

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ
МИНИСТРЛІГІ

«Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті»
коммерциялық емес акционерлік қоғамы

Энергетика және машина жасау институты

«Энергетика» кафедрасы

Сағынғали Диас Бауыржанұлы

Электр желісінің сенімділік көрсеткіштерін есептеу

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

6B07101 - «Энергетика»

Алматы 2023

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ
МИНИСТРЛІГІ
«Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті»
коммерциялық емес акционерлік қоғамы

Энергетика және машина жасау институты

«Энергетика» кафедрасы

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ
«Энергетика» кафедрасының
меңгерушісі

PhD, қауымдастырылған
профессор
Е.А. Сарсенбаев
«17» мамыр 2023ж.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
профессор
Е.А. Сарсенбаев
И.И. Сатбаев
Институт энергетической
и машиностроения » _____ 2023ж.

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Тақырыбы: «Электр желісінің сенімділік көрсеткіштерін есептеу»

6B07101-«Энергетика»

Орындаған

Сағынғали Д.Б.

Пікір беруші
техн. ғыл. канд.,
аға оқытушы

Ғылыми жетекші
аға оқытушы

С.А.Юсупова
(қолы)

Р.Ш. Абитаева
(қолы)

«17» мамыр 2023ж.

«15» мамыр 2023 ж.

Алматы 2023

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ
МИНИСТРЛІГІ

«Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті»
коммерциялық емес акционерлік қоғамы

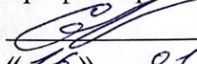
Энергетика және машина жасау институты

«Энергетика» кафедрасы

6B07101-«Энергетика»

БЕКІТЕМІН

«Энергетика» кафедрасының
меңгерушісі
PhD, қауымдастырылған
профессор

 Е. А. Сарсенбаев
«16» 01 2023 ж.

Дипломдық жұмыс орындауға

ТАПСЫРМА

Білім алушы Сағынғали Диас Бауыржанұлы

Тақырыбы: «Электр желісінің сенімділік көрсеткіштерін есептеу»

Университеттің академиялық мәселелер бойынша проректоры бекіткен

Бұйрық № 408-п «28» қараша 2022 ж.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі «20» мамыр 2023 ж.

Дипломдық жұмыстың бастапқы берілгендері: 180км, 220км, 200км, 230км, 190км, 380МВт, 350МВт, 400МВт, 320МВт желінің қуаттары және арақашықтығы берілген. Осы берілген мәндерге сүйене отырып электр торабын жобалау және сапа параметрлерін анықтап, талдау.

Дипломдық жұмыстың қысқаша мазмұны: Электрлік қосалқы станцияларының тиімді схемасын таңдау; кернеу және қуат шығындарын есептеу; шығындар арқылы есептік жүктемелерді есептеу; электр энергиясының сенімділік көрсеткіштерін есептеу және оларды жақсарту жолдарын қарастыру.

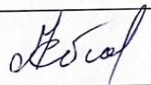
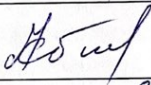
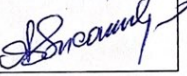
Сызбалық материалдар тізімі сызбалық материалдар слайдтармен көрсетілген:

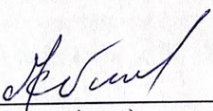
Ұсынылатын негізгі әдебиеттер: 14 атау.

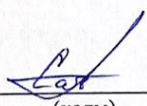
Дипломдық жұмысты дайындау
КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекшіге көрсету мерзімдері	Ескерту
Негізгі бөлім	17.04.2023	жоқ
Арнайы бөлім	26.04.2023	жоқ
Экономика бөлімі	5.05.2023	жоқ

Аяқталған жұмысқа қойылған
кеңесшілер мен норма бақылаушының
қолтаңбалары

Бөлімдер атауы	Кеңесшілер, А.Ә.Т. (ғылыми дәрежесі, атағы)	Қол қойылған күні	Қолы
Негізгі бөлім	Р. Ш. Абитаева, аға оқытушы	15.05.2023	
Экономика бөлімі	Р. Ш. Абитаева, аға оқытушы	15.05.2023	
Норма бақылау	Ә. О. Бердібеков, магистр, аға оқытушы	01.06.2023	

Жоба жетекші  Р. Ш. Абитаева
(қолы)

Тапсырманы орындауға алған студент  Д.Б. Сағынғали
(қолы)

Күні «06» 02 2023 ж.

АНДАТПА

Дипломдық жұмыс "Электр желісінің сенімділік көрсеткіштерін есептеу" тақырыбына жасалған. Дипломдық жұмыста кернеуі 500/220/20 кВ электр желілері есептелді, электр желілерінің алмастыру схемалары жасалды және параметрлері есептелді, қосалқы станциялардағы күштік трансформаторлар мен сым қималары таңдалды, активті және реактивті қуаттың шығыны және жүктеме түйіндері бойынша кернеудің шығыны есептелді. Ең үнемді схеманы таңдау үшін техникалық-экономикалық есептеу жүргізілді.

Арнайы бөлімде электрмен жабдықтау жүйелерінің сенімділігі теориясының негізгі ережелері қарастырылады: математикалық негіздер, сенімділік сипаттамаларының түсініктері мен анықтамалары. Электрмен жабдықтау жүйелерін жобалау және пайдалану кезіндегі сенімділікті есептеу теориясы мен әдістерінің негіздері келтірілген. Сенімділік теориясының негізгі бөлімдері бойынша ӘБЖ және қосалқы станцияның сенімділігіне есептеулер жүргізілді.

АННОТАЦИЯ

Дипломная работа выполнена на тему «Расчет показателей надежности электросети». В дипломной работе произведены расчеты электрических сетей напряжением 500/220/20 кВ, построены схемы замещения ЛЭП и расчет параметров, выбраны сечения проводов и мощности силовых трансформаторов на подстанциях, произведены расчеты потерь активной и реактивной мощности и потери напряжения по узлам нагрузки. Проведен технико-экономический расчет для выбора наиболее экономичной схемы.

В специальном разделе рассмотрены основные положения теории надежности систем электроснабжения: математические основы, понятия и определения характеристик надежности. Излагаются основы теории и методы расчета надежности при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения. По основным разделам теории надежности проводил расчеты надежности ВЛЭП и подстанции.

ANNOTATION

The thesis was performed on the topic "Calculation of reliability indicators of the power grid". In the thesis, calculations of electrical networks with a voltage of 500/220/20 kV were made, replacement circuits of power lines and calculation of parameters were constructed, wire sections and power of power transformers at substations were selected, calculations of active and reactive power losses and voltage losses at load nodes were made. A technical and economic calculation was carried out to select the most economical scheme.

In a special section, the main provisions of the theory of reliability of power supply systems are considered: mathematical foundations, concepts and definitions of reliability characteristics. The fundamentals of the theory and methods of calculating reliability in the design and operation of power supply systems are presented. Carried out calculations on the reliability of the ATL and substation according to the main sections of the reliability theory.

