тұтынушылар бар, демек барлық желілерді бір тізбекті қылып орындаймыз (n = 1).

Барлық әуе желілері үшін номиналды кернеуді таңдаймыз.

$$U_{ВЛ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ВЛ}} + \frac{2500}{P_{ВЛ}}}} \qquad (2.1)$$

мұндағы $P_{ВЛ}$ – бір тізбек бойынша берілетін қуат, МВт,

$\ell_{ВЛ}$ – желінің ұзындығы, км.

Егер Илларионов Г.А. формуласы бойынша $U_{ВЛ} \geq 20$ кВ, онда $U_{ном} \geq 35$ кВ деп алу ұсынылады.

Егер $U_{ВЛ} < 20$ кВ болса, онда $U_{ном} = 35$ кВ деп аламыз.

Торап сұлбасының №1 нұсқасы үшін желі кернеуіне таңдау жүргіземіз.

Кернеуді анықтамас бұрын, тораптың екі нұсқасы үшін желі бойынша аетивті қуат ағынын (қуат шығынын ескермейміз) табамыз.

Екі нұсқада да 1,2 және 4 пунктардағы жүктеме өзгермегендіктен, ИП-1, ИП-2 және 2-4 желілері бойынша қуат ағыны да өзгермеген, кернеу де сол қалпында қалады, сондықтан бұл желілерде кернеуге таңдау жүргізу тиімді емес болып саналады.

2.1 кесте - №1 сұлба үшін кернеу таңдау

ӘЖ бөлімдері	Параметрлері			Тәулік уақыты						
	L, км	P, МВт	Uн, кВ	0-4	4-8	8-12	12-14	14-18	18-20	20-24
ИП	36,3	$P_{ИП}$	35	5,48	9,34	12,42	9,34	12,42	9,34	5,48
ИП-2	8,8	P_2	35	0,5	1,0	1,5	1,0	1,5	1,0	0,5
2-4	9,2	P_4	35	0,38	1,0	1,2	1,0	1,2	1,0	0,38
ИП-1	7,5	P_1	35	3,2	5,8	8,0	5,8	8,0	5,8	3,2
ИП-7	10,8	P_7	35	1,4	1,54	1,72	1,54	1,72	1,54	1,4
3-5	9,95	P_5	35	1,2	1,4	2,2	1,4	2,2	1,4	1,2
3-6	12,6	P_6	35	1,36	1,52	1,8	1,52	1,8	1,52	1,36
ИП-3	24,75	$P_{ИП-3}$	35	2,56	2,92	4,0	2,92	4,0	2,92	2,56

2.2 кесте - №2 сұлба үшін кернеуді таңдау

ӘЖ бөлімдері	Параметрлері			Тәулік уақыты						
	L, км	P, МВт	Uн, кВ	0-4	4-8	8-12	12-14	14-18	18-20	20-24
ӘЖ	L, км	P, МВт	35	0,5	1,0	1,5	1,0	1,5	1,0	0,5
ИП-3		P_2	35	0,38	1,0	1,2	1,0	1,2	1,0	0,38
		P_4	35	3,2	5,8	8,0	5,8	8,0	5,8	3,2
		P_1	35	1,4	1,54	1,72	1,54	1,72	1,54	1,4
		P_7	35	5,48	9,34	12,42	9,34	12,42	9,34	5,48
	24,75	$P_{ип-3}$	35	1,4	1,54	1,72	1,54	1,72	1,54	1,4
ИП-7	10,8	$P_{ИП-7}$	35	11,6	19,8	37,6	46,8	31,4	11,6	
3-5	9,95	$P_{ИП}$	35	1,2	1,4	2,2	1,4	2,2	1,4	1,2
5		P_5	35	1,36	1,52	1,8	1,52	1,8	1,52	1,36
6		P_6	35	2,56	2,92	4,0	2,92	4,0	2,92	2,56
3+5		P_{3-5}	35	1,36	1,52	1,8	1,52	1,8	1,52	1,36
5-6	15,2	P_6	35	3,92	4,44	5,8	4,44	5,8	4,44	3,92

2.3 Сымның қималарын таңдау

Кернеуі 500 кВ дейінгі ӘЖ жобалау кезінде сымдардың қимасын таңдау нормаланған жалпы көрсеткіштер бойынша жүргізіледі. Бұндай көрсеткіштер ретінде токтығыздығының экономикалық мәні қолданылады. Сонымен бірге, бұл мәндердің жобаланатын желіге ғаң қатысты екенін және жұмыс жасап тұрған торап жүктемесінің экономикалық критерийі болып табылмайтынын ескеру керек. Бұндай желілерде қосымша тізбектерді төсеу немесе сымдарды қимасы жоғары сымдармен ауыстыру кезінде ток тығыздығының нормативті шамасын арттыруға (екі есеге дейін) рұқсат етіледі [1].

Тек қана тораптың дамуына байланысты қуат ағыны өзгеретін жұмыс жасап тұрған желілер мен жаңа желілерді қарастырамыз.

Көктайғақ бойынша аудан - III. Тізбек саны: n = 1.

Тірек түрі: ӘЖ – 35 кВ – темірбетонды (Т/Б) біртізбекті;

ӘЖ – 10 кВ - темірбетонды (Т/Б) біртізбекті;

Осылайша, 1,2 және 4 пункттері үшін кернеу мен қуат таңдалған нұсқалар үшін өзгеріссіз қалғандықтан (торап дамымағанға дейінгідей), сымдарды ауыстыру тиімді емес. Осылайша, сұлба нұсқалары үшін:

ИП-1-АС-95/16; ИП-1-АС-70/11;2-4-АС-70/11

Сұлба №1.

Бөлімше ИП – 3.

Есептік ток жүктемесін табамыз:

ИП – 3 бөлімшеде есептік токты анықтаймыз

$$I_{ИП-3} = \frac{S_{рас.мп-3}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 82{,}6 \text{ А}$$

мұндағы $S_{рас.ип-3}$ –ИП-3 бөлімшесіндегі есептік жүктеме, МВА

$U_{ном.}$ – тораптың номиналды кернеуі, кВ

$$S_{рас.ип-3} = \frac{И_{рас.мп-3}}{\cos\varphi} = \frac{4}{0,8} = 5 \text{ МВА}$$

Дамуға дейін бұл желідегі сымның қимасы АС/35/16

Таңдалған сымның қимасын қыздыру бойынша тексеру керек:

Сым қыздыру бойынша өтетін болғандықтан, бұндай сымды қайта өлшемейміз.

Осылайша бұл нұсқаның басқа желілері үшін сымның қимасына таңдау жүргіземіз. Таңдау нәтижелерін 3.1 және 3.2 кестеге енгіземіз.

2.1 кесте - №1 сұлба үшін сымның қимасын таңдау және тексеру

Желінің параметрлері	Есептік бөлімшелер			
	ИП-3	ИП-7	3-6	3-5
$P_{\Sigma,}$ МВт	4,0	1,72	18	29,2
$U_{ном,}$ кВ	35	35	35	35
$S_{ВЛ,}$ МВА	5,0	2,02	19,35	31,4
$I_{Р,}$ А	82,6	33,4	50,84	82,5
$W_{ГОД,}$ МВТ· ч		4068	65008	
$T_{max,}$ ч		4520	3612	
$J_{Н,}$ А/мм^2		0,9	0,9	
$F_{Р,}$ мм^2	95	37	56,48	
Сымның маркасы	АС-95/16	АС-70/11	АС-70/11	АС-70/11
$I_{доп,}$А	390	265	265	265
$I_{раб}=2\cdot I_{Р,}$ А	185,2	66,8	101,68	165
F, мм^2	95	70	70	70

2.2 кесте - №2 сұлба үшін сымның қимасын таңдау және тексеру

ӘЖ	ИП-3	ИП1-7	5-6	3-5	5-ИП2
$P_{\Sigma,}$ МВт	12,8	9	18	14,8	46,8
$U_{ном,}$ кВ	110	35	110	110	110
$S_{ВЛ,}$ МВА	13,76	2	19,35	15,91	50,32
$I_{Р,}$ А	34,68	33,4	50,84	41,81	132,2
$W_{ГОД,}$ МВТ· ч		4068	65008		79552
$T_{max,}$ ч		4520	3612		2724
$J_{Н,}$ А/мм^2		0,9	0,9		0,8
$F_{Р,}$ мм^2		37	56,48		165,3
Сымның маркасы	АС-120/19	АС-95/16	АС-70/11	АС-70/11	АС-150/24
$I_{ДОП,}$А	390	330	265	265	450
$k_т$ $I_{ДОП,}$А	503,1	425,7	341,85	341,85	580,5
$I_{мак.}=2\cdot I_{Р,}$ А	69,36	148,64	101,68	83,62	264,4

3 Тұтынушылардағы трансформаторларды таңдау

Тұтынушыларда трансформатор таңдау трансформатордың санын, түрін және қуатын таңдауға сәйкес келеді. Барлық қосалқы станциялар екі трансформаторлы, себебі әрбір пунктте II тұтынушылар бар. Тек қана кернеу астында реттелуі бар трансформаторларды (РПН) аламыз.

Екі трансформаторлы қосалқы станцияның трансформаторларының қуатын таңдау трансформаторлардың апатты режимімен анықталады. Трансформатордың қуатын олардың біреуі істен шыққанда, қалған трансформатор тұтынушыларды электрмен қалыпты жабдықтай алаындай таңдау керек.

Жүктеме тек 3 және 5 пунктерде ғана өзгергендіктен, трансформатор таңдауды осы пункттерге және қосылған екі 6 және 7 пункттерде ғана жүргіземіз, сонымен бірге қарастырылатын екі сұлба үшін трансформаторлар бірдей болады.

Қыс мерзімі үшін пункттердің толық қуатының тәуліктіі графигін тұрғызамыз 4.1 кесте).

3.1 кесте – Жүктеменің тәуліктік графигі

Жүктеме	Тәулік уақыты, сағат						
	0-4	4-8	8-12	12-14	14-18	18-20	20-24
S_3, МВА	0,51	1,2	1,4	1,2	1,4	1,2	0,51
S_5, МВА	1,4	1,65	2,6	1,65	2,6	1,65	1,4
S_6, МВА	1,7	1,9	2,25	1,9	2,25	1,9	1,7
S_7, МВА	1,68	1,86	2,07	1,86	2,07	1,86	1,68

ТП - 3

Трансформатордың жоғары кернеу орамасы арқылы ағатын толық максимал қуатты табамыз:

Найдем полную максимальную мощность, протекающую через обмотку ВН трансформатора:

$$S_{\text{рас.мак}} = S_3 = 1{,}4 \text{ МВА}$$

Қалыпты режимде келесі шарттар орындалуы тиіс:

$$S_{\text{рас.мак}} \le 2 \cdot S_{\text{ном.тр}} = 2 \cdot 1{,}0 = 2{,}0 \text{ МВА}$$

3-ші пунктте ТДН – 1000/35 трансформаторларының осы жүктемеде жұмыс мүмкіндігін тексереміз.

$$1{,}4 \text{ МВА} < 2{,}0 \text{ МВА}$$

Шарттар орындалады.

Байланыс трансформаторларыың біреуі апатты ажыраған жағдайда жұмыс жасап тұрған трансформатор арқылы қуат ағады, ол қалыпты режим жүктемесінің графигімен анықталады.

Трансформатор арқылы ағатын ең үлкен қуат 1,4 МВА құрайды. Осылайша, орнатылған ТДН – 1000/35 трансформаторы бұл режимде асқын жүктеледі. Оның апатты асқын жүктемеде іске жататындығын тексереміз.

Бастапқы жүктеменің коэффициентін анықтаймыз, $S_{ном.тр}$=1,0 МВА деп аламыз.

$$k_{наг.мин} = \frac{1}{S_{ном.тр}} \cdot \sqrt{\frac{S_{0-4}^2 \cdot t_{0-4} + S_{20-24}^2 \cdot t_{20-24}}{t_{0-4} + t_{20-24}}} = \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{0{,}51^2 \cdot 8}{8}} = 0{,}51$$

Эквивалентті графиктің максималды жүктемесінің коэффициенті.

$$k_{наг.мин} = \frac{1}{S_{ном.тр}} \cdot \sqrt{\frac{S_{4-8}^2 \cdot t_{4-8} + S_{8-12}^2 \cdot t_{8-12} + S_{12-14}^2 \cdot t_{12-14} + S_{14-18}^2 \cdot t_{14-18} + S_{18-20} \cdot t_{18-20}}{t_{4-8} + t_{8-12} + t_{12-14} + t_{14-18} + t_{18-20}}} =$$

$$= \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{1{,}2^2 \cdot 8 + 1{,}4^2 \cdot 8}{16}} = 1{,}0$$

$$0{,}9 \cdot k'_{наг} = 0{,}9 \cdot \frac{S_{рас}}{S_{ном.тр}} = 0{,}9 \cdot \frac{1{,}4}{1{,}0} = 1{,}26$$

$k_{наг.\ мин}$ <0,9 $k_{наг.}'$ и $k_{наг.\ мин}$ <0,9 $k_{наг.}'$ болғандықтан, $k_{наг}$ = 0,9 $k_{наг.}'$ =1,26 деп аламыз.

Трансформатор үшін 9 [2] кесте бойынша $k_{наг}$ = 1,26 кезде, рұқсат етілген жүктеме ұзақтығы t=16 сағаттан аспайтынын анықтаймыз.

$k_{доп}$ =1,5> $k_{наг}$ = 1,26

Яғни, таңдалған ТДН – 1000/35 трансформаторлары асқын жүктеме шарттанына сәкес келеді және оларды 3 – ҚС орнатуға аламыз.

Басқа пунктарға трансформатор таңдау осылай жүргізіледі. Есептеу нәтижелерін 3.2.....3.4 кестелерге енгіземіз.

3.2 кесте – ТП – 5 трансформатор таңдаудың нәтижелері

Трансформатор түрі	$S_{макс}$	$k_{наг.мин}$	$k_{наг.мак}$	0,9 $k_{наг.}$	$k_{доп}$
ТДН-1600/35	2,2	0,57	0,86	1,26	1,5

$k_{наг.}'$>0.9· $k_{наг.мин.}$ $k_{наг}'$< 0,9$k_{наг.\ мак}$ болғандықтан, $k_{наг.}'$= 0,9$k_{наг.\ мак}$ $k_{наг.}'$ = 0,9$k_{наг.\ мак}$ =1,74 деп аламыз.