МАЗМҰНЫ

	Кіріспе	7
1	Электр тораптарын жобалау	8
1.1	Электр беріліс желісінің схемаларын құру нұсқалары	8
1.2	Электр беріліс желісінің номиналды кернеуін таңдау	10
1.3	Қосалқы станцияларда күштік трансформатордың типін таңдау	11
1.4	Трансформаторлардың кедергілерін және шығындарын есептеу	13
1.5	Тұйықталған жүйені есептеу	18
1.5.1	Тұйықталған жүйе үшін желінің жұмыс режимдерінің анализі мен есептеулері	18
1.5.2	Тұйықталған жүйе үшін қиманы анықтап параметрлерін есептеу	19
1.5.3	Тұйықталған жүйе үшін желілердің қуат шығындары	23
1.6	Тұйықталмаған жүйелерді есептеу	24
1.6.1	Бірінші тұйықталмаған жүйедегі сымдардың қимасын және параметрлерін есептеу	24
1.6.2	Бірінші тұйықталмаған жүйе үшін желілердің қуат шығындары	26
1.6.3	Екінші тұйықталмаған жүйедегі сымдардың қимасын және параметрлерін есептеу	27
1.6.4	Екінші тұйықталмаған жүйе үшін желілердің қуат шығындары	30
1.7	Техника-экономикалық есептеулер	31
1.7.1	Тұйықталған жүйе үшін экономикалық шығындар	31
1.7.2	Бірінші тұйықталмаған жүйе үшін экономикалық шығындар	34
1.7.3	Екінші тұйықталмаған жүйе үшін экономикалық шығындар	36
1.8	Кернеу шығындарын есептеу	37
1.9	Қысқаша тұйықталу тогын есептеу	40
1.10	Электр аппараттарын таңдау	43
2	Электр желісінің сенімділік көрсеткіштерін есептеу	47
2.1	Электр желілерінің сенімділік көрсеткіштері	47
2.2	Әуе электр беріліс желілерінің және күштік трансформаторлардың зақымдану себептері мен сипаты	54
2.3	Жобаланған электр беріліс желісінің сенімділік көрсеткіштерін анықтау	55
2.4	Климаттық аймақтар және сенімділікке әсер ететін факторлар	60
2.5	Электр желісінің сенімділік көрсеткіштерін жақсарту	62
	Қорытынды	64
	Пайдаланылған әдебиеттер тізімі	65

КІРІСПЕ

Техникалық прогресті анықтайтын ғылым мен техниканың (автоматика, электроника, энергетика және байланыс) негізгі салаларын дамыту қазіргі уақытта күрделі функционалды құрылғыларға кіретін элементтер мен жүйелердің сенімділігі мәселелерін шешпей және есептемей мүмкін емес. Бұл сенімділіктің жалпы теориясын дамытуға, сенімділік пен сәтсіздік функциясы, орташа жұмыс уақыты, сәтсіздік қарқындылығы және т. б. сияқты сенімділіктің негізгі критерийлері мен сипаттамаларын анықтауға жақсы ынталандыру болды.

Электр энергетикалық жүйелердегі сенімділікті есептеу теориясы мен инженерлік әдістерінің дамуы аталған салаларға қарағанда кешірек басталды. Жалпы сенімділік теориясының позицияларын электр жүйелерінің әртүрлі буындарына механикалық тасымалдау мүмкін емес. Оларды электрмен жабдықтау жүйелерінің ерекшеліктеріне байланысты нақтылау және бейімдеу қажет. Қазіргі уақытта көптеген жұмыстар сенімділік мәселелеріне арналған, олар бүкіл әлемде үлкен қызығушылық тудырады. Алайда, осы саладағы көптеген жұмыстарға қарамастан, қазіргі уақытта бұл тақырыптың өзектілігі төмендемейді.

Техникадағы сенімділік дегеніміз – бұл құрылғы немесе жүйе берілген жұмыс жағдайында белгілі бір уақыт аралығында өз функцияларын толық көлемде орындайтын ықтималдығы. Электрмен жабдықтау жүйелерінің сенімділігі тұтастай алғанда оларды құрайтын электр қондырғыларының: электр станцияларының, электр желілерінің, трансформаторлық қосалқы станциялардың сенімділігімен анықталады. Электр қондырғылары мен жүйелерін жобалау және пайдалану процесінде олардың сенімділігін сақтау үшін оның сандық шаралары болуы керек.

Пайдалану процесінде электр қондырғылары әртүрлі факторлардың әсерінен болады: жоғары ылғалдылық, агрессивті орта, шаң, қолайсыз атмосфералық құбылыстар, сондай-ақ механикалық және электрлік жүктемелер. Электрмен жабдықтаудың үзілістері өндірістің тоқтап қалуына, шығарылатын өнім көлемінің төмендеуіне, негізгі технологиялық жабдықтың бұзылуына әкеледі. Электрмен жабдықтау жүйелерінің электр қондырғыларының алуан түрлілігіне қарамастан, олардың сенімділігін есептеу әдістері бірыңғай теориялық негізге негізделген. Сенімділік теориясының қолданылатын математикалық аппараты ықтималдықтар теориясы, математикалық статистика, математикалық логика және т. с. с. заманауи математиканың салаларына негізделген.

1 Электр тораптарын жобалау

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

1.1-кесте – Бастапқы берілгені

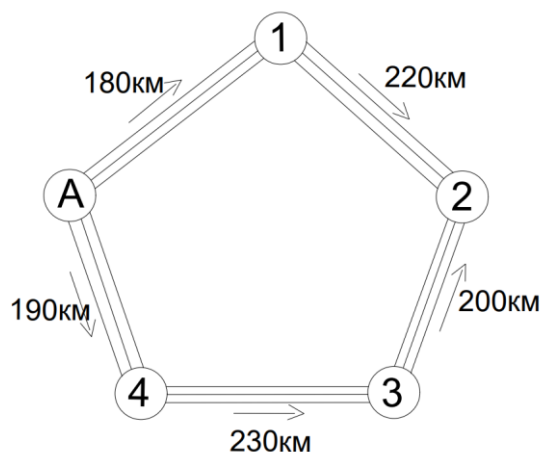
$P_1, \text{МВт}$	$P_2, \text{МВт}$	$P_3, \text{МВт}$	$P_4, \text{МВт}$	$L_1, \text{км}$	$L_2, \text{км}$	$L_3, \text{км}$	$L_4, \text{км}$	$L_5, \text{км}$
380	350	400	320	180	220	200	230	190

Қосымша берілген мәндер:

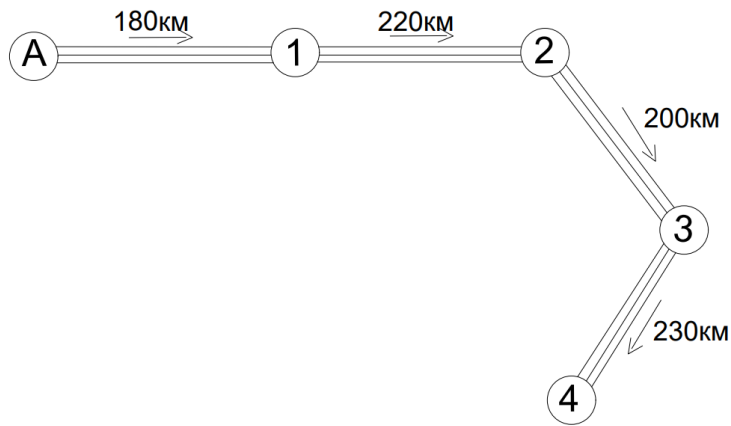
$T_{\max} = 5600 \text{ сағ}$; $\cos\varphi = 0,9$; $\tan\varphi = 0,48$; Көктайғақ бойынша II-ші аудан