Трансформатор үшін [2] 9 кесте бойынша $k_{наг.мин}$ =0,8 и $k_{наг.мак}$ =1,58 , $k_{доп}$

< $k_{наг.мак}$ кезінде жүктеме ұзақтығын анықтаймыз, t=8 сағ. Демек, ТДН – 1600/35 трансформаторларын таңдаймыз.

3.3 кесте – ТП – 6 трансформатор таңдаудың нәтижелері

Трансформатор	$S_{макс}$	$k_{наг.мин}$	$k_{наг.мак}$	0,9 $k_{наг.}'$	$k_{доп}$
ТДН-1600/35	2,25	0.85	1.58	1,74	1,5

$k_{наг}$ >0.9· $k_{наг.мин.}$; $k_{наг}'$< 0,9$k_{наг.\ мак}$ болғандықтан $k_{наг.}'$= 0,9$k_{наг.\ мак}$ $k_{наг.}$ = 0,9$k_{наг.\ мак}$ =1,38 деп алымыз.

Трансформатор үшін [2] 9 кесте бойынша $k_{наг.мин}$ =0,73 и $k_{наг.мак}$ =1,34 , $k_{доп}$ < $k_{наг.мак}$ кезде жүктеме ұзақтығын анықтаймыз, t=12 сағ. Яғни, ТДН-1600/35 трансформаторын таңдаймыз.

3.4 кесте - ТП – 7 трансформатор таңдаудың нәтижелері

Трансформатор	$S_{макс}$	$k_{наг.мин}$	$k_{наг.мак}$	0,9 $k_{наг.}'$	$k_{доп}$
ТМН-1600/35	2,07	0,73	1,34	1,38	1,5

3.1 Ең тиімді нұсқаны технико-экономикалық негіздеу

Сұлба нұсқаларының ерекшеленген бөліктерін ғана қарастырамыз. Жұмсалатын шығындары төмен болып сипатталатын нұсқаны, басқа нұсқаның шығындары 5% аспайтынын кезде, экономикалық тиімді деп қабылданады.

Технико-экономикалық есептеулерді орындау кезінде электрлік торап элементтерінің құнының үлкейтілген көрсеткіштері қолданылады.

Келтірілген шығындардың минимумы:

$$З = Е_Н \cdot К_\Sigma + И_\Sigma + У$$

мұндағы $Е_Н$=0,12 күрделі қаржы салымының салыстырмалы тиімділігінің нормативті коэффициенті (өтелу мерзімі 5....7 жыл);

$К_\Sigma$ – трансформаторлы қосалқы станциялар мен тораптардың құрылысына жұмсалған күрделі қаржы шығындары, мың.теңге;

$$К_\Sigma = К_{ВЛ} + К_{ПС}, мың\ теңге \qquad (3.1)$$

$К_{вл}$ – желіні тұрғызуға жұмсалған шығындар, мың.теңге;

$К_{пс}$ – қосалқы станцияның құрылысына жұмсалған шығындар, мың.теңге;

$И_\Sigma$ – қосалқы станция мен тораптарды жөндеуге және қызмет көрсетуге жұмсалған жалпы шығындар, мың.теңге.

Жалпы шығындар қызмет көрсету мен жөндеуге жұмсалған шығындардан тұрады.

$$И_\Sigma = И_{а.ВЛ} + И_{а.ПС}, мың\ теңге \qquad (3.2)$$

мұндағы $И_{а.вл}$ – тораптарды жөндеу мен қызмет көрсетуге амортизациялық ұсталымдар, мың.теңге:

$$И_{а.ВЛ} = \frac{\alpha_{ВЛ}}{100} \cdot К_{ВЛ} \quad (3.3)$$

$\alpha_{вл}$ –желіні жөндеу мен қызмет көрсетуге нормативті аударымдар, %;

$И_{а.\ пс}$ – қосалқы станцияны жөндеу мен қызмет көрсетуге амортизациялық ұсталымдар, мың.теңге.

$$И_{а.ПС} = \frac{\alpha_{ПС}}{100} \cdot К_{ПС} \quad (3.4)$$

$\alpha_{вл}$ – қосалқы станцияны жөндеу мен қызмет көрсетуге нормативті аударымдар, %;

У=0 – залал (I және II дәрежедегі тұтынушылар бар болғандықтан, барлық трансформаторлы қосалқы станциялар екі трансформаторлы болып орындалады).

Есептеуде сұлбаның ерекшеленген бөліктерін ғана салыстырамыз. Оларға: №1 нұсқа (3 – 6) және №2 нұсқа (5 – 6) жатады.

ҚС – 3 және ҚС – 5

Ажыратқыштар саны әр түрлі болғандықтан, сұлбаның екі нұсқасы үшін қаржы салынады.

35 – 330 кВ ӘЖ бөлектеу (демонтаждау) бойынша жұмыстың құнына ӘЖ тіректерін (темірбетонды және болат), сонымен қатар сымдар мен найзағайдан қорғайтын арқансымдарын бөлектеу бойынша шығындар кіреді. Олар да [11] 7.34 кесте екі нұсқа үшін бірдей болады (ӘЖ 35 кВ сым, қимасы 70 мм^2 дейін – 3,36 мың.теңге., ӘЖ 35 – 330 кВ бір найзағайдан қорғайтын арқансым – 1,47 мың.теңге), сондықтан оларды ескермейміз.

№1 нұсқа

АС – 70/11 сымымен 35 кВ ӘЖ құрылысының құнын есептейміз:

1. Базисті көрсеткіштері бойынша құны:

$$К_{бп} = К_{L} \cdot l = 2 \cdot 850 \cdot 24{,}75 = 42075 \text{ мың теңге.}$$

2. Орманды шабу ($\ell_п$ = 2,475 км желі ұзындығынан 10%).

$$К_{п} = К_{п} \cdot l_{п} = 95 \cdot 2{,}475 = 235{,}12 \text{ мың теңге.}$$

3. Жолдардағы құрылғылар ($\ell_{лд}$ = 5 км), 7.8 кестеден:

$$К_{лд} = К_{лд} \cdot L_{лд} \cdot k_{тер} = 370 \cdot 5 = 1850 \text{ мың теңге.}$$

4. Электр берілістің соңы бойынша ажыратқыштарды орнату:

$$К_{выкл} = n \cdot К_{выкл} = 2 \cdot 7300 = 14600 \text{ мың теңге.}$$

5. Басқа да шығындарды қосқандағы, ӘЖ құрылысының құны (12,9% құрайды).

$$К_{ПЗ} = 0{,}129 \cdot (К_{бп} + К_{п} + К_{лд} + К_{выкл}) =$$
$$= 0{,}129 \cdot (42075 + 235{,}12 + 1 \cdot 850 + 14600) = 7580 \text{ мың теңге}$$

6. Жер бөлімін кесіп беру құны:

$$К_{зем} = L \cdot n_{1км} \cdot k_{зем} = 24{,}75 \cdot 40 \cdot 40 = 39600 \text{ мың теңге.}$$

7. ӘЖ құрылысының жалпы шығыны:

$$К_{\sum ВЛ} = К_{бп} + К_{п} + К_{лд} + К_{выкл} + К_{пз} + К_{зем} = 42075 + 235{,}12 + 1\,850 + 14\,600 + 7580 + 39600 = 105940{,}12 \text{ мың. теңге.}$$

5-ҚС күрделі қаржы салымын табамыз.

5-ҚС үшін. 35 – 4Н «Желі жағында автоматты емес жалғастырғышы бар сұлба» жоғары кернеу (ЖК) ашық тарату құрылғыларын (АТҚ) таңдаймыз, қосылулар саны 6 (35 кВ біртізбекті желі және 2 трансформатор).

№5 ҚС күрделі қаржы салымын табамыз.

$$К_{ПС5} = К_{ОРУ} + К_{Т} + К_{яч} + \alpha_{яч} + К_{отв.зем} \qquad (3.5)$$

мұндағы $\alpha_{Пч}$ – Қайта жөндеуден кейін ҚС сұлбасын жұмсалған шығындарға сәйкес жұмсалымдарды ескеретін коэффициент, пайызбен.

$$К_{ОРУ} = К_{ОРУ.ВН} \qquad (3.6)$$

№5 ҚС жоғары кернеу – 35 кВ АТҚ күрделі қаржы салымын анықтаймыз.

$$К_{ОРУ} = 15200 \text{ мың теңге}$$

ТДН – 1600/35 трансформаторларын қаржы салымын анықтаймыз:

Бір трансформатор үшін $К_{Т}$ = 4300 мың. теңге.

Екі трансформаторлы қосалқы станция үшін:

$$К_{Т} = 2 \cdot 4300 = 8600 \text{ мың теңге}$$

$$К_{яч} = 9000 \cdot 0,5 = 4500 \text{ мың теңге}$$

$$К_{ПС5} = 15200 \cdot 8600 + 4500 + 200 = 28500 \text{ мың теңге}$$

Екі қорек көзі құрама шиналар арқылы пункттардың біреуіне қосылуы керек. Бұл жағдайда бұл 3 – ҚС.

ЖК 35 – 9 АТҚ сұлбасын «Ажыратқыштармен секцияланған бір жұмысты құрама шиналар», 3-ҚС үшін қосылулар саны 8 (35 кВ екітізбекті 3 желілер және 2 трансформатор).

Ұяшықтар саны: $N_{яч}$ =8+1=9 (8 қосылу+секционды ажыратқыштың 1 ұяшығы).

ЖК АТҚ құны: $К_{ОРУ\ ВН}$ =9 7300 = 65700 мың. теңге.,мұндағы 7300 мың.теңге – 35 кВ элегазды ажыратқышы бар ұяшықтың құны ([1] 7.19 кесте).

$$К_{ОРУ.ВН} = К_{ОРУ.ПС-3} = 65700 \text{ мың теңге}$$

ТРДН – 1600/35 трансформаторына қаржы салымын анықтаймыз:

Бір трансформатор үшін $К_{Т}$=5500 мың.

Екі трансформаторлы қосалқы станция үшін $К_{Т}$=2·5500=11000 мың.теңге

$$К_{яч} = 12250 \cdot 0,5 = 6275 \text{ мың. теңге}$$

$$К_{ПС3} = 65700 + 11000 + 6275 + 200 = 80775 \text{ мың. теңге}$$

Жалпы қаржы салымы:

$$К_{\Sigma} = К_{ВЛ} + К_{ОРУ.ВН} = 105940,12 + 28500 + 80775 = 215215,12 \text{ мың теңге}$$

Жалпы жұмсалымдарды анықтаймыз және есептеулердің нәтижесін 3.5 кестеге енгіземіз.

3.5 кесте – Жалпы жұмсалымдар

$А_{ВЛ}$	$А_{ПС}$	$И_{ВЛ}$	$И_{ПС}$	$И_{СУМ}$
0,008	0,059	847,5	6447,22	7294,72

Желілердегі электр энергияның шығынын анықтаймыз және нәтижесін 3.6 кестеге енгіземіз.

Есептеуді кесте түрінде жүргіземіз.

3.6 кесте – Желідегі электр энергияның шығынын есептеу.

Бөлімшелер	Сым	U, кВ	Ұзындығы, км	r_0, Ом/км	ΔЭ′,МВт сағ (тәулік)	ΔЭ″,МВт сағ (жыл)	$\Delta Э_{ВЛ}$ МВт сағ (жыл)
3-6	АС-70/11	110	24,75	0,422	10,324	2491	3638
3-5	АС-70/11	110	33	0,422	6,09	1147	

Басқа желілерде электр энергияның шығыны екі нұсқа үшін бірдей.

Трансформаторларда электр энергияның шығыны екі нұсқа үшін бірдей болады.

3.7 кесте – Электр энергияның шығынын өтеуге жұмсалатын шығындарды есептеу.

$\Delta Э_{\Sigma}$, МВт	β, теңге/кВт·ч	ΔА, мың теңге
3638	2,5	9,1

β = 2,5 теңге. / кВт·сағ. –1 кВт·сағ. жоғалған энергияның құны.

№1 нұсқа үшін келтірілген жалпы шығындарды табамыз:

$$З = Е_{Н} \cdot К_{\Sigma} + И_{\Sigma} = \Delta А = 0{,}12 \cdot 215215{,}12 + 7294{,}72 + 9{,}1 = 33129{,}6 \text{ мың теңге}$$

Екінші нұсқа үшін осыған ұқсас технико-экономикалық негіздеу жүргіземіз.

№2 нұсқа.

АС – 70/11 (5-6) сымымен 35 кВ ӘЖ құрылысының құнын есептейміз:

1. Базисті көрсеткіштер бойынша құны:

$$К_{бп} = К_{L} \cdot l = 2 \cdot 850 \cdot 33 = 56100 \text{ мың теңге.}$$

2. Орманды шабу ($l_{п}$ = 3,3 км желі ұзындығынан 10 %):

$$К_{п} = К_{п} \cdot l_{п} = 95 \cdot 33 = 313{,}5 \text{ мың теңге.}$$

3. Жолдардың құрылғылары ($\ell_{лд}$ = 5 км):

$$К_{лд} = К_{лд} \cdot l_{лд} = 370 \cdot 5 = 1850 \text{ мың теңге.}$$

4. Электр берілістің соңы бойынша ажыратқыштарды орнату:

$$К_{выкл} = n \cdot К_{выкл} = 2 \cdot 7300 = 14600 \text{ мың теңге.}$$

5. Желі 35 кВ болғандықтан, апатқа қарсы автоматика ескерілмейді.

6. Басқа да шығындарды ескергендегі ӘЖ құрылысының құны (12,9% құрайды).

$$К_{ПЗ} = 0{,}129 \cdot (К_{бп} + К_{п} + К_{лд} + К_{выкл}) = 0{,}129 \cdot (56100 + 313{,}5 + 1 \cdot 850 + 14600) =$$
$$= 9399{,}4 \text{ мың теңге.}$$

7. Жер бөлігінің құны:

$$К_{зем} = l \cdot n_{1км} \cdot k_{зем} = 33 \cdot 40 \cdot 40 = 52800 \text{ мың теңге.}$$

8. ӘЖ құрылысының жалпы құны:

$$К_{\sum ВЛ5-6} = К_{бп} + К_{п} + К_{лд} + К_{выкл} + К_{ПЗ} + К_{зем} =$$
$$= 56100 + 313{,}5 + 1850 + 14600 + 9399{,}4 + 52800 = 135062{,}9 \text{ мың теңге.}$$

ҚС қаржы салымын табамыз:

Қазіргі уақытта бұл 5 – ҚС жоғары кернеулі АТҚ салынған қаржы.

Екі қорек көзі құрама шиналар арқылы бір пунктке қосылуы керек. Қазіргі жағдайда бұл 5 – ҚС.