1.1 Электр беріліс желісінің схемаларын құру нұсқалары

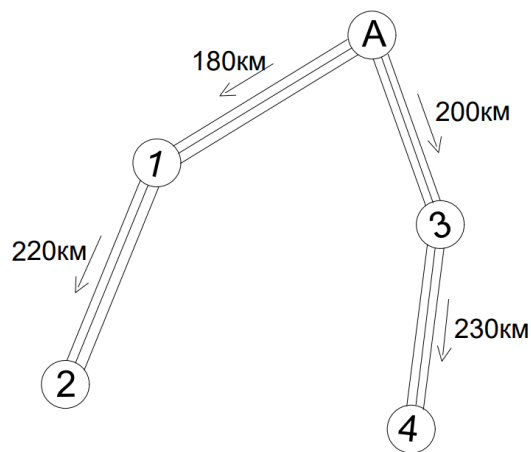
Желі схемасы мен конфигурациясының (пішім үйлесімділігі) таңдап алу өте күрделі, өйткені желі сенімділік, үнемділік, пайдалануға қойылатын, қауіпсіздіктерімен даму мүмкіндігіін шарттарын қанағаттандыру тиіс.



1.1-сурет – Тұйықталған жүйедегі электр беріліс желісінің схемасы



1.2-сурет – Бірінші тұйықталмаған жүйедегі электр беріліс желісінің схемасы



1.3-сурет – Екінші тұйықталмаған жүйедегі электр беріліс желісінің схемасы

Осы дипломдық жұмыста мен үш схеманы қарастырамын. Біріншісі тұйықталған 1.1-суретте көрсетілген, екіншісі және үшіншісі тұйықталмаған 1.2 және 1.3-суретте көрсетілген қарастыратынымыз осындай схемалар болып келеді. Бізге, экономикалық жағынан тиімді және тұтынышыларға электр қуатын үзіліссіз таратуды қамтамасыз ету, электр энергияны аймақтарға сенімді және тиімді тарату басты мақсат болып келеді. Осыған байланысты бізге ең тиімді сұлба таңдау басты шарттардың біріне кіреді. Сонымен, екі сұлбаны қарастырамыз. Айтып кеткенде, тұйықталмаған желілерде барлық түйіндер бір ғана тармақтан қоректенеді. Қарапайым тұйықталған желілер айналмалы желілер болып келеді. Олар бір ғана контур құрайды. Оның артықшылығы желінің бір учаскесі үзілгенде желі басқа учаскіден қоректеніп береді, яғни жоғары дәрежеде тұтынышыларға электр таратудың сенімділігі.

1.2 Электр беріліс желісінің номиналды кернеуін таңдау

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

Бөлек сызықты электр беріліс желісінің номиналды кернеуі ең алдымен екі параметрлі функциямен: желімен таратылатын P қуат, және де сол қуат таратылатын L қашықтыққа. Соған байланысты желінің номиналды кернеуін табудың, әр түрлі авторлармен ұсынылған бірнеше эмпирикалық формулалары болады. Мен өзімнің курстық жұмысымда Илларионовтың және Стиллдың формуласына жүгіндім. Себебі, осы формулалар кернеуі 35-тен 750 кВ-қа дейін номиналды кернеудің барлық шкаласына қанағаттандырылған нәтиже береді.

Г.А. Илларионов формуласы бойынша номиналды кернеуі осы формула бойынша анықталады:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{500/L + 2500/P}}, \text{ кВ} \quad (1.1)$$

мұндағы U -желідегі кернеу, кВ;
 S -толық қуат, МВА;
 L -желінің ұзындығы, км;
 P -активті қуат, кВт.

$$U_1 = \frac{1000}{\sqrt{500/180 + 2500/380}} = 327 \text{ кВ},$$

$$U_2 = \frac{1000}{\sqrt{500/220 + 2500/350}} = 326 \text{ кВ},$$

$$U_3 = \frac{1000}{\sqrt{500/200 + 2500/400}} = 338 \text{ кВ},$$

$$U_4 = \frac{1000}{\sqrt{500/230 + 2500/320}} = 316 \text{ кВ}.$$

Одан әрі желінің номиналды кернеуін 500 кВ аламыз, кернеуді анықтаған соң, желінің активті және реактивті қуаттарын табамыз, біздің жағдайда активті қуат бізге белгілі

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{ МВар} \quad (1.2)$$

$$Q_1 = 380 \cdot 0,48 = 182 \text{ МВар},$$

$$Q_2 = 350 \cdot 0,48 = 168 \text{ МВар},$$

$$Q_3 = 400 \cdot 0,48 = 192 \text{ МВар},$$

$$Q_4 = 320 \cdot 0,48 = 154 \text{ МВар}.$$

$$S_{\text{н}} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \text{ МВА} \quad (1.3)$$

мұндағы P - активті жүктеме, кВт;

Q – реактивті жүктеме, квар

$$S_1 = \sqrt{380^2 + 182^2} = 421 \text{ МВА},$$

$$S_2 = \sqrt{350^2 + 168^2} = 388 \text{ МВА},$$

$$S_3 = \sqrt{400^2 + 192^2} = 444 \text{ МВА},$$

$$S_4 = \sqrt{320^2 + 154^2} = 355 \text{ МВА}.$$

1.3 Қосалқы станцияларда күштік трансформатордың типін таңдау

Күштік трансформаторлардың типін және қуатын анықтау

Қосалқы станция үшін:

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{S_{\text{н}}}{1,4}, \quad (1.4)$$

мұндағы, $S_{\text{н}}$ – толық жүктеме, МВА.

Қосалқы станциялардағы жүктеме мен номиналды кернеу бойынша таңдалады

№1 қосалқы станция үшін

$$S_{\text{тр1}} \geq \frac{421}{1,4} = 301 \text{ МВА}.$$

1.2- кестеде №1 қосалқы станция үшін таңдалған ТЦ – 400000/500 типті трансформатордың параметрлері көрсетілген.

1.2-кесте – ТЦ-400000/500 типті трансформатордың параметрлері

$S_{\text{ном}}, \text{MBA}$	Орамдағы кернеу, кВ		Активті шығындар, кВт		$I_x\%$	$U_k, \%$
	ВН	НН	P_x	P_k		
400	525	20	350	800	0,4	13

№2 қосалқы станция үшін

$$S_{\text{тр2}} \geq \frac{388}{1,4} = 277 \text{ MBA.}$$

№2 қосалқы станция үшін ТЦ – 400000/500 типті трансформатор таңдалады. Бұл трансформатордың параметрлері жоғарғы 1.2-кестеде келтірілген.

№3 қосалқы станция үшін

$$S_{\text{тр3}} \geq \frac{444}{1,4} = 317 \text{ MBA.}$$

№3 қосалқы станция үшін АДЦТН – 500000/500/220 типті автотрансформатор таңдалады. Бұл трансформатордың параметрлері жоғарғы 1.3-кестеде келтірілген.

1.3-кесте – АДЦТН-500000/500/220 типті трансформатордың параметрлері

$S_{\text{ном}}, \text{MBA}$	Орамдағы кернеу, кВ		Активті шығындар, кВт		$I_x \%$	$U_k, \%$
	ВН	НН	P_x	P_k		
500	500	230	230	1050	0,3	11,5

№4 қосалқы станция үшін

$$S_{\text{тр4}} \geq \frac{355}{1,4} = 254 \text{ MBA.}$$

1.2 - кестеде №4 қосалқы станция үшін таңдалған [2] ТЦ – 400000/500 типті трансформатордың параметрлері көрсетілген.

1.4 Трансформаторлардың кедергілерін және шығындарын есептеу

Трансформаторлардың активті және реактивті қуатын шығындарын келесі формула арқылы табамыз:

Трансформатордың активті меншікті кедергісі:

$$r_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{трн}}^2}, \text{ Ом} \quad (1.5)$$

мұндағы $U_{\text{н}}$ – желінің номиналды кернеуі, кВ;

$\Delta P_{\text{к}}$ – трансформатордың қысқа тұйықталу кезіндегі активті шығын, кВт;

Трансформатордың реактивті меншікті кедергісі:

$$x_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot U^2}{100 \cdot S_{\text{к}}}, \text{ Ом} \quad (1.6)$$

$$\Delta Q = \frac{I_{\text{х}} \cdot S_{\text{трн}}}{100}, \text{ МВАр} \quad (1.7)$$

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

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

$I_{\text{х}}$ – трансформатордағы бос жүріс тоғы, %.

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot r_{\text{тр}}, \text{ МВт} \quad (1.8)$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot x_{\text{тр}}, \text{ МВАр} \quad (1.9)$$

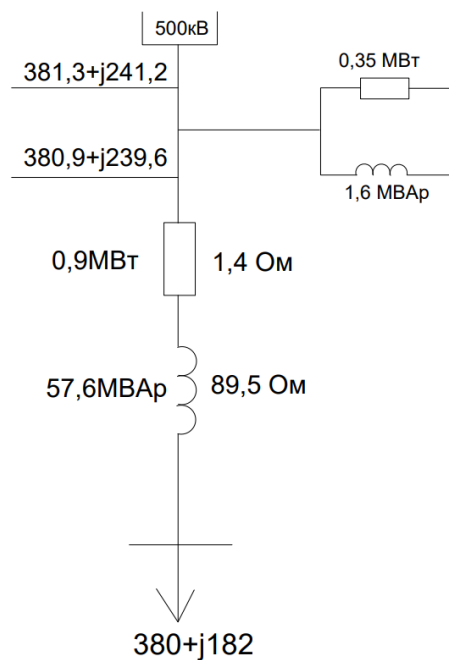
мұндағы $U_{\text{н}}$ – желінің номиналды кернеуі, кВ;

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

$x_{\text{тр}}$ – трансформатордың реактивті меншікті кедергісі, Ом.

№1 қосалқы станция үшін

Трансформатор типі: ТЦ-400000/500 екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы 1.4 – суретте көрсетілген.



1.4-сурет – Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

Параметрлері:

$$r_{\text{тр}} = \frac{0,8 \cdot 525^2}{400^2} = 1,4 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{тр}} = \frac{13 \cdot 525^2}{100 \cdot 400} = 89,5 \text{ Ом},$$

$$\Delta Q_{\text{xx}} = \frac{0,4 \cdot 400}{100} = 1,6 \text{ МВАр},$$

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{380^2 + 182^2}{525^2} \cdot 1,4 = 0,9 \text{ МВт},$$

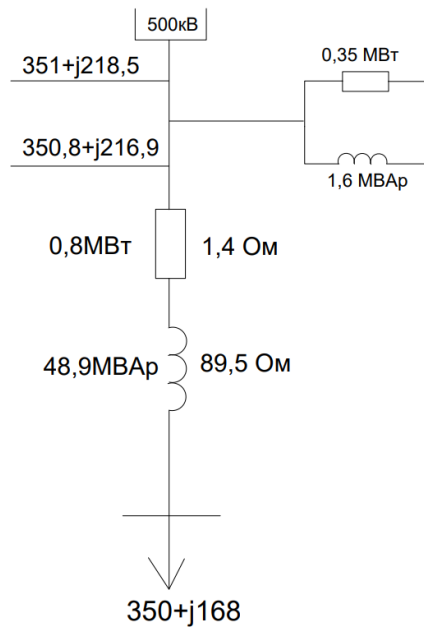
$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{380^2 + 182^2}{525^2} \cdot 89,5 = 57,6 \text{ МВАр}.$$

$$P_1' + jQ_1' = (380 + 0,9) + j(182 + 57,6) = 380,9 + j239,6$$

$$P_1 + jQ_1 = (380,9 + 0,35) + j(239,6 + 1,6) = 381,3 + j241,2$$

№2 қосалқы станция үшін

Трансформатор типі: ТЦ-400000/500 екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы 1.5 – суретте көрсетілген.



1.5-сурет – Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

Параметрлері:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{350^2 + 168^2}{525^2} \cdot 1,4 = 0,8 \text{ MBт},$$

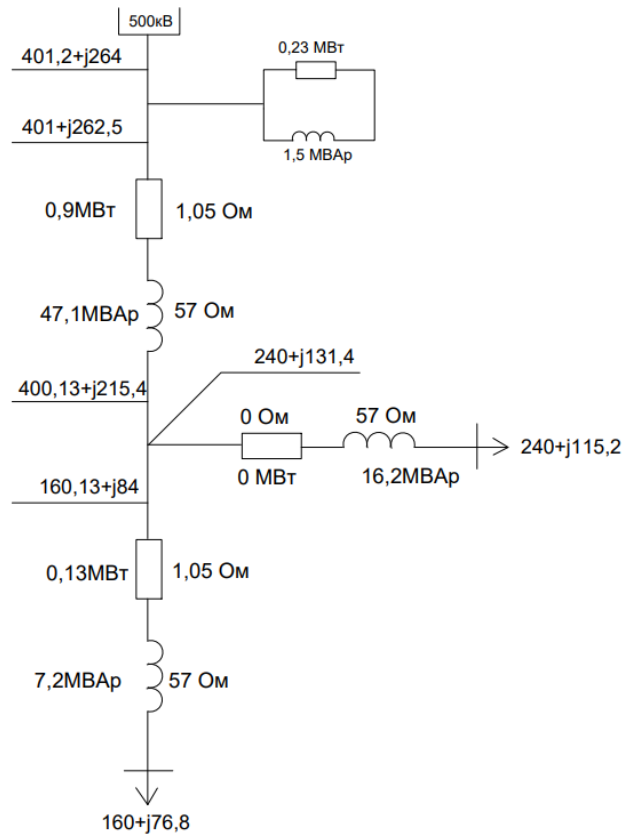
$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{350^2 + 168^2}{525^2} \cdot 89,5 = 48,9 \text{ МВАр}.$$

$$P_2' + jQ_2' = (350 + 0,8) + j(168 + 48,9) = 350,8 + j216,9$$

$$P_2 + jQ_2 = (350,8 + 0,35) + j(216,9 + 1,6) = 351 + j218,5$$

№3 қосалқы станция үшін

Трансформатор типі: АДЦТН – 500000/500/220 автотрансформатордың алмастыру схемасы 1.6 – суретте көрсетілген.