ЖК 110 – 9 АТҚ сұлбасын «Ажыратқыштармен секцияланған бір жұмысты құрама шиналар», 3-ҚС үшін қосылулар саны 8 (110 кВ 3 екітізбекті желілер және 2 трансформатор).

Ұяшықтар саны: $N_{яч}$ =8+1=9 (8 қосылу+секционды ажыратқыштың 1 ұяшығы).

ЖК АТҚ құны:

$К_{ОРУ\ ВН}$ =9 7300 = 65700 мың. теңге.,мұндағы 7300 мың.теңге

$$К_{ОРУ.ВН} = n \cdot К_{я} \cdot 9 \cdot 7300 = 65700 \text{ мың теңге}$$

мұндағы n – ұяшықтар саны, дана;

$К_{я}$ – 35 кВ элегазды ажыратқышы бар ұяшықтың құны ([1] кестеге сәйкес $К_{я}$ = 7300 мың. теңге деп аламыз).

$$К_{ОРУ\ ВН} = К_{ОРУ\ ПС-5} = 65700 \text{ мың. теңге.}$$

ТДН-1600/35 трансформаторына қаржы салымын анықтаймыз.

Бір трансформатор үшін $К_{Т}$ = 4300 мың. теңге.

Екі трансформаторлы қосалқы станция үшін $К_{Т}$=2·4300=8600 мың.теңге.

$$К_{яч} = 12250 \cdot 0{,}5 = 6275 \text{ мың. теңге}$$

$$К_{ПС5}=65700 + 8600 + 6275+200= 80775 \text{ мың. теңге}$$

3 – ҚС 35 – ТК (төменгі кернеу) «Желі жағында автоматты емес жалғастырғышы бар сұлба» КТҚ сұлбасын таңдаймыз, қосылулар саны 6 (35 кВ біртізбекті желі және екі трансформатор).

№5 ҚС қаржы салымын табамыз.

$$К_{ПС2} = К_{ОРУ} + К_{Т} + К_{ПЧ}\cdot\alpha_{ПЧ} + К_{ОТВ.ЗЕМ}$$

мұндағы $\alpha_{ПЧ}$ – қайта жөндеуден кейінгі ҚС сұлбасына жұмсалған шығындарға сәйкес тұрақты шығындарды ескеретін коэффициент.

$$К_{ОРУ} = К_{ОРУ.ВН}$$

№3 ҚС 35 кВ – АТҚ қаржы салымын анықтаймыз.

$$К_{ОРУ} =15200 \text{ мың. теңге}$$

ТРДН – 2500/35 трансформаторына қаржы салымын анықтаймыз.

Бір трансформатор үшін $К_{Т} = 5500$ мың. теңге.

Екі трансформаторлы қосалқы станция үшін $К_{Т} = 2\cdot5500 = 11000$ мың. теңге.

$$К_{ПС} = 9000\cdot0,5=4500 \text{ мың. теңге}$$

$$К_{ПС2}=15200 + 11000 + 4500+200= 30900 \text{ мың. теңге}$$

Жалпы қаржы салымы:

$$К_{\Sigma} = К_{ВЛ} + К_{ОРУ\ ВН} = 135062,9 + 80775+30900= 246737,9 \text{ мың. теңге.}$$

Жалпы жұмсалған шығындарды анықтаймыз.

Жалпы ұсталымдар жөндеу мен қызмет көрсетуге және электр энергияның шығындарына жұмсалған шығындардан тұрады.

Жалпы ұсталымдар.

3.8 кесте – Электр энергия шығындарына және қызмет көрсету мен жөндеуге жұмсалған ұсталымдар

$А_{ВЛ}$	$А_{ПС}$	$И_{ВЛ}$	$И_{ПС}$	$И_{\Sigma}$
0,008	0,059	1080	6588,82	7668,82

Желідегі электр энергияның шығынын табамыз. Басқа желілердегі электр энергияның шығыны екі нұсқа үшін бірдей.

Есептеуді кестеге енгіземіз.

3.9 кесте – Желідегі электр энергияның шығынын есептеу

Бөлімшелер	Сым	U, кВ	Ұзындығы, км	r_0, Ом/км	ΔЭ МВт ч (тәулік)	ΔЭ,МВт сағ (жыл)	$\Delta Э_{ВЛ}$ МВт сағ (жыл)
5-6	АС-70/11	35	33	0,422	4,055	978	1198,3
3-5	АС-70/11	35	33	0,422	1,17	220,3	

3.10 кесте – Электр энергия шығынын өтеуге жұмсалған шығындарды есептеу

Δ Э МВт	β, тенге/кВт·сағ	ΔА, мың тенге
11983	25	30

β = 2,5 тенге / кВт•сағ – жоғалған электр энергияның 1 кВт сағ. құны.

№1 нұсқа үшін жалпы келтірілген шығындарды итабамыз.

$$З = Е_Н \cdot К_\Sigma + И_\Sigma + \Delta А = 0,12 \cdot 246737,9 + 7668,82 + 30 =$$
$$= 37300,04 \text{ мың. теңге.}$$

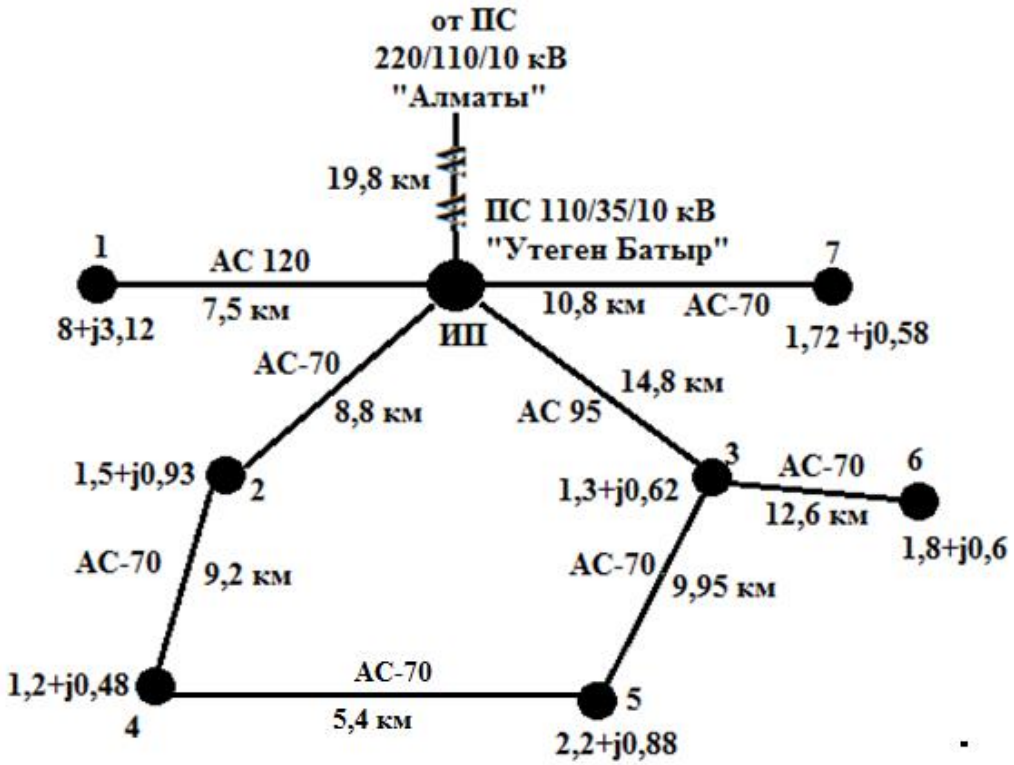
Екі сұлбаны салыстырамыз.

$$\frac{З_2 + З_1}{З_2} \cdot 100\% = \frac{37300,04 - 33129,6}{37300,04} \cdot 100\% = 11,2\%$$

Сонымен, технико-экономикалық есептеулердің нәтижесінде әр нұсқа үшін жұмсалатын шығындардың мәні алынды.

Екі нұсқаның айырмашылығы 5% артық.

Экономикалық жағынан тиімді болғандықтан, №1 нұсқаны таңдаймыз.



3.1 сурет – Торапты дамытудың таңдалған нұсқасы

3.11 кесте – Тораптың таңдалған нұсқасының параметрлері

Желі	Ұзындығы , км	Кернеу, кВ	Сымның маркасы	Пункттер	Трансформатор түрі	АТҚ сұлбасы
ИП-1	49,5	35	АС-70/11	1	ТМН 6 300/35	35-4Н
ИП-2	41,25	35	АС-95/16	2	ТДН 1000/35	35-4Н
ИП-3	36,3	35	АС-120/19	3	ТРДН 2500/35	35-9
2-4	33	35	АС-70/11	4	ТДН 1000/35	35-4Н
3-5	33	35	АС-70/11	5	ТДН 1000/35	35-4Н
3-6	24,75	35	АС-70/11	6	ТДН 1600/35	35-4Н
ИП-7	33	35	АС-70/11	7	ТМН 2500/35	35-4Н

4. Электрлік тораптың негізгі жұмыс режимдерін талдау және есептеу. Кернеуді реттеу.

4.1 Электрлік тораптың негізгі жұмыс режимдерінің сипаттамасы

Электрлік тораптың жұмыс режимін есептеу ЭЕМ көмегімен RastrWin бағдарламасында жүргізіледі. Электрлік тораптың жұмыс режимін есептеу келесілерді анықтау үшін жүргізіледі:

1) қуат ағынымен күтілетін тораптың өткізгіштік қабілетіне сәйкес келетін торап элементтерінің жүктемелерін;

2) сымдар мен кабельдердің қимасын, трансформаторлар мен автотрансформаторлардың қуатын;

3) торап элементтері мен түйіндеріндегі кернеу деңгейін және кернеу деңгейін рұқсат етілген деңгейде сақталуын қамтамасыз ететін іс шараларды;

4) торап жұмысының тиімділігін бағалау үшін электр энергия мен қуат шығынын және шығынды төмендету әдістерінің тиімділігін.

Әдетте 4 режим қарастырылады: жұмыстың қалыпты режимі: көп жүктемелер және аз жүктемелер, сонымен қатар ауыр апаттан кейінгі режимдер (ең көп жүктелген желінің бір тізбегінің ажырауы, ең жоғары жүктеме режимінде ең күшті трансформатордың ажырауы). Дипломдық жобада бұл режимдерден басқа тарату құрылғылары (ТҚ) ажыратылған ең жоғары жүктеме режимін; қорек көзінде жүктеменің өзгеруімен ТҚ қосылған 101%-дан 105% дейін номиналды кернеуден УПК желісіне қосылуын қарастырамыз.

Тораптың алмастыру сұлбасын құрамыз:

Алмастыру сұлбасының параметрлерін табамыз.

Барлық тізбектер бір тізбекті болғандықтан n = 1:

$$r_{Л} = \frac{1}{n} \cdot r_{О} \cdot l;$$

$$x_{Л} = \frac{1}{n} \cdot x_{О} \cdot l \qquad (4.1)$$

мұндағы $r_л$ – желінің активті кедергісі, Ом;

$x_л$ – желінің индуктивті кедергісі, Ом;

$r_о$ – сымның бір километріне желінің меншікті активті кедергісі (кернеу классы, сымның маркасы мен қимасына байланысты болады), Ом/км.

x_0 – сымның бір километріне желінің меншікті индуктивті кедергісі (кернеу классы, сымның маркасы мен қимасына байланысты болады), Ом/км.

ℓ - желінің ұзындығы, км.

Желінің есептік нәтижелерін 4.1 кестеге енгіземіз.

4.1 кесте – Желінің есеептік параметрлері

Параметрлері	Есептік бөлімшелер						
	ИП-1	ИП-2	ИП-3	ИП-7	3-5	3-6	2-4
$U_{ном}$, кВ	35	35	35	35	35	35	35
Сымның маркасы	АС-70/11	АС-95/16	АС-95/16	АС-70/11	АС-70/11	АС-70/11	АС-70/11
Ұзындығы, км	7,5	8,8	14,8	27,4	9,95	12,6	9,2
r_0, Ом/км	0,301	0,204	0,301	0,301	0,422	0,422	0,422
x_0, Ом/км	0,421	0,42	0,421	0,421	0,444	0,444	0,444
$R_Л$, Ом	7,45	4,21	5,46	4,97	6,96	5,22	6,96
$X_Л$, Ом	10,42	8,66	7,64	6,95	7,33	5,49	7,33

Трансформаторлар үшін алмастыру сұлбасының параметрлері:

$R_Т$ – трансформатордың активті кедергісі, Ом (4.2 кесте);

$X_Т$ – трансформатордың индуктивті кедергісі, Ос 4.2 кесте).

Екі трансформатор параллель жұмыс істеп тұрған кезде, алмастыру сұлбасында олардың кедергісін 2 есе азайту, ал өткізгіштігін 2 есе арттыру керек. Трансформаторлардың параметрлерін 4.2 кестеге енгіземіз:

4.2 кесте – Трансформаторлардың параметрлері

ТП	2,4,5,6	3	1,7
Трансформатор	ТДН - 1600/110	ТРДН 2500/110	ТМН 1000/110
$S_{НОМ}$, МВА	1,6	2,5	1,0
$U_{НОМ\ ВН}$, кВ	35	35	35
$U_{НОМ\ НН}$, кВ	11	11	11
$К_Т$	0,31	0,31	0,31
$\Delta U_{РЕГ}$,%	± 9 × 1,78 %	± 9 × 1,78 %	± 6 × 1,5 %
$R_Т/2$, Ом	2,19	1,27	0,7
$X_Т/2$, Ом	43,35	27,95	7,3
$2P_{XX}$, МВт	0,038	0,054	0,018
$2Q_{XX}$, МВт	0.224	0.35	0.113

4.2 Қарымталаушы құрылғылары (ТҚ) ажыратылған жүктемесі жоғары режимін талдау және есептеу

Жүктемесі көп режимді есептеу үшін қыста, электр энергия тұтынылуына байланысты қуат ағыны пайда болған және электр станцияның қуаты толық пайдаланылған кезде, жүйедегі максималды қуатты аламыз (4.3 кесте). Корек көзіндегі кернеу номиналдыдан 104%.

4.3 кесте –Жүктемесі көп режимде пункттардағы жүктеме

Параметрлері	Трансформаторлы ҚС						
	1	2	3	4	5	6	7
P, МВт	6,3	2,5	1,6	1,6	2,2	1,6	2,5
Q, МВАр	2,92	1,2	0,82	0,8	1,1	0,82	1,89

Бастапқы мәндер және ең жоғары жүктеме режимін есептеу нәтижелері 1 қосымшада келтірілген.

Тұтынушылардағы кернеудің мәні және қуат шығындары 4.4 және 4.5 кестелерде көрсетілген.

4.4 кесте –Тарату құрылғылар (ТҚ) ажыратылған жүктемесі көп режимі

Параметрлері	Есептік түйіндер						
	1	2	3	4	5	6	7
U, кВ	9,72	10,05	10,4	10,06	10,3	10,18	10,26

4.5 кесте – Тарату құрылғылары (ТҚ) ажыратылған жүктемесі көп режим кезінде желідегі қуат шығыны

Параметрлері	Есептік бөлімшелер						
	ИП-1	ИП1-2	ИП1-3	2-4	3-5	3-6	ИП1-7
ΔP, МВт	0,65	0,89	0,40	0,22	0,16	0,18	0,32
ΔQ, МВАр	0,91	1,62	0,56	0,23	0,16	0,19	0,44

4.6 кесте – Тарату құрылғылары (ТҚ) ажыратылған жүктемесі көп режим кезінде трансформаторлардағы қуат шығындары

Параметрлері	Трансформаторлы ҚС						
	1	2	3	4	5	6	7
ΔP, МВт	0,06	0,12	0,06	0,07	0,12	0,08	0,04
ΔQ, МВАр	0,63	3,02	1,39	1,43	2,28	1,52	0,46

Барлық тораптағы қуат шығындары келесіні құрайды:

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P_{1-3} - P_{\Sigma наг}}{P_{ип1}} \cdot 100\% = \frac{8 - 7{,}7}{8} \cdot 100 = 3{,}75\%$$

Барлық пункттерде тұтынушылардан алынған кернеу ЭҚЕ төмен U≥ 10,5кВ. Яғни, кернеу астында реттеуі бар (РПН) трансформаторларын қолдану арқылы тұтынушылардағы кернеуге реттеу жүргізу қажет.

4.3 Қарымталаушы құрылғылары (ҚҚ) қосылған ең жоғары жүктеме режимін және қорек көзіндегі кернеудің өзгеруін талдау және есептеу

Жоғары жүктеме режимін есептеу үшін қыста, электр энергия тұтынылуына байланысты қуат ағыны пайда болған және электр станцияның

қуаты толық пайдаланылған кезде, жүйедегі максималды қуатты аламыз.

Нәтижесінде ең жоғары жүктеме кезінде торап жұмысы бойынша келесі мәліметтер алынды. Ең жоғары жүктеме режимінде қорек көзіндегі кернеу 36 кВ.

4.7 кесте – Қорек көзіндегі кернеу 36 кВ кезде жүктемесі көп режимі

Параметрі	Есептік түйіндер						
	1	2	3	4	5	6	7
U, кВ	9,58	9,96	10,17	9,86	10,09	9,94	10,1

4.8 кесте – Қорек көзіндегі кернеу 36 кВ кезде жүктемесі көп режимде желідегі қуат шығындары

Параметрі	Есептік бөлімшелер							
	ИП-1	ИП1-2	ИП1-3	2-4	3-5	3-6	ИП1-7	ИП1-2
ΔP, МВт	0,6	0,73	0,37	0,21	0,16	0,18	0,34	0,35
ΔQ, МВАр	0,83	1,51	0,52	0,22	0,17	0,19	0,48	0,68

4.9 кесте - Қорек көзіндегі кернеу 36 кВ кезде жүктемесі көп режимде трансформаторлардағы қуат шығындары

Параметрыі	Трансформаторлы ҚС						
	1	2	3	4	5	6	7
ΔP, МВт	0,06	0,14	0,06	0,07	0,11	0,08	0,04
ΔQ, МВАр	0,58	2,70	1,31	1,37	2,17	1,50	0,41

Барлық торап бойынша қуат шығындары келесіні құрайды:

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P_{1-3} - P_{\Sigma наг}}{P_{ип1}} \cdot 100\% = \frac{8 - 7{,}7}{8} \cdot 100 = 3{,}75\%$$

Барлық пункттерде тұтынушылардан алынған кернеу ЭҚЕ төмен U≥ 10,5кВ. Яғни, кернеу астында реттеуі бар (РПН) трансформаторларын қолдану арқылы тұтынушылардағы кернеуге реттеу жүргізу қажет.

Ең жоғары жүктеме режимінде қорек көзіндегі кернеу 36,5 кВ құрайды.

4.10 кесте – Қорек көзіндегі кернеу 36,5 кВ кездегі жүктемесі көп режимі

Параметрі	Есептік түйіндер						
	1	2	3	4	5	6	7
U, кВ	9,7	10,8	10,28	9,97	10,2	10,06	10,22

4.11 кесте – Қорек көзіндегі кернеу 36,5 кВ кезінде жүктемесі көп режимде желідегі қуат шығындары

Параметрі	Есептік бөлімшелер							
	ИП-1	ИП1-2	ИП1-3	2-4	3-5	3-6	ИП1-7	ИП1-2
ΔР, МВт	0,58	0,72	0,36	0,21	0,16	0,17	0,28	0,32
ΔQ, МВАр	0,81	1,48	0,50	0,22	0,17	0,18	0,39	0,66

4.12 кесте - Қорек көзіндегі кернеу 36,5 кВ кезінде жүктемесі көп режимде трансформатордағы қуат шығындары

Параметрі	Трансформаторлы ҚС						
	1	2	3	4	5	6	7
ΔР, МВт	0,05	0,13	0,06	0,07	0,11	0,07	0,04
ΔQ, МВАр	0,56	2,64	1,28	1,34	2,12	1,46	0,40

Барлық торап бойынша қуат шығындары:

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P_{1-3} - P_{\Sigma наг}}{P_{ип1}} \cdot 100\% = \frac{8 - 7{,}65}{8} \cdot 100 = 4{,}375\%$$

Барлық пункттерде тұтынушылардан алынған кернеу ЭҚЕ төмен U≥ 10,5кВ. Яғни, кернеу астында реттеуі бар (РПН) трансформаторларын қолдану арқылы тұтынушылардағы кернеуге реттеу жүргізу қажет.

Ең жоғары жүктеме режимінде қорек көзіндегі кернеу 37 кВ.

4.13 кесте - Қорек көзіндегі кернеу 37 кВ кездегі жүктемесі көп режимі

Параметрі	Есептік түйіндер						
	1	2	3	4	5	6	7
U, кВ	9,83	10,19	10,39	10,09	10,32	10,17	10,34

4.14 кесте - Қорек көзіндегі кернеу 37 кВ кезінде жүктемесі көп режимде желідегі қуат шығындары

Параметрі	Есептік түйіндер						
	ИП-1	ИП1-2	ИП1-3	2-4	3-5	3-6	ИП1-7
ΔР, МВт	0,57	0,70	0,35	0,20	0,15	0,17	0,27
ΔQ, МВАр	0,79	1,44	0,49	0,21	0,16	0,18	0,38

4.15 кесте - Қорек көзіндегі кернеу 37 кВ кезінде жүктемесі көп режимде трансформатордағы қуат шығындары

Параметрі	Трансформаторлы ҚС						
	1	2	3	4	5	6	7
ΔР, МВт	0,05	0,13	0,06	0,07	0,10	0,07	0,04
ΔQ, МВАр	0,55	2,58	1,26	1,31	2,07	1,43	0,39

Барлық торап бойынша қуат шығындары:

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P_{1-3} - P_{\Sigma наг}}{P_{ип1}} \cdot 100\% = \frac{8 - 7{,}6}{8} \cdot 100 = 5\%$$

Барлық пункттерде тұтынушылардан алынған кернеу ЭҚЕ төмен U≥ 10,5кВ. Яғни, кернеу астында реттеуі бар (РПН) трансформаторларын қолдану арқылы тұтынушылардағы кернеуге реттеу жүргізу қажет.

Ең жоғары жүктеме режимінде қорек көзіндегі кернеу 37,5 кВ.

4.16 кесте - Қорек көзіндегі кернеу 37,5 кВ кездегі жүктемесі көп режим

Параметрі	Есептік түйіндер						
	1	2	3	4	5	6	7
U, кВ	9,96	10,31	10,5	10,2	10,43	10,29	10,46

4.17 кесте - Қорек көзіндегі кернеу 37,5 кВ кезінде жүктеме көп режимде желідегі қуат шығындары

Параметрі	Есептік түйіндер						
	ҚК-1	ҚК1-2	ҚК1-3	2-4	3-5	3-6	ҚҚ1-7
ΔP, МВт	0,55	0,68	0,34	0,20	0,15	0,16	0,26
ΔQ, МВАр	0,77	1,41	0,48	0,21	0,16	0,17	0,37

4.18 кесте - Қорек көзіндегі кернеу 37,5 кВ кезінде жүктеме көп режимде трансформатордағы қуат шығындары

Параметрі	Трансформаторлы ҚС						
	1	2	3	4	5	6	7
ΔP, МВт	0,05	0,13	0,06	0,06	0,10	0,07	0,04
ΔQ, МВАр	0,54	2,53	1,23	1,28	2,03	1,40	0,38

Барлық торап бойынша қуат шығындары:

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P_{1-3} - P_{\Sigma наг}}{P_{ип1}} \cdot 100\% = \frac{8 - 7{,}7}{8} \cdot 100 = 3{,}75\%$$

Жоғарыда көрсетілгендегідей, тек қана 2 пунктте тұтынушылардағы кернеу ЭҚЕ сәйкес келеді, қалған пункттерде тұтынушылардағы кернеу ЭҚЕ төмен U≥ 10,5кВ. Демек, кернеу астында реттеуі бар (РПН) трансформаторларын қолдану арқылы тұтынушылардағы кернеуге реттеу жүргізу қажет. Барлық торап бойынша қуат шығыны бұл режимде қарымталаушы құрылғылары қосылған режимнен төмен.

Ең жоғары жүктеме режимінде қорек көзіндегі кернеу 38 кВ.

4.19 кесте – Номиналдыдан 105% көздегі кернеу кезінде ең үлкен жүктеме режимі

Параметрі	Есептік түйіндер						
	1	2	3	4	5	6	7
U, кВ	10,09	10,42	10,61	10,32	10,54	10,40	10,58

4.20 кесте - Қорек көзіндегі кернеу 38 кВ кездегі жүктемесі көп режимде желідегі қуат шығыны

Параметрі	Есептік түйіндер						
	ҚК-1	ҚК 1-2	ҚК 1-3	2-4	3-5	3-6	ҚК 1-7
ΔP, МВт	0,54	0,67	0,34	0,19	0,14	0,16	0,26
ΔQ, МВАр	0,75	1,38	0,47	0,20	0,15	0,17	0,36

4.21 кесте - Қорек көзіндегі кернеу 38 кВ кезінде жүктемесі көп режимде трансформатордағы қуат шығындары

Параметрі	Трансформаторлы ҚС						
	1	2	3	4	5	6	7
ΔP, МВт	0,05	0,12	0,05	0,06	0,10	0,07	0,04
ΔQ, МВАр	0,52	2,47	1,20	1,25	1,99	1,37	0,45

Барлық торап бойынша қуат шығындары:

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P_{1-3} - P_{\Sigma наг}}{P_{ип1}} \cdot 100\% = \frac{8 - 7{,}68}{8} \cdot 100 = 4{,}0\%$$

Барлық пункттерде тұтынушылардан алынған кернеу ЭҚЕ төмен U≥ 10,5кВ. Яғни, кернеу астында реттеуі бар (РПН) трансформаторларын қолдану арқылы тұтынушылардағы кернеуге реттеу жүргізу қажет.

4.4 Жүктемесі аз режимді талдау және есептеу

Жүктемесі аз режим үшін жазғы мерзімде жүйедегі минималды жүктемені аламыз. Жазғы мерзімде барлық қарымталаушы құрылғылар ажыратылған деп есептейміз.

Жүктемесі аз режимде қорек көзіндегі кернеу номиналдының 100% құрайды, яғни 35 кВ.

1-ші қорек көзінің ҚК активті қуаты шектеулі:

$$P_{ҚК1} = 1{,}3 \text{ МВт.}$$

Жүктеме аз режимде қарымталаушы құрылғылар ажыратылған болғандықтан, реактивті қуатты қайта есептеуді 4.22 кестеге енгіземіз.

4.22 кесте – Жүктемесі аз режимде пунктегі жүктеме

Параметрі	Есептік түйіндер						
	1	2	3	4	5	6	7
P, МВт	6,3	2,5	1,6	1,6	2,2	1,6	2,5
Q, МВАр	2,92	0,87	0,65	0,68	0,86	0,6	1,59

Бастапқы мәндер мен жүктемесі аз режимдегі есептеулердің нәтижесі 1 қосымшада келтірілген.

Торап режимдерінің параметрлерін есептеу нәтижелері 4.23 кестеде келтірілген.

4.23 кесте – Жүктемесі аз режимдер

Параметрі	Есептік түйіндер						
	1	2	3	4	5	6	7
U, кВ	10,61	10,45	10,42	10,4	10,47	10,45	10,6

Бұл режимде торап элементтеріндегі қуат шығыны аз, RastrWin бағдарламасында есептеу көмегімен режимді талдау мүмкін емес.

ЭҚЕ сәйкес жүктеме аз мерзімде кернеу номиналдыдан 100% жоғары болуы керек. Тұтынушылардан алынған кернеу қажеттіден жоғары. Демек, кернеу астында реттеуі бар трансформаторларды қолдану арқылы тұтынушылардағы кернеуге реттеу жүргізу керек. Есгер, максимал және минимал режимді салыстырсақ, жүктеме аз кезде кернеу мен қуат шығынының аз екенін көруге болады, яғни осы режим ең тиімді болып саналады.

4.5 Ең көп жүктелген желідегі ИП1 – 5 тізбек ажыраған кездегі апаттық режимді талдау және есептеу

Бұл режимде №5 ҚС екі трансформаторы да жұмыс істейді, себебі екі тізбекті желілер қолданылады, демек ИП2-5 желісінің параметрлері ғана өзгереді: бұл желінің кедергісі 2 есе артады, ал өткізгіштігі 2 есеге азаяды. Апатты режим үшін, қосылған қарымталаушы құрылғыларды есептеп, қысқы мерзімде жүйедегі максимал жүктемені қарастырамыз.

4.24 кесте – Қыста жүйедегі максимал жүктеме

Параметрлері	Есептік түйіндер						
	1	2	3	4	5	6	7
P, МВт	8	2,5	5,4	3,4	2,2	1,8	1,8
Q, МВАр	3,12	0,72	2,1	1,34	0,85	0,7	0,64

Апаттық режимді есептеу нәтижелері мен бастапқы мәндер 1 қосымшада келтірілген.