1.6-сурет – Автотрансформатордың алмастыру схемасы

Параметрлері:

$$\Delta P_H = \frac{160^2 + 76,8^2}{500^2} \cdot 1,05 = 0,13 \text{ MBт},$$

$$\Delta Q_H = \frac{160^2 + 76,8^2}{500^2} \cdot 57 = 7,2 \text{ MBАр}.$$

$$\Delta P_C = 0 \text{ MBт},$$

$$\Delta Q_C = \frac{240^2 + 115,2^2}{500^2} \cdot 57 = 16,2 \text{ MBАр}.$$

$$\Delta P_B = \frac{400,13^2 + 215,4^2}{500^2} \cdot 1,05 = 0,9 \text{ MBт},$$

$$\Delta Q_B = \frac{400,13^2 + 215,4^2}{500^2} \cdot 57 = 47,1 \text{ MBАр}.$$

$$P_4^H + jQ_4^H = (160 + 0,13) + j(76,8 + 7,2) = 160,13 + j84$$

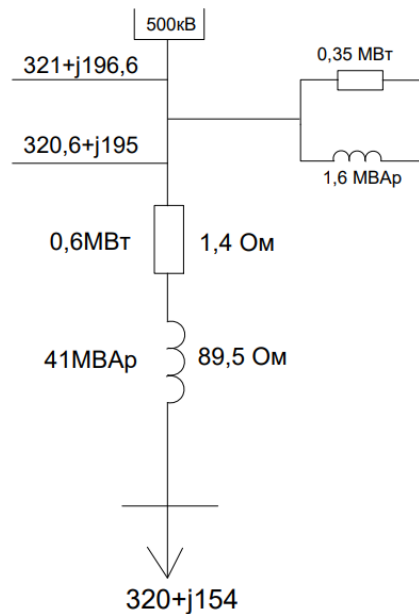
$$\begin{aligned} P_4^{\text{`}} + jQ_4^{\text{`}} &= (160,13 + 240) + j(84 + 131,4) \\ &= 400,13 + j215,4 \end{aligned}$$

$$P_4^B + jQ_4^B = (400,13 + 0,9) + j(215,4 + 47,1) = 401 + j262,5$$

$$P_4 + jQ_4 = (401 + 0,23) + j(262,5 + 1,5) = 401,2 + j264$$

№4 қосалқы станция үшін

Трансформатор типі: ТЦ-400000/500 екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы 1.7 – суретте көрсетілген.



1.7-сурет – Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

Параметрлері:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{320^2 + 154^2}{525^2} \cdot 1,4 = 0,6 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{320^2 + 154^2}{525^2} \cdot 89,5 = 41 \text{ МВАр}.$$

$$P_5^{\cdot} + jQ_5^{\cdot} = (320 + 0,6) + j(154 + 41) = 320,6 + j195$$

$$P_5 + jQ_5 = (320,6 + 0,35) + j(195 + 1,6) = 321 + j196,6$$

1.5 Тұйықталған жүйені есептеу

Қарапайым тұйықталған желілерге сақиналы желілер және екі жақты қуаты бар желілер жатады. Тұйықталған режимде әдетте кернеуі 110 кВ және одан жоғары желілер қолданылады.

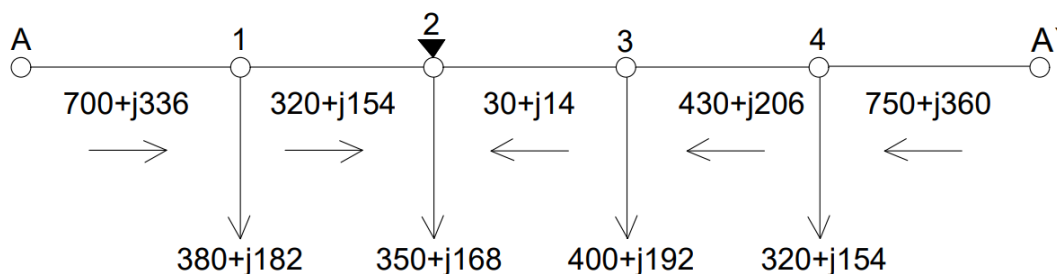
Кернеуі 110 тұйықталмаған қоректендіру желілерін есептеуге ұқсас 500 кВ жабық желі режимдерін есептеуді үш кезеңге бөлуге болады. Алмастыру схемасының параметрлері анықталған алғашқы екі кезең және есептік жүктемелер

Бірінші кезеңде қуат шығындарын есепке алмай қуаттарды бөлу. Мұнда алдымен бас учаскелердегі қуаттар есептеледі. Көздердің кернеуі тең болған кезде.

1.5.1 Тұйықталған жүйе үшін желінің жұмыс режимдерінің анализі мен есептеулері

Жобалаудың басында желінің бөліктеріндегі кедергі белгісіз болғандықтан, қуаттың шамасы жуық мәндермен анықтылыды. Радиальды желінің басындағы бөліктеріндегі қуат жекелеген тұтынушылардың қосындысымен анықталады, ол 1.8-суретте электр беріліс желісінің схемасы көрсетілген.

Тұйықталған желі үшін қуаттың таратылуын барлық бөліктердегі қима бірдей деп алып, екі жақты қоректендірілетін желі сияқты анықталады.



1.8-сурет – Электр беріліс желісінің схемасы

$$P_A = \frac{\sum P \cdot l}{\sum l}, \text{ МВт} \quad (1.10)$$

мұндағы l – желінің ұзындығы, км.

$$P_A = \frac{320 \cdot (180 + 220 + 200 + 230) + 400 \cdot (180 + 220 + 200) + 350 \cdot (180 + 220) + 380 \cdot 180}{180 + 220 + 200 + 230 + 190} = 700 \text{ МВт},$$

$$Q_A = 700 \cdot 0,48 = j336 \text{ МВАр.}$$

$$P'_A = \frac{\sum P' \cdot l}{\sum l}, \text{ МВт} \quad (1.11)$$

$$P'_A = \frac{380 \cdot (180 + 220 + 200 + 230) + 350 \cdot (220 + 200 + 230) + 400 \cdot (180 + 220 + 200 + 230) + 320 \cdot 230}{180 + 220 + 200 + 230 + 230 + 190} = 750 \text{ МВт,}$$

$$Q'_A = 750 \cdot 0,48 = j360 \text{ МВАр.}$$

$$P_A + P'_A = 700 + 750 \text{ МВт,}$$

$$Q_A + Q'_A = 336 + 360 \text{ МВАр.}$$

$$S_{1-2} = P'_A - Q'_A - S_2, \text{ МВА} \quad (1.12)$$

$$1450 = 380 + 350 + 400 + 320,$$

$$696 = 182 + 154 + 192 + 154.$$

1.5.2 Тұйықталған жүйе үшін қиманы анықтап параметрлерін есептеу

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

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \text{ А} \quad (1.13)$$

Желілердегі токтар:

$$I_1 = I_{A-1} = \frac{\sqrt{700^2 + 336^2}}{\sqrt{3} \cdot 500} = 896 \text{ А,}$$

$$I_2 = I_{1-2} = \frac{\sqrt{320^2 + 154^2}}{\sqrt{3} \cdot 500} = 410 \text{ А,}$$

$$I_3 = I_{2-3} = \frac{\sqrt{30^2 + 14^2}}{\sqrt{3} \cdot 500} = 38 \text{ А,}$$

$$I_4 = I_{3-4} = \frac{\sqrt{430^2 + 206^2}}{\sqrt{3} \cdot 500} = 551 \text{ А,}$$

$$I_5 = I_{4-A} = \frac{\sqrt{750^2 + 360^2}}{\sqrt{3} \cdot 500} = 961 \text{ A.}$$