Тұтынушылардағы кернеу мәні мен қуат шығындары 4.25 және 4.26 кестеде көрсетілген.

4.25 кесте – Апаттан кейінгі режимде тұтынушылардағы кернеу (откл. ИП-5)

Параметрлері	Есептік түйіндер						
	1	2	3	4	5	6	7
U, кВ	10,56	10,67	10,52	10,57	10,53	10,61	10,62

4.26 кесте – Апаттан кейінгі режимде желідегі қуат шығындары (откл. ИП-5)

Параметрлері	Есептік түйіндер						
	ИП-1	ИП1-2	ИП1-3	2-4	3-5	3-6	ИП1-7
ΔP, МВт	0,55	0,68	0,44	0,20	0,17	0,17	0,26
ΔQ, МВАр	0,77	1,41	0,61	0,21	0,18	0,17	0,37

4.27 кесте - Апаттан кейінгі режимде трансформаторлардағы қуат шығыны (откл. ИП-5)

Параметрлері	Трансформаторлы ҚС						
	1	2	3	4	5	6	7
ΔP, МВт	0,05	0,13	0,06	0,06	0,10	0,07	0,04
ΔQ, МВАр	0,54	2,53	1,24	1,28	2,06	1,41	0,38

Барлық торап бойынша қуат шығындары:

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P_{1-3} - P_{\Sigma наг}}{P_{ип1}} \cdot 100\% = \frac{8 - 7{,}6}{8} \cdot 100 = 5\%$$

Ең көп жүктелген желіде ИП2-5 бір тізбек ажыратылған кезде, барлық пункттердегі кернеу талаптарға сәйкес U>10 кВ, яғни кернеуге реттеу жүргізу қажет емес.

Осылайша, желінің бір тізбегі істен шыққан кезде, екінші тізбек электрмен жабдықтау сапасын сақтай отырып, жұмысын жалғастырады (сенімділік төмендеген кезде де). Бірақ, шығындар өседі, сондықтан жүктеме аз режимде тізбекті ажыратқан дұрыс, сонда шығындар минималды болады.

4.6 Ең күшті трансформатор ажыраған кездегі апаттан кейінгі режимді талдау және есептеу

Жүктеме жоғары режимде қосалқы станцияда ең күшті трансформатор (ҚС-3 Т2) ажыратылды деп есептейміз. Демек, барлық желілер жұмыс істейді, яғни трансформаторлар үшін алмастыру сұлбасының параметрлері ғана өзгереді: трансформатор кедергісі 2 есе артады, ал өткізгіштігі 2 есеге азаяды. Апатты режим үшін қысқы мерзім жүйесінде қосылған қарымталаушы құрылғыларды ескеріп, максимал жүктемені қарастырамыз.

Апаттық режимді есептеу нәтижелері мен бастапқы мәндер 1 қосымшада келтірілген.

Тұтынушылардағы кернеу мәні мен қуат шығындары 4.28. 4.29 және

4.30 кестеде көрсетілген.

4.28 кесте - Апаттан кейінгі режимде тұтынушылардағы кернеу (откл. Т2)

Параметрлері	Есептік түйіндер						
	1	2	3	4	5	6	7
U, кВ	10,56	10,67	10,22	10,57	10,61	10,65	10,62

4.29 кесте – Апаттан кейінгі режимде желідегі қуат шығындары (откл. Т2)

Параметрлері	Есептік бөлімшелер						
	ИП-1	ИП1-2	ИП1-3	2-4	3-5	3-6	ИП1-7
ΔP, МВт	0,55	0,68	0,36	0,20	0,15	0,16	0,26
ΔQ, МВАр	0,77	1,41	0,50	0,21	0,16	0,17	0,37

4.30 кесте - Апаттан кейінгі режимде трансформаторлардағы қуат шығыны (откл. Т2)

Параметрлері	Трансформаторлы ҚС						
	1	2	3	4	5	6	7
ΔP, МВт	0,05	0,13	0,06	0,06	0,10	0,07	0,04
ΔQ, МВАр	0,54	2,53	1,24	1,28	2,06	1,41	0,38

Барлық торап бойынша қуат шығындары:

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P_{1-3} - P_{\Sigma наг}}{P_{ип1}} \cdot 100\% = \frac{8 - 7{,}7}{8} \cdot 100 = 3{,}75\%$$

Барлық пункттердегі кернеу талаптарға сәйкес U>10 кВ, яғни кернеуге реттеу жүргізу қажет емес.

Егер екі апаттық режимді салыстырсақ, апат кернеудің ауытқуына және қуат шығынына әр түрлі әсер етеді. Осылайша, ең көп жүктелген желідегі бір тізбек ажыратылса, барлық тораптағы шығындар ең күшті трансформатор ажыратылған кездегіден көп болады.

4.7 ИП-5 ең көп жүктелген желісінің бір тізбегу ажыратылған кезде, УПК желісіне қосылған режимді талдау және есептеу

Көлденең қарымталау құрылғылары (УПК) әуе желілерінің өткізгіштік қасиетін арттыру үшін қолданылады және көлденең индуктивті кедергілерді қарымталау үшін электр беріліс желілерінде тізбектей қосылатын конденсатор батареяларынан тұрады.

Көлденең қарымталаушы құрылғылардың (УПК) артықшылықтары:

Жіберілетін қуатты арттыру.

Асқын жүктеме кезінде пайда болатын, кернеудің төмендеуін азайту.

Құрылыс кезінде қосымша ӘЖ қажеттілігін және жеке аудандарда

қосымша генерацияланатын қуаттарды дамытуды қысқартады.

Үлкен қуат жіберу үшін ӘЖ техникалық параметрлерінің артуын болжамайды, реактивті және активті қуат шығындарының төмендеуін қамтамасыз етеді.

Көлденең қарымталау құрылғыларын (УПК) біз тізбек ажыратылған кездегі апатты режимде ИП1 – 3 желілеріне қосамыз. Желідегі кернеу шығындары 7,5 % аспауы керек.

Желінің параметрлері:

$R_Л$ =9,9 Ом; $X_Л$ =11,67 Ом; $S_{нг}$ =5,3+j2,1 МВА;

АС-95/16; L= 14.8 км: АС-70/11 L= 12.6 км

Көлденең қарымталау құрылғыларының (УПК) параметрлері:

КС2А-0,66-40; U=0,66 кВ; $Q_{ном}$ =30 кВар.

1) Желідегі кернеу шығындарын конденсаторларды ескермей анықтаймыз:

$$\Delta U = \frac{P_{1-6} \cdot r_{1-6} + Q_{1-6} \cdot x_{1-6}}{U_{ном}} = \frac{4{,}0 \cdot 9{,}9 + 1{,}48 \cdot 11{,}67}{35} = 1{,}6 \text{ кВ}$$

2) Кернеудің қосымша шығындары (тапсырма шарттары бойынша)

$$\Delta U_{доп} = \frac{U_{доп}\%}{100} \cdot U_{ном} = \frac{5{,}5}{100} \cdot 35 = 1{,}93 \text{ кВ}$$

3) Желідегі кернеу шығындарын 1,75 кВ дейін төмендететін конденсаторлардың кедергісін анықтаймыз.

$$2{,}6 = \frac{P_{1-6} \cdot r_{1-6} + Q_{1-6}(x_{1-6} - x_К)}{U_{ном}} = \frac{4{,}0 \cdot 9{,}9 + 1{,}48 \cdot (11{,}67 - x_К)}{35}$$

осыдан

$$0{,}042 \cdot x_к = 1{,}93 - 1{,}63$$

Сонда конденсаторлардың кедергісігі келесіге тең болады:

$$x_к = \frac{1{,}93 - 1{,}63}{0{,}042} = 7{,}14 \text{ Ом}$$

4) Желідегі токты анықтаймыз:

$$I_{раб} = \frac{\sqrt{P_{1-6}^2 + Q_{1-6}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{4{,}0^2 + 1{,}48^2}}{1{,}73 \cdot 35} = 70{,}4 \text{ А.}$$

5) Конденсаторлардың номинал тогын анықтаймыз:

$$I_{к.ном} = \frac{Q_{ном}}{U_{ном}} = \frac{30}{0{,}66} = 45{,}45 \text{ А.}$$

6) Желінің бір фазасына параллель қосылған конденсаторлардың санын анықтаймыз:

$$m = \frac{I_{раб}}{I_{к.ном}} = \frac{70{,}4}{45{,}45} = 1{,}55 \approx 2.$$

7) КС2А-0,66-30 конденсатордың кедергісін анықтаймыз:

$$x_{к.ном} = \frac{U_{к.ном}}{I_{к.ном}} = \frac{660}{45{,}45} = 14{,}5 \text{ Ом.}$$

Дәйекті қосылған конденсаторлардың санын анықтаймыз:

$$n = \frac{x_к \cdot m}{x_{е.ном}} = \frac{7{,}14 \cdot 2}{14{,}5} = 0{,}98 \approx 1{,}0.$$

8) Желідегі конденсаторлардың жалпы саны:

$$n_{\Sigma} = 2 \cdot 1{,}0 \cdot 3 = 6$$

9) Конденсатор батареяларының қондырылған қуаты, номиналды кернеуі және тогы.

$$Q_{уст.б} = n_{\Sigma} \cdot Q_{ном} \cdot 10^{-3} = 6 \cdot 30 \cdot 10^{-3} = 0{,}18 \text{ МВар.}$$

$$U_{ном.б} = n_{\Sigma} \cdot U_{ном} = 6 \cdot 0{,}66 = 3{,}6 \text{ кВ.}$$

$$I_{ном.б} = \frac{Q_{уст.б}}{U_{ном.б}} = \frac{180}{3{,}66} = 45{,}45 \text{ А.}$$

Торап жұмысының параметрлерін есептеуден алынған мәліметтер 4.31, 4.32 және 4.33 кестелерде көрсетілген.

4.31 кесте – Тұтынушылардағы кернеу

Пункт	1	2	3	4	5	6	7
U, кВ	10,56	10,67	10,53	10,57	10,55	10,62	10,62

4.32 кесте – Желідегі қуат шығындары

Желі	ИП1-1	ИП1-2	ИП1-3	2-4	3-5	3-6	ИП1-7
ΔP, МВт	0,55	0,68	0,42	0,20	0,17	0,17	0,26
ΔQ, МВАр	0,77	1,41	0,58	0,21	0,17	0,17	0,37

4.33 кесте – Трансформаторлардағы қуат шығындары

Трансформатор	1	2	3	4	5	6	7
ΔP, МВт	0,05	0,13	0,06	0,06	0,10	0,07	0,04
ΔQ, МВАр	0,54	2,53	1,24	1,28	2,05	1,40	0,38

Барлық торап бойынша қуат шығындары:

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P_{1-3} - P_{\Sigma наг}}{P_{ИП1}} \cdot 100\% = \frac{8 - 7{,}68}{8} \cdot 100 = 4{,}0\%.$$

Бұл режимде барлық пункттердегі кернеу талаптарға сәйкес келеді U>10 кВ, демек кереуге реттеу жүргізу қажет емес.

Осылайша, көлденең қарымталау құрылғыларын (УПК) орнату тораптағы активті және реактивті шығындарды төмендетеді, сонымен бірге көлденең қарымталау құрылғылар орнатылмаған нұсқаға қарағанда барлық тораптағы шығындар да төмендейді.

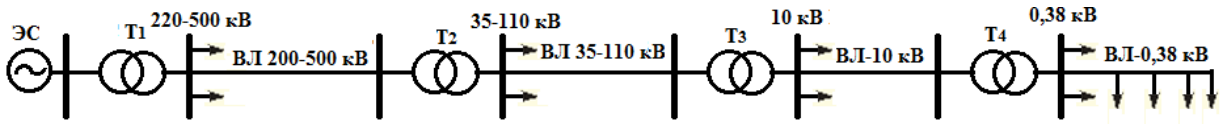
4.8 Электр тораптарындағы кернеуді реттеу

Қабылдағыштарда кернеудің қажетті ауытқуына шыдау үшін ЭҚЕ таратушы тораптар қосылған қосалқы станцияның 10 кВ шиналарында кернеуді реттеуді тапсырады. Асқын жүктеме мерзімінде кернеу номиналдыдан 105% төмен, жүктеме аз мерзімде номиналдыдан 100% жоғары, ал апаттан кейінгі мерзімде номиналдыдан 100% жоғары болмауы керек. Трансформаторлар екі түрде орындалады: реттеуіш тармақтары қоздырусыз ауысады, яғни тораптан ажыратылған (трансформаторы с ПБВ); реттеуіш тармақтары кернеу астында ауысады (трансформаторы с РПН).

Электрлік тораптың элементтері бойынша токтың ағуы кернеу шығындарына әкеледі. Қорек көзінен алыстау бойынша нәтижесінде кернеу азаяды. Сонымен бірге, электр қабылдағыштарының қалыпты жұмысы үшін оларға қосылған кернеу номиналды кернеуден ерекшеленуі және рұқсат етілген шекте болуы керек. МЕМСТ 13109-97 сәйкес электр энергияның сапасына көптеген электр қабылдағыштар үшін кернеудің номиналдыдан ауытқуы ±5 % аспауы керек. Жұмыстың апаттан кейінгі режимдерінде рұқсат етілген ауытқу 5 % артады. Электр қабылдағыштар тікелей қосылмаған,

жоғары кернеудің электр тораптарында кернеудің өзгеруінің рұқсат етілген шектері болады. Оның ішінде, жоғары кернеу қондырғыларында максимал жұмыс кернеуі оқшауламаның сенімді жұмыс шартымен анықталады және номиналды мәні 105 тен 120% дейін, номиналды кернеудің төмендеуі бойынша артады. Электр тораптарында кернеудің рұқсат етілетін төмендеуі электр станцияның генераторларының және жүктеме түйіндерінің параллель жұмысының тұрақтылығымен анықталады. Қоректендіруші тораптарда кернеудің төменгі рұқсат етілген ауытқуы 10-15%. Кернеу деңгейін бағалау кезінде жүктеменің тәулік ішінде үздіксіз өзгеретінін және соған байланысты электр қабылдағыштардағы кернеу деңгейі мен кернеу шығынының өзгеретінін де ескеру керек.

Заманауи электр станцияларда (ЭЭС) кернеу ауытқуына қойылатын талаптарды орындау арнайы шаралар мен құрылғыларды қолданусыз іске асыру мүмкін емес, оны электр энергиясын жіберу сұлбасында анық көруге болады (4.1 сурет). Егер, электр станцияның генераторларынан қабылдағыштарға дейінгі жолда электр энергиясы төрт өзгеруге ұшырайды деп есептесек, онда әрбір өзгеру кезіндегі кернеу шығыны 5 %, ал әр тораптағы – 10 % құрайды, сонда кернеудің жалпы шығыны 60% жетуі мүмкін.



4.1 сурет – Торапта электр энергияны жіберу сұлбасы

ЭЭЖ рұқсат етілген кернеу деңгейін қамтамассыз ету үшін арнайы техникалық құралдар – реттеуіш құралдары қолданылады. Олардың мақсаты – азайту немесе тораптағы кернеу шығындарын қарымталау болып табылады.

ЭЭЖ дамытуды жобалау және оларды қайта жөндеу кезінде реактивті қуат балансын қамтамассыз ету мен тораптарда кернеуді реттеу шарттарын анықтау, реттеуіш құралдарын орнату пункттарын негіздеу, қуаты мен түрін таңдау сұрақтары кешенді шешіледі. Сонымен қатар, кернеуді реттеу тапсырмаларының құрамына кіретін АСДУ дамыту, оны ақпараттық және алгоритмдік қамтамасыз ету, ақпаратты өңдеу мен жүйелерді дамыту сұрақтары қарастырылуы керек.

Жобалау кезінде ең алдымен ЭЭЖ реактивті қуат пен кернеу бойынша басқарылуын қамтамасыз ету керек. Қалыпты және апаттан кейінгі режимде ЭЭЖ барлық нүктелерінде жұмыс істеп тұрған жабдықтардың жағдайы және жүктеменің өзгеруімен белгіленетін рұқсат етілген кернеуді қамтамасыз ету мүмкіндігі қарастырылады. Басқарылу реттеу құрылғыларының реттеуіш деңгейлері мен орналастыру орнын дұрыс таңдау арқылы іске асады.

ЭЭЖ басқару – кернеу режимінің сапалы көрсеткіштерін және жабдық жұмысының сенімділігі мен төзімділігін қамтамасыз ететін, кернеуді реттеу

тапсырмаларын шешу үшін қажетті шарттар. ЭЭЖ басқарылуын қамтамассыз етіп, келесі кезеңдерде қосымша тарату құрылғыларын орнату мүмкіндігін қарастыру (немесе орнатылған құрылғылардың диапазонын кеңейту) мақсатымен активті қуат шығынын төмендетуді қарастыруға болады. Сонымен бірге, реактивті қуаттың қосымша көздерін орнату қарастырылады.

Активті қуат шығынын төмендету мақсатында ЭЭЖ реактивті қуаттың қосымша көздерін орналастыру – технико-экономикалық тапсырма болып табылады, себебі жоғарыда көрсетілгендегідей жаңа жабдықтарды орнату шығындарын экономикалық жағынан салыстыру қажет.

АСДУ көмегімен ЭЭЖ режимдерін басқару кезінде кернеуді реттеу тапсырмалары режимдерді жобалау мен оперативті басқару кезеңдерінде шешіледі және экономикалық эффектке жету үшін құрылғыларды толық қолданудан тұрады.

Жүктемелер мен жұмыс жасайтын жабдықтардың құрамын болжау негізінде режимдерді жобалау кезде берілген уақыт аралығында кернеудің хоңтайлы режимі есептеледі, мысалы келесі тәуліктер. Осы жолмен алынған оңтайлы кернеу графиктері энергетикалық нысандарға (электр станциялары, реттеуіш құралдары бар қосалқы станциялар) жіберіледі, мұнда оперативті қызметкерлер немес автоматты құрылғылар арқылы тексеріледі.

Оперативті басқару кезінде ЭЭЖ нақты жағдайы мен оның режимдері туралы телесигналдар мен телеөлшеуіштер арқылы алынған ақпараттар қолданылады. Олар АСДУ ЭЕМ енгізіліп, өңделінеді және түсінікті түрде диспетчерге ұсынылады. Заманауи АСДУ ұсынылған нақты режимдік ақпаратпен бірге диспетчерлерге кернеудің жоспарлы графиктерін түзету бойынша ұсыныстар жасалады.

5. Еңбекті қорғау және қауіпсіздік техникасы

5.1 Қауіпсіздік техникасы және еңбекті қорғау нормалары

Жабдықты ауыстыру және жүктен босату, көтеру және тиеу бойынша барлық құрылыстық – құрастыру және такелаж жұмыстары ҚР ҚНжЕ 1.03 – 05 – 2001 «Құрылыстағы қауіпсіздік техникасы және еңбекті қорғау» сәйкес орындалады.

Құрылыста жұмыс істейтін барлық жұмыскерлер арнаулы жұмыс киімімен, арнайы аяқ киімімен және жеке сақтау құралдарымен (ЖСК) қамтамассыз етілуі керек.

Құрылыс аумағында дәрі-дәрмектері бар дәрі қораптар, шиналарды белгілейтін жинақтар және зардап шеккен адамдарға бірінші көмек көрсету үшін басқа да құралдар болуы қажет.

Электр жабдықтарын іске қосу - жөндеу және монтаждау кезінде электр тогымен зақымдалудан аман болу үшін келесі талартарды орындау керек:

- Жеке қорғау құралдарын қолдану керек (диэлектрлік қолғаптар, резина ботылары, кілемше);
- Электркозғалтқыш корпустарын және үзілген электр сымдарын тиіспеу керек, жерлендіргіш құрылғылары бұзылған жағдайда олар кернеу астында болуы мүмкін;
- Электр жабдықтарынан ажыратылған сымдардың жалаңаш шеті сенімді оқшаулану керек.

Электр монтаждау жұмыстары жүргізілетін қауіпті аймақтар ҚР МЕМСТ 12.4.026-2002 бойынша қауіпсіздік белгілерімен, плакаттармен қоршалуы және сигнал беру құралдарымен жабдықталуы керек.

12.4.059 – 89 МЕМСТ талаптарына сәйкес оқшауланған материалдардан тұратын уақытша қоршауды құруды жүргізу. Уақытша қоршауларда «Тоқта! Кернеу» деген жазулар болу қажет. Дайындалған жұмыс орындарына «Жұмыс осында» плакаттарын ілу керек.

Тексеруден өткізілмеген немесе жарамсыз электр құралдарын қолдануға тиым салынады.

Жұмыс жасап тұрған электр қондырғыларында жүк көтеру көліктерін және механизмдерін қолдану жүктеу бойынша жүргізіледі.

Жүк басу және жүктен босату жұмыстарының механикаландырылған әдісі – 50 кг жоғары жүктер үшін, сонымен қатар жүкті 2 метр биіктікке көтеру кезінде міндетті.

Жүк басу және жүктен босату жұмыстары жүргізілетін орындарда осы жұмыстарға тікелей қатысы жоқ адамдардың жүруіне болмайды.

Конструкцияларды кранмен жылжыту және өрт қауіпсіздігі бойынша қауіпсіз жұмыс шарттарын инженерлі-техникалық жұмысқа қатысты адамдармен қамтамассыз етіледі. Жұмыстың қауіпсіз жүруіне жауапты адамдар кранның орнату орнын анықтайды.

Жүктерді ауыстыру жұмыстары жүретін орындарды және қауіпті аймақтардың шегін жалаушалармен белгілеу қажет.

Жүктің құлау биіктігі, м	Кранмен жылжытылатын жүк құлаған жағдайдағы минималды қашықтық, м
10	4
20	7

Құрылыс – жөндеу жұмыстары басталған уақыттан бастап өрт қауіпсіздігімен қаматамассыз етуді ұйымдастыруға жауапты болып ұйымның жетекшісі тағайындалады. Құырылыс алаңдарындағы өртке қарсы жағдайларға жауапты тұлғалар бұйрық бойынша тағайындалады.

Мердігерлік ұйымдардың жетекшісі төмендегі шарттарды ұйымдастыру керек:

- Мекемеге қарайтын бөлімдерде ҚР өрт қауіпсіздігі ережелерін үйрету (ҚР үкіметінің 30.12.2011ж №1682 қаулысымен бекітілген) және оның орындалуын ұйымдастыру. Өрт қауіпсіздігіне ортақ талаптар (№14 техникалық регламент 16.01.2009ж), ҚР ҚНжЕ 2.02 – 05 –2009 «Ғимараттағы және құрылыстағы өрт қауіпсіздігі», сонымен қатар ҚР ҚНжЕ 3.02 – 09 – 2010 «Өндірістік ғимараттар».
- Өртке қарсы нұсқауларды өткізуді және өрт-техникалық сабақтар жүргізуді ұйымдастыру;
- Құрылыс алаңдарында өртке қарсы режім орнату (темекі шегу орындарын анықтау, жану материалдарын орналастыру орнын анықтау, от жұмыстарын жүргізу ережесі) және оның орындалуын бақылау;
- Құрылыс жұмыстары жүргізілетін орындарда өрт қауіпсіздігі жағдайына бақылау жүргізу, техника құралдарын тексеру.

Әр жұмыс орнындарында белгіленген өртке қарсы іс-шаралардың орындалуына тікелей жұмыс атқарушылар жауапты.

Өрт қауіпсіздігімен қамтамассыз ету кезінде аудандық құрылыс нормалары және ережелерімен, өрт қауіпсіздігі талаптарын нормативті құжаттармен бекітілген тәртіпті нұсқау етіп қолдану керек.

Дөңгелектерді жуу үшін арнайы орындарды тұрғылықты орындаушы органдар анықтайды.

5.2 Жерлендіру және найзағайдан қорғаныс құралдарын есептеу

5.2.1 Ашық тарату құрылғыларын найзағайдан қорғау шаралары

Найзағайдан қорғау жүйесі (НҚЖ) – бұл найзағай әсерінен ғимараттар мен құрылыстардың, адамдардың қауіпсіздігін, қондырғының сенімді жұмысын қамтамасыз ететін қорғаушы іс-шаралардың кешені.

Ғимараттар мен құрылыстарды найзағайдан қорғау құралдары кешеніне: сыртқы НҚЖ – найзағайдын тікелей соққысынан (НТС) қорғау құралдары және ішкі – найзағайдын екінші ретті соққысынан қорғау құралдары

(қорғалатын нысандарды электромагниттік өріс әсерін шектейтін және олардың ішінен ұшқынданууын алдын алатын) жатады.

Қорғалатын нысандар қалыпты және арнаулы болып екіге бөлінеді.

Қалыпты – бұл әкімшілік, өндірістік және тұрғын үй құрылыстары, сонымен қатар биіктігі 60 м аспайтын ғимараттар мен құрылыстар.

Арнаулы – бұл әлеуметтік, физикалық және тікелей қоршаған ортаға қауіпті нысандар, сонымен қатар биіктігі 60 м асатын құрылыстар.

Әдеттегі қорғалатын нысандар НТС-нан қорғайтын қажетті төрт сенімділік деңгейінің біріне жатады (4.1 кесте).

5.1 кесте – Қарапайым нысандар үшін НТС-нан қорғаныс деңгейлер

Қорғаныс деңгейі	НТС-нан қорғау сенімділігі
I	0,98
II	0,95
III	0,90
IV	0,80

Сенімділік: $P_з$ = 1-P, мұнда P – жайтартқышпен қорғалатын нысанның найзағаймен бұзылуының шекті рұқсат етілген мүмкіншілігі.

Арнаулы нысандар үшін НТС-нан қорғау сенімділігінің минималды шекті деңгейі 0,9-0,999 аралығында, НТС-нын зардабының күрделілігіне және ортақ маңыздылығының дәрежесіне байланысты қабылданады.

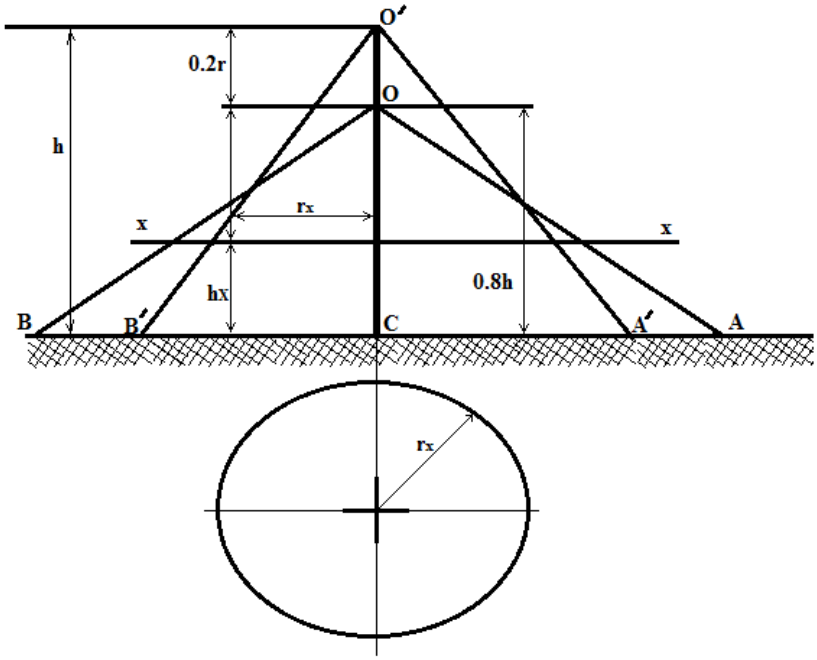
5.2.2. Оқтауша жайратқыштардың қорғаныс аумағы

Жеке оқтауша жайратқыштың қорғаныс аумағы (5.1 және 5.2 сурет) сынған желі түрінде қалыптасатын конустың тік қимасынан тұрады.

Биіктігі h<60 м (5.1 сурет) жайратқыш үшін қорғаныс аумағын тұрғызу келесі түрде жүргізіледі. Жайратқыштың негізінен қарсы бетке екі кима CA' және CB'қалдырылады, олар 0,75h тең, алынған A' және B' нүктелерінің соңы жайратқыштың ұшымен қосылады. Одан әрі, жайратқышта 0,8h биіктікте 1,5h тең CB және CA қималарының соңымен түзу желілер қосылатын O' нүктесі бар.

Жайратқышты есептеу кезінде [3] әдістері қолданылады. Жайратқыштың биіктігін h=50 м деп қабылдаймыз (5.1 сурет).

Бір оқтауша жайратқыштың қорғаныс аумағы.