Желілердегі есептік ток:

$$I_p = I_n \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \text{ A,} \quad (1.14)$$

мұндағы I -желідегі ток, А; α –, квар [1] .

j - токтың экономикалық тығыздығы [1].

$$I_{1p} = I_1 = 896 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 1035 \text{ A,}$$

$$I_{2p} = I_2 = 410 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 474 \text{ A,}$$

$$I_{3p} = I_3 = 38 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 44 \text{ A,}$$

$$I_{4p} = I_4 = 551 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 636 \text{ A,}$$

$$I_{5p} = I_5 = 961 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 1110 \text{ A.}$$

Токтың экономикалық тығыздығына байланысты қиманы анықтаймыз [3]:

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{I_p}{j_{\text{ЭК}}} , \text{ мм}^2 \quad (1.15)$$

мұндағы $j_{\text{ЭК}}$ – ты анықтамадан аламыз, [1] ол ($j_{\text{ЭК}}=1,3\text{A/мм}$) тең.

Сонымен болатты алюминилі, яғни АС маркалы сымды таңдадым, олар төмендегі 1.4 - кестеде көрсетілген.

$$S_{\text{ЭК1}} = \frac{896}{1,3} = 689 \text{ мм}^2, \quad 3 \times \text{АС} - 240/32,$$

$$S_{\text{ЭК2}} = \frac{410}{1,3} = 315 \text{ мм}^2, \quad 3 \times \text{АС} - 240/32,$$

$$S_{\text{ЭК3}} = \frac{38}{1,3} = 29 \text{ мм}^2, \quad 3 \times \text{АС} - 240/32,$$

$$S_{\text{ЭК4}} = \frac{551}{1,3} = 424 \text{ мм}^2, \quad 3 \times \text{АС} - 240/32,$$

$$S_{\text{ЭК5}} = \frac{961}{1,3} = 739 \text{ мм}^2, \quad 3 \times \text{АС} - 240/32.$$

1.4-кесте – Таңдалған сымның берілгендері

Желі	Ұзындығы, км	Кернеуі, кВ	Маркасы	Тоғы, кА	Ұзақ рұқсат етілген ток, кА
L ₁	180	500	ЗАС-240/32	0,896	1,815
L ₂	220	500	ЗАС-240/32	0,410	1,815
L ₃	200	500	ЗАС-240/32	0,038	1,815
L ₄	230	500	ЗАС-240/32	0,551	1,815
L ₅	190	500	ЗАС-240/32	0,961	1,815

Желінің салыстырмалы параметрлерін анықтау.

Сымның арасындағы орта геометриялық арақашықтық 500 кВ кернеу үшін: $D_{орт}=8$ м те.

Участоктар бойынша желінің параметрлерін анықтаймыз

Желінің активті кедергісін келесі формула арқылы есептейміз

$$R = r_0 \cdot l, \text{ Ом} \quad (1.16)$$

мұндағы r_0 – меншікті активті кедергі, Ом/км;

l – желінің ұзындығы, км.

Желінің реактивті кедергісін келесі формула арқылы есептейміз

$$x_0 = 0,144 \cdot \log \left(\frac{D_{орт}}{r_{сым}} \right) + 0,0157, \text{ Ом/км} \quad (1.17)$$

$$X = x_0 \cdot l, \text{ Ом} \quad (1.18)$$

Желінің реактивті өткігіштігін келесідей есептеледі

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg(D_{орт}/r_{сым})}, \text{ См/км} \quad (1.19)$$

$$B = b_0 \cdot l, \text{ См} \quad (1.20)$$

мұндағы x_0 – меншікті реактивті кедергі, Ом/км;

b_0 – меншікті реактивті өткізгіштік, См/км;

$D_{орт}$ – сымның орташа диаметрі, мм;

$r_{сым}$ – сымның радиусы, мм.

Желінің соңындағы зарядтық қуатты келесі формуламен есептеледі

$$Q_c = U_{ном}^2 \cdot B, \text{ МВАр} \quad (1.21)$$

Желідегі қуат шығындары

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U_H^2} \cdot R, \text{ МВт} \quad (1.22)$$

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U_H^2} \cdot R, \text{ МВар} \quad (1.23)$$

I_{A-1} участок үшін L1 желісі:

Сым маркасы: ЗАС-240/32

Параметрлері:

$$r_0 = 0,12 \text{ Ом /км},$$

$$R = \frac{0,12 \cdot 180}{3} = 7,2 \text{ Ом},$$

$$x_0 = 0,144 \cdot \log\left(\frac{800}{1,08}\right) + \frac{0,0157}{3} = 0,42 \text{ Ом/км},$$

$$X = 0,42 \cdot 180 = 75,6 \text{ Ом},$$

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg(800/1,08)} = 2,64 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

$$B = 3 \cdot 2,64 \cdot 10^{-6} \cdot 180 = 14 \cdot 10^{-4} \text{ См},$$

$$Q_c = \frac{1}{2} \cdot 500^2 \cdot 1,4 \cdot 10^{-3} = 175 \text{ МВар}.$$

Қалған L2, L3, L4, L5 желілердің параметрлері осылай есептеліп, 1.5-кестеде көрсетілген.

1.5-кесте – Таңдалған сымдардың параметрлері

Параметрлер	<i>I_{A-1}</i> участок	<i>I₁₋₂</i> участок	<i>I₂₋₃</i> участок	<i>I₃₋₄</i> участок	<i>I_{4-A'}</i> участок
<i>r</i> ₀ , Ом /км	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
<i>R</i> , Ом	7,2	8,8	8	9,2	7,6
<i>x</i> ₀ , Ом/км	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
<i>X</i> , Ом	75,6	92,4	84	96,6	79,8
<i>B</i> , 10 ⁻⁴ См	14	17,4	15,8	18,2	15
<i>Q_c</i> , МВар	175	217,5	197,5	227,5	187,5

1.5.3 Тұйықталған жүйе үшін желілердің қуат шығындары

Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы 1.9 – суретте көрсетілген.