5.1 сурет – Жеке жайратқыштың қорғаныс аумағының сұлбасы

Кескіндердің ұзындығы: CA’=CB’=0.75×h=0.75×50=37.5 [м],
Қашықтық: CO’=0.8×h=0.8×50=40 [м],
Кескіндердің ұзындығы: CA=CB=1.5×h=1.5×50=75 [м].
Қорғаныстар келесі формаулалармен анықталады:

$$r_x = 1{,}5 \cdot (h - 1{,}25 \cdot h_x)$$

$$r_x = 0{,}75 \cdot (h - h_x)$$

Жайратқыштың оңтайлы биіктігі келесілер бойынша анықталады:
0·£·h_x·£·2/3h болғанда

$$h_{опт} = \frac{(r_x + 1{,}9h_x)}{1{,}5} \qquad (5.1)$$

h_x³·2/3h болғанда

$$h_{опт} = \frac{(r_x + 0{,}75h_x)}{0{,}75} \qquad (5.2)$$

h_x=20 м болғанда

$$r_x = 1{,}5 \cdot (50 - 1{,}25 \cdot 20) = 37{,}5[\text{м}],$$

$$h_{опт} = \frac{(37,5 + 1,9 \cdot 20)}{1,5} = 50,3[м].$$

$h_х$ =40 м болғанда

$$r_х = 0,75 \cdot (50 - 40) = 7,5[м],$$

$$h_{опт} = \frac{(7,5 + 0,75 \cdot 40)}{0,75} = 50[м].$$

Қосалқы станцияға 4 жайратқыш орнатамыз (қосалқы станцияның жоспарын қарау керек).

5.3 Жерлендіргіш құрылғыларын есептеу

Жерлендіргіш құрылғыларын есептеу өзіндік жерлендіргішті есептеуге әкеледі, себебі көп жағдайларда жерлендіруші өткізгіштер ПТЭ және ПУЭ бойынша тотығуға механикалық тұрақтылығы мен төзімділік шарттары бойынша қабылданады. Ерекшелігі жайма жайратқыш құрылғыларында болады. Бұл жағдайларда байланыстырушы желілер мен жерлендіргіштердің тізбектей қосылған кедергілері есептеледі, олардың жалпы кедергісі рұқсат етілгеннен аспау керек.

Жерлендіргіштің кедергісін есептеу келесі тәртіпте жүргізіледі:

1. Жерлендіргіш құрылғыларының рұқсат етілген кедергі ЭҚЕ бойынша орнатылады *r*. Егер жерлендіргіш құрылғылары бірнеше электр қондырғыларына ортақ болса, онда жерлендіргіш құрылғыларының есептік кедергісі қажеттіден төмен болып табылады.

2. Жасанды жерлендіргішке қажет кедергі параллель қосылған табиғи жерлендіргіштерді пайдалануды ескеріп, келесі формуламен анықталады:

$$\frac{1}{R_и} = \frac{1}{r_{зм}} - \frac{1}{R_е} \qquad (5.3)$$

немесе

$$R_и = \frac{R_е \cdot r_{зм}}{R_е - r_{зм}} \qquad (5.4)$$

мұндағы $r_{зм}$ – жерлендіргіш құрылғының рұқсат етілген кедергісі, Ом;

$R_и$ – жасанды жерлендіргіштің кедергісі, Ом;

$R_е$ – табиғи жерлендіргіштің кедергісі, Ом.

Топырақтың меншікті кедергісі $\rho_{расч}$ жоғарлатқыш коэффициентер есебімен анықталады, жазды топырақтың кебуі мен қысқа қатуы ескеріледі.

35 кВ электр қондырғылары үшін жерлендіргіш құрылғыларын есептеу кезінде ЭҚЕ сәйкес жерлендіргіш қондырғыларының кедергісі 0,5 Ом артық болмау керек.

Табиғи жерлендіргіштердің кедергісін R_e=1.5 Ом деп аламыз.

Топырақтың меншікті кедергісі:

$$r_{расч} = r_{изм} \cdot \gamma, Ом \qquad (5.5)$$

мұндағы γ=1.4 – құрғақ қатты балшық үшін климаттық коэффициент,

$$r_{изм} = R_{гр} = 215 \ [Ом \cdot м],$$

сонда:

$$r_{расч} = 215 \cdot 1{,}4 = 301 \ [Ом \cdot м].$$

жасанды жерлендіргіштің кедергісін табамыз:

$$R_и = \frac{R_e \cdot R_з}{R_e - R_з} = \frac{1{,}5 \cdot 0{,}5}{1{,}5 + 0{,}5} = 0{,}75 \ [Ом].$$

Вертикаль оқтауша ретінде ұщындығы 3 м және d=0.05 м темір құбырды аламыз. Вертикаль оқтаушаны жер деңгейінен 0.7 м, яғни H0=0.7 м төмен көму кезінде

$$R_в = (r_{расч} / 2p \cdot L) \cdot [\ln(2 \cdot L)/d + 0.5\ln(4H_0+L)/(5H_0+L)], \qquad (5.6)$$

$$R_в = (301/18.85) \cdot (4.78+1.22) = 95.81 \ [Ом],$$

Тереңдікте $H = H_0 + L/2 = 2.2$ м

$$R_в = (r_{расч} / 2p \times L) \cdot [\ln(2 \cdot L)/d + 0.5\ln(4H+L)/(5H+L)] = \qquad (5.7)$$
$$= (301/18.85) \cdot (4.78+1.22) = 79.55 \ [Ом].$$

Қимасы 40,4 мм жолақты болаттан жасалған горизонталь өткізгіштердің торларының жалпы кедергісін анықтаймыз. Горизонталь жерлендіргіштердің жалпы ұзындығы 848 м тең. Вертикаль оқтаушалардың санын 100 деп аламыз.

$$R_г = (r_{расч} / 2p \cdot L) \cdot \ln(2 \cdot L^2)/b \cdot H = (301/18.85) \cdot 17.75 = 283.5 \ [Ом],$$

мұндағы b=40 мм – жолақтың ені

H=0.7 м.

Вертикаль оқтаушаларды 8,5 арқылы орнатамыз, бұдан $R_г$ байланыстырушы жолақтың пайдалану h=0.19 коэффициенті есебімен:

$$R_г = \frac{283,5}{0,19} = 1492,1 \text{ [Ом]}.$$

Жасанды жерлендіргіштің кедергісін анықтаймыз:

$$R_и = \frac{R_и \cdot R_г}{R_и + R_г} = \frac{1,5 \cdot 0,5}{1,5 + 0,5} = 0,749 \text{ [Ом]}.$$

Пайдалану коэффициентін $h_{ст}$=0.5 ескеріп, вертикаль жерлендіргіштердің санын анықтаймыз:

$$n = \frac{R_в}{h_{ст} \cdot R_и} = \frac{79,55}{0,749 \cdot 0,5} = 213 \text{ дана}.$$

6 Жобаланған тораптың негізгі технико-экономикалық көрсеткіштері

Жобаның бұл бөлімінде тораптың құрылысы мен пайдалану үшін қажет электр жабдықтары мен ақша шығындарын, сонымен қатар торапты жобалау барысында қабылданған шешімдерді сипаттайтын негізгі технико-экономикалық көрсеткіштер анықталады. Оларға келесілер жатады:

1. қосалқы станция мен тораптың, желінің құрылысына күрделі қаржы салымы (теңге);
2. қосалқы станцияны, торапты және желіні пайдалану бойынша жылдық ұсталымдар (теңге/жыл);
3. электр энергияны берілген қорек көзінен бастап 35...220 кВ төмендеткіш ҚС (10 кВ) екінші кернеу шиналарына дейін торап бойынша жіберудің меншікті құны (теңге/кВт·сағ);
4. жобаланған торапта электр энергия мен активті қуат шығындары, кВт сәйкес және тұтынушыларға жіберілген электр энергия мен қуаттың пайызында;
5. тораптың негізгі көрсеткіштері: номиналды кернеу мен қуаттары бойынша бөлінген, төмендеткіш трансформаторлардың саны, номиналды кернеу бойынша бөлінген ажыратқыштардың саны, қысқа тұйықтағыштар мен айырғыштар кешені, сымдардың километрлерінің саны, түрі мен номиналды кернеуі бойынша бөлінген қарымталаушы құрылғылардың жалпы қуаты.

Егер торап режимдерін есептеген кезде жүктеме аз режимде трансформаторлардың жартысын ажырату экономикалық тиімді деген шешім қабылданса, оны электр энергия шығынын анықтағанда ескеру керек. Ол үшін торап режимінің ұзақтығын білу керек. Бірінші жуықтауда ҚС аз және көп жүктеме режимдерінің ұзақтығын бағалайтын келесі әдісті қолдануға болады (жүктеменің тәуліктік графигінде). Төмендеткіш ҚС екінші кернеу шиналарынан бір жылда тұтынылған электр энергиясы:

Активті жүктеме шығынының уақытын анықтаймыз

8760 – жылдың ұзақтығы, сағатпен.

$$W_{1\text{-}3}=P_{(1\text{-}3)мак}\cdot T_{иак}+ P_{(1\text{-}3)мин}\cdot\tau_{иак} = 4\cdot5070+1{,}8\cdot5528=32230{,}4\ МВт\cdot сағ$$

$$W_{3\text{-}5}=P_{(3\text{-}5)мак}\cdot T_{иак}+ P_{(3\text{-}5)мин}\cdot\tau_{иак} = 2{,}2\cdot5070+1{,}1\cdot5528=17234{,}8\ МВт\cdot сағ$$

$$W_{3\text{-}6}=P_{(3\text{-}6)мак}\cdot T_{иак}+ P_{(3\text{-}6)мин}\cdot\tau_{иак} = 1{,}8\cdot5070+0{,}8\cdot5528=13548{,}4\ МВт\cdot сағ$$

$$W_{1\text{-}7}=P_{(1\text{-}7)мак}\cdot T_{иак}+ P_{(1\text{-}7)мин}\cdot\tau_{иак} =1{,}72\cdot5070+0{,}5\cdot5528=20610{,}4\ МВт\cdot сағ$$

$$W_{\sum}= W_{1\text{-}3}+ W_{3\text{-}5}+ W_{3\text{-}6}+ W_{1\text{-}7}=32230{,}4 +17234{,}8 +13548{,}4 +20610{,}4 =83624\ МВт\cdot сағ$$

Жүктемесі көп режимдегі жалпы қуат шығыны:

$$\Delta P = \frac{P_{ИП-3}^2}{U^2} + \frac{P_{5-6}^2}{U^2} = \frac{3{,}1^2}{110^2} + \frac{1{,}8^2}{110^2} = 0{,}94 \cdot 10^{-3}\ \text{МВт}.$$

Тораптағы энергиының шығындарына жұмсалымдар

$$З_{\Delta W,\Sigma} \cong \beta(\Delta P_{xx} \cdot T_{мак} + \Delta P_{кз} \cdot \tau) + З_{\Delta W,ку}, \text{теңге / жыл}, \qquad (6.1)$$

мұндағы β – берілген географилық ауданда тораптағы активті қуат шығынына меншікті щығындар теңге/кВт·сағ;

ΔP_{Σ} - тораптағы трансформаторлар мен автотрансформаторлардың, желілердің активті кедергілерінің жалпы активті қуат шығындары, кВт.

Реттелмейтін конденсатор батареяларындағы электр энергия шығынының құны келесідей анықталады:

$$З_{пот} = \beta \cdot \Delta P_{к} \cdot Q_{ку\Sigma} \cdot T, \text{мың.теңге}. \qquad (6.2)$$

мұндағы $\Delta P_{к}$ - кондаенсаторлардағы қуаттың меншікті шығын, салыстырмалы бірлікте ($\Delta P_{к}$ =0,002…0,003 деп аламыз);

$Q_{ку\Sigma}$ - қосалқы станциядағы конденсаторлардың жалпы қуаты.

$$З_{пот.} = 2{,}5 \cdot 0{,}002 \cdot (3{,}2 \cdot 8760 + 2{,}2 \cdot 5528) \cdot 10^{-3} = 2 \text{ мың.теңге}$$

Тораптағы энергия шығынына жұмсалған ұсталымдар

$$З = 2{,}5(0{,}94 \cdot 5070 + 0{,}42 \cdot 8760) \cdot 10^{-3} + 2 = 23 \text{ мың. теңге}$$

Тораптағы электр энергия (ΔW_{Σ}) мен активті қуаттың (ΔP_{Σ})% жалпы шығыны, пайызбен

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{\Delta P}{\sum_{i=1}^{n} P_{мак}} \cdot 100 = \frac{0{,}25}{301} \cdot 100 = 8{,}1\%.$$

$$\Delta W_{\Sigma} = \frac{\Delta W}{\sum_{i=1}^{n} P_{мак} \cdot T_{мак}} \cdot 100 = \frac{1807{,}5}{3{,}1 \cdot 5070} \cdot 100 = 11{,}5\%.$$

Қосалқы станцияның құрылысына салынған қаржылар

$$К_{пс} = 30900 \text{ мың.теңге}$$

Қосалқы станцияның құрылысына күрделі қаржы салымдары

$$К_{ВЛ}=105940,12 \text{ мың. теңге}$$

Барлық күрделі қаржы салымдары

$$К_{\sum}= К_{пс} + К_{ВЛ}=30900+105940,12=136840,12 \text{ мың. теңге}$$

Қосалқы станцияны, торапты және желіні пайдалану бойынша жылдық ұсталған шығындар.

Желі.

$$И_{ВЛ} = К_{ВЛ} \cdot \frac{\alpha_{ВЛ}}{100} = 105940 \cdot \frac{3,6}{100} = 3813 \text{ мың теңге.}$$

Қосалқы станция.

$$И_{ПС} = К_{ПС} \cdot \frac{\alpha_{ПС}}{100} = 30900 \cdot \frac{6,3}{100} = 1946,7 \text{ мың теңге.}$$

Барлық торап

$$И_{\sum} = И_{ВЛ} + И_{ПС} = 3813 + 1946,7 = 5759,7 \text{ мың теңге.}$$

Жіберілетін электр энергияның өзіндік құны

$$С = \frac{И_{\sum}}{\sum_{i=1}^{n} Р_{мак} \cdot Т_{мак}} = \frac{5759,7}{1,8 \cdot 5070} = 0,63 \text{ теңге / кВт} \cdot \text{сағ.}$$

мұндағы $И_{\sum}$ - жылдық пайдалануға ұсталған шығындар, мың. теңге.

6.1 Электр энергияны жіберудің өзіндік құны

Жобада 110/10 кВ ҚС 110 кВ ӘЖ бойынша 110 кВ шиналарынан электр энергияны жіберудің өзіндік құнын есептеу керек.

Жоғарыда келтірілген есептеулерден 110 кВ ӘЖ сымдарының маркасы мен ұзындығы, олар бойынша жіберілетін қуат пен 110/10 кВ ҚС қуаты белгілі.

Максимум жүктемені қолдану саны $Т_{макс}$ = 5070 сағат. Меншікті тұйықтама шығын α = 7 тг/кВт·сағ, III – көктайғақ аудан.

Жіберудің толық құны $С_{пол}$ келесідей анықталады:

$$C_{пол} = C_{эксп} + C_{пот}; \quad (6.3)$$

мұндағы $C_{эксп}$ - электр тораптарын жөндеу, қызмет көрсету және күтуге жұмсалатын шығындар, мың. тг/жыл;

$C_{пот}$ – электр энергия шығынының құны, мың. тг/жыл.

Пайдалану шығысы келесі жұмсалымдардан тұрады:

$$C_{эксп} = C_{аморт} + C_{з/п} + C_{обс} + C_{ос}; \quad (6.4)$$

мұндағы $C_{аморт}$ - амортизациялық ұсталымдар, мың.тенге;

$C_{з/п}$ - еңбек ақыға жұмсалатын шығындар, мың.тенге;

$C_{обс}$ – жабдықтарды жөндеуге жұмсалатын ұсталымдар, мың.тенге;

$C_{ос}$ – жалпы тораптың ұсталдымдар, тыс.тенге.

6.2 Амортизациялық аударымдар

Амортизациялық аударымдар – олардың тозуын өтеу үшін негізгі қорлардың құны. Амортизациялық аударымдарға өндіріс немесе айналымға жұмсалатын аударымдардан тұрады. Амортизациялық аударымдарды бекітілген нормалар мен баланс құнының негізіндегі негізгі қорлардың коммерциялық ұйымдары жүргізеді.

Амортизациялық аударымдар негізгі қор нысанының баланс құнына қатысты анықталған нормалар бойынша жүргізіледі. Амортизациялық мерзімді табу үшін 100 амортизация нормасына бөлу керек.

Амортизация нормасы – бұл амортизацияның жылдық соммасының бастапқыға қатынасы.

$$C_{аморт} = \frac{\alpha_{аморт}}{100} \cdot К; \quad (6.5)$$

мұндағы $\alpha_{аморт\ I}$ – амортизациялық аударымдардың нормасы [2], %;

$К_i$ –нысанға жұмсалған күрделі қаржы шығыны [2], мың.тенге.

$$Р_{аморт\ КТП\text{-}2500//110} = 6{,}3\ \%$$

$$Р_{аморт\ ВЛ\ –110\ кВ} = 2{,}6\ \%$$

Жабдықтардың есептік құнын анықтау.

2хКТПБ – 2500/110 = 15000 мың. тг.

ВЛ – 110 кВ = 150 мың. тг. 1 км-ге.

$$К_{ВЛ-110\ кВ} = 12,6 \cdot 150 = 1890 \text{ мың. тг.}$$

$$С_{аморт} = \frac{6,3}{100} \cdot 15000 + \frac{2,6}{100} \cdot 1890 = 994,14 \text{ мың.теңге.}$$

6.3 Еңбек ақыға бөлінген шығындар

Еңбекақы (жалақы) – бұл пайдаланылған еңбек үшін төленетін баға.

Еңбекақының орта немесе жалпы көлемі бағаның жалпы деңгейі сияқты еңбекақының әр түрлі мөлшерлемесінен тұратын, кешенді термин болып табылады. Бұл анықтама мемлекет және аудан бойынша еңбекақының жіктелуін түсіндіру мен салыстыру кезінде бастапқы нүкте болып табылады.

Еңбекақыға жұмсалатын шығындар келесілерден тұрады:

$$С_{з/п} = С_{з/п.осн} + С_{з/п.доп} С_{соц.нал}; \quad (6.6)$$

мұндағы $С_{з/п\ осн}$ – негізгі еңбекақыны төлеуге жұмсалатын шығындар, мың.теңге;

$С_{з/п\ осн}$ – қосымша еңбекақыны төлеуге жұмсалатын шығындар, мың.теңге

$С_{соц\ нал}$ – әлеуметтік салық, мың.теңге

Негізгі еңбекақы:

$$С_{з/п.осн} = n_{пр} \cdot С_{ср}; \quad (6.7)$$

мұндағы $n_{пр}$ – қызметкерлердің саны (жұмыскерлер мен қызметкерлер) [2], адам.

$С_{ср}$ - орташа еңбекақы, жылына, мың.теңге

$n_{пр\ ВЛ-110\ кВ}$ – 2,25/100 (100 км-ге 110кВ ӘЖ)

$n_{пр\ ПС}$ – 2,54 * 2 (ҚС екітрансформаторлы болғандықтан)

$$n_{пр} = n_{пр.ВЛ-110кВ} + n_{пр.ПС} = \frac{2,25 \cdot 12,6}{100} + 2,54 \cdot 2 = 5,36 \cong 5 \text{ адам.}$$

Бір айлық орташа еңбекақыны 95 мың. тг. деп аламыз.

$$С_{ср.} = 95 \cdot 12 = 1140 \text{ мың. тг/жыл}$$

$$С_{з/п\ осн} = 1140 \cdot 5 = 5700 \text{ мың. тг/жыл}$$

Қосымша еңбекақы келесі формула бойынша анықталады:

$$C_{з/п\ доп} = 0,3 \cdot C_{з/п\ осн} = 0,3 \cdot 5700 = 1710 \text{ мың. тг/жыл}$$

Әлеуметтік салыққа бөлінетін шығындар:

$$C_{соц.нал} = 0,21 \cdot (C_{з/п.осн} + C_{з/п.доп}) = 0,25 \cdot (5700 + 1710) =$$
$$= 1852,5 \text{ мың.тг / жыл.}$$

$$C_{з/п} = 5700 + 1710 + 1852,5 = 9262,5 \text{ мың.тг / жыл.}$$

6.4 Жабдыққа қызмет көрсетуге бөлінген шығындар

Бұл шығындарға қосымша материалдардың құны, жөндеуге жұмсалатын шығындар, шеттегі ұйымдардың қызметі мен басқа да жұмсалымдар кіреді және кей кезде амортизациялық аударымдардың бөлігі қабылданады.

$$C_{обс} = 0,25 \cdot C_{аморт} = 0,25 \cdot 994,14 = 248,54 \text{ мың. тг/жыл}$$

6.5 Қоғамдық шығындар

Қоғамдық шығындар келесі формула бойынша анықталады:

$$C_{ос} = n_{рау} \cdot C_{срау} + \gamma \cdot (C_{аморт} + C_{обс}); \qquad (6.8)$$

мұндағы $n_{рау}$ – басқару аппаратындағы жұмыскерлердің саны, [2], адам;

$C_{срау}$ - басқару аппаратындағы жұмыскерлердің орташа жылдық еңбекақысы, мың.теңге;

$\gamma = 0,025 - 0,05$, келесідей аламыз $\gamma = 0,05$

$n_{рау\ ВЛ\text{-}110\ кВ}$ - 0,39/100 (100 км-ге 110 кВ ӘЖ)

$n_{рау\ ПС}$ - 0,31·2 (ҚС екі трансформаторлы болғандықтан).

$$n_{рау} = n_{рау.ВЛ-110кВ} + n_{рау.ПС} = \frac{0,39 \cdot 12,6}{100} + 0,31 \cdot 2 = 0,68 \cong 1 \text{ адам.}$$

Орташа айлық еңбекақы 40 мың теңгені құрайды.

$$C_{срау} = 110 \cdot 12 = 1320 \text{ мың.тг/ж}$$

$$C_{ос} = 1 \cdot 1320 + 0,05\ (994,14 + 248,54) = 1382,1 \text{ мың. тг/ж}$$

$$C_{эксп} = 994,14 + 9262,5 + 248,54 + 1382,1 = 11887,28 \text{ мың. тг/ж}$$

6.6 Электр энергия шығынының құны

Электр энергия шығынының құны келесі анықтама бойынша анықталады:

$$C_{пот} = \Delta A \cdot \alpha; \qquad (6.9)$$

мұндағы ΔA – электр энергияның жылдық шығыны, кВт·сағ

α – электр энергияның меншікті тұйықтама шығыны α = 1,2 тг/кВт·сағ.

Электр энергияның барлық ΔA шығыны 10 кВ ӘЖ сымдарындағы $\Delta A_{ВЛ}$, 35 кВ ӘЖ сымдарындағы және трансформаторлардағы $\Delta A_{тр\text{-}в}$ шығындардан тұрады.

Электр энергия шығынын есептеу.

$$\Delta A=\Delta A_{ВЛ\text{-}110\ кВ}+\Delta A_{тр\text{-}ра\ 110/10\ кВ}=445276{,}5+5196320=5641596{,}5\ кВт\cdot сағ$$

$$\Delta A_{ВЛ\text{-}110\ кВ}=\Delta P_{вл}\cdot\tau_{мак}=940\cdot 5528=5196320\ кВт\cdot сағ$$

$$\Delta A_{тр-р110/10кВ} = \Delta P_{хх}\cdot T_{год} + \Delta P_{КЗ}\cdot\left(\frac{S_{рас}}{S_{ном}}\right)^2\tau =$$

$$=11{,}5\cdot 8760+126\cdot\left(\frac{2250}{2\cdot 1600}\right)^2\cdot 5528 = 445276{,}5\ кВт\cdot сағ.$$

$$C_{пот} = 272079{,}6\cdot\left(\frac{2{,}5}{1000}\right) = 681\ мың.тг.$$

$$C_{пол}=8923{,}7+681=9604{,}7\ мың.\ тг$$

6.7. 1кВт·сағ электр энергияны жіберудің толық құны

Электр энергияның толық құны келесі формула бойынша анықталады:

$$q = \frac{C_{пол}}{A_{по}}; \qquad (6.10)$$

мұндағы $A_{по}$ – пайдалы жіберілген энергия, ол келесі формула бойынша анықталады:

$$A_{по} = S_{расч}\cdot\cos\varphi\cdot T_{max} - \Delta A = 2250\cdot 0{,}8\cdot 5070 - 5641596{,}5 =$$

$$= 3484403{,}5 \text{ кВт} \cdot \text{сағ.}$$

$$q = \frac{9604{,}7 \cdot 10^3}{3484403{,}5} = 2{,}75 \text{ т} / \text{кВт} \cdot \text{сағ.}$$

6.8 Бизнес жоспар құру

Банктен 3 жылға 16%-бен $К_а$=12500 мың. тенге көлемде кредит аламыз.

Ай сайын пайыздарды ескеріп, келесі көлемдегі сомманы төлейміз:

$$С_б = \frac{12500 \cdot 16 \cdot 3}{100} = 6000 \text{ мың.теңге.}$$

Тұрақты бөлінетін шығындар жылдық пайдалану шығындары мен банк төлемдерінің соммасы ретінде анықталады.

$С_{пост}=С_{эксп}+С_б=11887{,}28+6000=17887{,}28$ мың. тенге

Ауыспалы шығындар электр энергияның жылдық шығыны мен оны сатып алуға жұмсалатын шығындардан тұрады.

$$С_{перем} = С_{пот} + С_{сист}; \qquad (6.11)$$

мұндағы $С_{сист}$ – энергетикалық жүйеден электр энергияны сатып алуға жұмсалатын шығындар, мың.тг.

$$С_{сист} = \beta \cdot А_{пол}; \qquad (6.12)$$

β – жүйеден жіберілетін электр энергияның 1 кВ.сағ құны (β = 2,5 тг/ кВ.сағ.)

$$А_{пол} = S_{расч} \cdot \cos\varphi \cdot T_{max} = 2250 \cdot 0{,}8 \cdot 5070 = 9126000 \text{ кВт.сағ.}$$

$$С_{сист} = 2{,}5 \cdot 9126000 \cdot 10^{-3} = 22815 \text{ мың.теңге.}$$

$$С_{перем} = 681 \cdot 22815 = 23496 \text{ мың.теңге.}$$

Өнімнің құны келесі формуламен анықталады:

$$С_{пр} = С_{пост} + С_{перем} = 17887{,}28 + 23496 = 41383{,}28 \text{ мың.теңге.}$$

Өткізілген өнімнің құны келесіні құрайды:

$$СРП = 1{,}15 \cdot С_{пр} = 1{,}15 \cdot 41383{,}28 = 47590{,}77 \text{ мың.теңге.}$$

Жалпы пайда келесіні құрайды:

$$ВП = СРП - С_{пр} = 47590{,}77 - 41383{,}28 = 6207{,}5 \text{ мың.теңге.}$$

Тиімділік келесіні құрайды:

$$Р = \frac{ВП}{С_{пр}} \cdot 100 = \frac{6207{,}5}{41383{,}28} = 15\%.$$

Қорытынды

Дипломдық жобаның теориялық бөлімінде электрлік тораптардағы электр энергияның шығындары туралы сұрақтар және оларды төмендету бойынша ісшаралар қарастырылды. Сонымен қатар, электр энергияның нақты шығындары мен нақты шығындарды мөлшерлеу туралы, коммерциялық шығындардың құрылымы және оларды төмендету әдістері туралы сұрақтар қарастырылды. Ресейде өндірілетін электр энергияны есептеу мен бақылаудың автоматты жүйелеріне талдау жүргізілді.

Есептік бөлімде электрлендірілетін ауданның бастапқы мәндеріне талдау жүргізілді, тораптан ағатын активті және реактивті қуат баланстары құрылды, тұтынушылардың әр қосалқы станциясына БСК түріндегі реактивті қуатты қарымталау құрылғылары таңдалды.

Режимдерді талдай отырып, желілерде орнатылатын қарымталаушы құрылғылардың ΔP активті қуат шығынын төмендететінін және электрлік тораптарда шығынды төмендетуші және реттеу құралдары ретінде қолдануға болатынын көруге болады.

Осылайша, сұлба тораптың қарастырылған режимдеріндегі экономикалық көрсеткіштер және тұтынушыларды электрмен жабдықтау сенімділігі бойынша тиімді болып табылады.

Еңбекті қорғау және тіршілік қауіпсіздігі бөлімінде электрлік токпен зақымдалудан қорғану әдістері мен қорғаныс құралдары туралы сұрақтар қарастырылды.

Әдебиеттер тізімі

1. Справочник по проектированию электрических сетей / Под редакцией Д.Л. Файбисовича. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009. - 392 с.: ил.

2. Методические указания к курсовому проекту «Развитие районной электрической сети» по учебной дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» / Сост.: Т.И. Дубровская, Л.С. Певцова, Л.В. Старощук. - Смоленск: ГОУВПО СФ МЭИ (ТУ), 2002

3. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения. М.: «Энергосетьпроект»,2007.

4. Правила устройства электроустановок - 7-е издание.- М.: ЗАО «Энергосервис», 2003.