L₁- желісіндегі шығындар

$$\Delta P = \frac{705^2 + (-175,4)^2}{500^2} \cdot 7,2 = 15,2 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{705^2 + (-175,4)^2}{500^2} \cdot 75,6 = 159,6 \text{ МВАр}.$$

L₂- желісіндегі шығындар

$$\Delta P = \frac{320^2 + (-63,5)^2}{500^2} \cdot 8,8 = 3,7 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{320^2 + (-63,5)^2}{500^2} \cdot 92,4 = 39,4 \text{ МВАр}.$$

L₃- желісіндегі шығындар

$$\Delta P = \frac{30^2 + (-183,5)^2}{500^2} \cdot 8 = 1,1 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{30^2 + (-183,5)^2}{500^2} \cdot 84 = 11,6 \text{ МВАр}.$$

L₄- желісіндегі шығындар

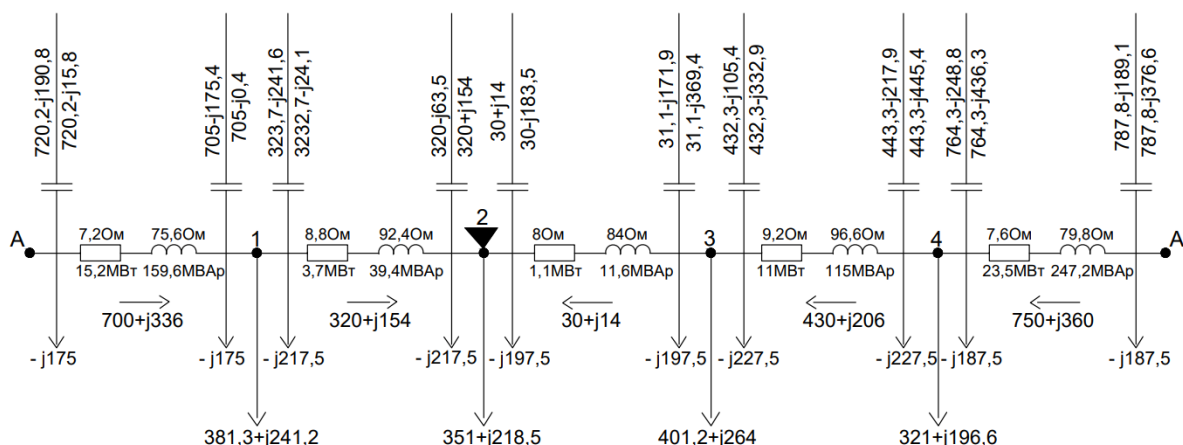
$$\Delta P = \frac{432,3^2 + (-332,9)^2}{500^2} \cdot 9,2 = 11 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{432,3^2 + (-332,9)^2}{500^2} \cdot 96,6 = 115 \text{ МВАр}.$$

L₅- желісіндегі шығындар

$$\Delta P = \frac{764,3^2 + (-436,3)^2}{500^2} \cdot 7,6 = 23,5 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{764,3^2 + (-436,3)^2}{500^2} \cdot 79,8 = 247,2 \text{ МВАр}.$$



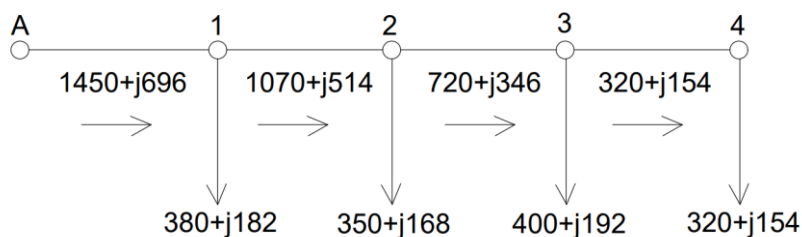
1.9-сурет – Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы

1.6 Тұйықталмаған жүйелерді есептеу

1.6.1 Бірінші тұйықталмаған жүйедегі сымдардың қимасын және параметрлерін есептеу

Тұйықталмаған желілер бір қоректендіру көзінен және таратудан қоректенеді, электр энергиясын тұтынушыларға тек бір бағытта береді.

Басында алмастыру схема құрастырылады және оның параметрлері анықталады. Бұл жағдайда оның активті және реактивті кедергілері, зарядтау қуаттары.



1.10-сурет – Электр беріліс желісінің схемасы

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

Желілердегі токтар:

$$I_1 = I_{A-1} = \frac{\sqrt{1450^2 + 696^2}}{\sqrt{3} \cdot 500} = 1857 \text{ A,}$$

$$I_2 = I_{1-2} = \frac{\sqrt{1070^2 + 514^2}}{\sqrt{3} \cdot 500} = 1371 \text{ A},$$

$$I_3 = I_{2-3} = \frac{\sqrt{720^2 + 346^2}}{\sqrt{3} \cdot 500} = 923 \text{ A},$$

$$I_4 = I_{3-4} = \frac{\sqrt{320^2 + 154^2}}{\sqrt{3} \cdot 500} = 410 \text{ A},$$

Желілердегі есептік ток

$$I_{1p} = I_1 = 1857 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 2145 \text{ A},$$

$$I_{2p} = I_2 = 1371 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 1584 \text{ A},$$

$$I_{3p} = I_3 = 923 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 1066 \text{ A},$$

$$I_{4p} = I_4 = 410 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 474 \text{ A}.$$

Сонымен болатты алюминилі, яғни АС маркалы сымды таңдадым, олар төмендегі 1.6 - кестеде көрсетілген.

$$S_{\text{эк1}} = \frac{1857}{1,3} = 1429 \text{ мм}^2, \quad 3 \times \text{АС} - 500/64,$$

$$S_{\text{эк2}} = \frac{1371}{1,3} = 1055 \text{ мм}^2, \quad 3 \times \text{АС} - 500/64,$$

$$S_{\text{эк3}} = \frac{923}{1,3} = 710 \text{ мм}^2, \quad 3 \times \text{АС} - 240/56,$$

$$S_{\text{эк4}} = \frac{410}{1,3} = 315 \text{ мм}^2, \quad 3 \times \text{АС} - 240/56.$$

1.6-кесте – Таңдалған сымның берілгендері

Желі	Ұзындығы, км	Кернеуі, кВ	Маркасы	Тоғы, кА	Ұзақ рұқсат етілген ток, кА
L ₁	180	500	3АС-500/64	1,857	2,835
L ₂	220	500	3АС-500/64	1,371	2,835
L ₃	200	500	3АС-240/56	0,923	1,830
L ₄	230	500	3АС-240/56	0,410	1,830

I_{A-1} участок L₁ желісі:

Сым маркасы: 3АС-500/64

Параметрлері:

$$r_0 = 0,06 \text{ Ом /км,}$$

$$R = \frac{0,06 \cdot 180}{3} = 3,6 \text{ Ом,}$$

$$x_0 = 0,41 \text{ Ом/км,}$$

$$X = 0,41 \cdot 180 = 73,8 \text{ Ом,}$$

$$B = 2,74 \cdot 10^{-6} \cdot 180 \cdot 3 = 15 \cdot 10^{-4} \text{ См,}$$

$$Q_c = \frac{1}{2} \cdot 500^2 \cdot 1,5 \cdot 10^{-3} = 187,5 \text{ МВАр.}$$

Келесі L₂, L₃, L₄ желілердің параметрлері осылай есептелініп, 1.7-кестеде көрсетілген.

1.7-кесте – Таңдалған сымдардың параметрлері

Параметрлер	<i>I_{A-1} участок</i>	<i>I₁₋₂ участок</i>	<i>I₂₋₃ участок</i>	<i>I₃₋₄ участок</i>
<i>r₀</i> , Ом /км	0,06	0,06	0,024	0,024
<i>R</i> , Ом	3,6	4,4	1,6	1,84
<i>x₀</i> , Ом/км	0,41	0,41	0,42	0,42
<i>X</i> , Ом	73,8	90,2	84	96,6
<i>B</i> , 10 ⁻⁴ См	15	18	15,6	18
<i>Q_c</i> , МВАр	187,5	225	195	225

1.6.2 Бірінші тұйықталмаған жүйе үшін желілердің қуат шығындары

Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы 1.11 – суретте көрсетілген.

L₁- желісіндегі шығындар

$$\Delta P = \frac{1479^2 + 61,1^2}{500^2} \cdot 3,6 = 31,6 \text{ МВт,}$$

$$\Delta Q = \frac{1479^2 + 61,1^2}{500^2} \cdot 73,8 = 646,8 \text{ МВАр.}$$

L₂- желісіндегі шығындар

$$\Delta P = \frac{1076,6^2 + (-200,3)^2}{500^2} \cdot 4,4 = 21,1 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{1076,6^2 + (-200,3)^2}{500^2} \cdot 90,2 = 432,7 \text{ МВАр.}$$

L₃- желісіндегі шығындар

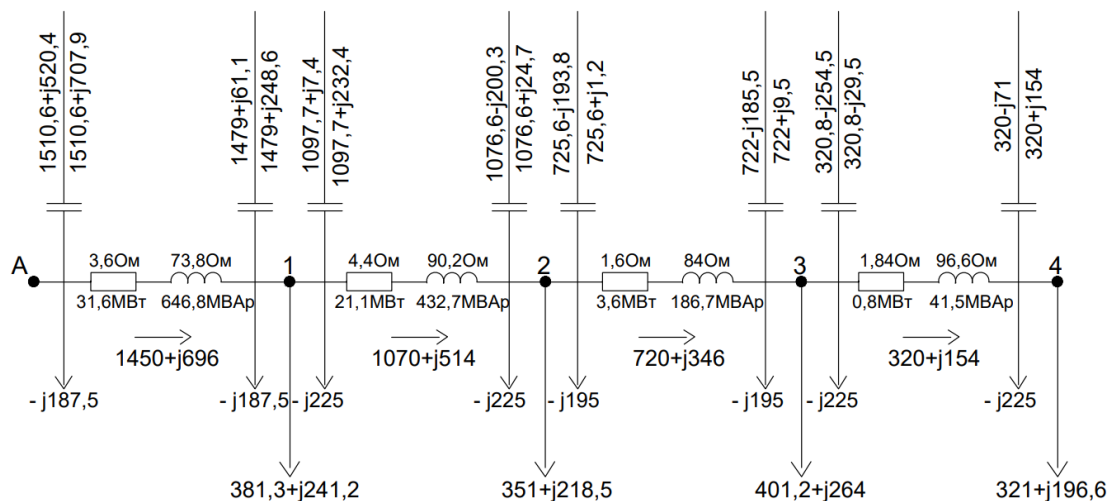
$$\Delta P = \frac{722^2 + (-185,5)^2}{500^2} \cdot 1,6 = 3,6 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{722^2 + (-185,5)^2}{500^2} \cdot 84 = 186,7 \text{ МВАр.}$$

L₄- желісіндегі шығындар

$$\Delta P = \frac{320^2 + (-71)^2}{500^2} \cdot 1,84 = 0,8 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{320^2 + (-71)^2}{500^2} \cdot 96,6 = 41,5 \text{ МВАр.}$$

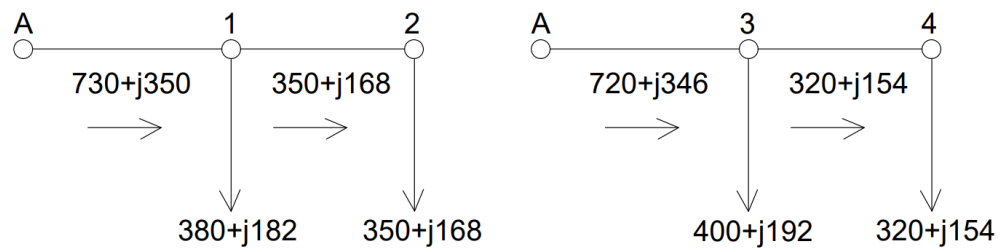


1.11-сурет – Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы

1.6.3 Екінші тұйықталмаған жүйедегі сымдардың қимасын және параметрлерін есептеу

Бұл есептеулер бірінші тұйықталмаған желінің есептеуі сияқты жасалады.

Басында алмастыру схема құрастырылады және оның параметрлері анықталады. Бұл жағдайда оның активті және реактивті кедергілері, зарядтау қуаттары.



1.12-сурет – Электр беріліс желісінің схемасы

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

Желілердегі токтар:

$$I_1 = I_{A-1} = \frac{\sqrt{730^2 + 350^2}}{\sqrt{3} \cdot 500} = 935 \text{ A},$$

$$I_2 = I_{1-2} = \frac{\sqrt{350^2 + 168^2}}{\sqrt{3} \cdot 500} = 448 \text{ A},$$

$$I_3 = I_{A-3} = \frac{\sqrt{720^2 + 346^2}}{\sqrt{3} \cdot 500} = 923 \text{ A},$$

$$I_4 = I_{3-4} = \frac{\sqrt{320^2 + 154^2}}{\sqrt{3} \cdot 500} = 410 \text{ A}.$$

Желілердегі есептік ток

$$I_{1p} = I_1 = 935 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 1080 \text{ A},$$

$$I_{2p} = I_2 = 448 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 517 \text{ A},$$

$$I_{3p} = I_3 = 923 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 1066 \text{ A},$$

$$I_{4p} = I_4 = 410 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 474 \text{ A}.$$

Сонымен болатты алюминилі, яғни АС маркалы сымды таңдадым, олар төмендегі 1.8 - кестеде көрсетілген.

$$S_{\text{эк1}} = \frac{935}{1,3} = 719 \text{ мм}^2, \quad 3 \times \text{AC} - 240/32,$$

$$S_{\text{эк2}} = \frac{448}{1,3} = 345 \text{ мм}^2, \quad 3 \times \text{AC} - 240/32,$$

$$S_{\text{эк3}} = \frac{923}{1,3} = 710 \text{ мм}^2, \quad 3 \times \text{AC} - 240/32,$$

$$S_{\text{эк4}} = \frac{410}{1,3} = 315 \text{ мм}^2, \quad 3 \times \text{AC} - 240/32.$$

1.8-кесте – Таңдалған сымның берілгендері

Желі	Ұзындығы, км	Кернеуі, кВ	Маркасы	Тоғы, кА	Ұзақ рұқсат етілген ток, кА
L ₁	180	500	3АС-240/32	0,935	1,815
L ₂	220	500	3АС-240/32	0,448	1,815
L ₃	200	500	3АС-240/32	0,923	1,815
L ₄	230	500	3АС-240/32	0,410	1,815

I_{A-1} учаскок L₁ желісі:

Сым маркасы: 3АС-240/32

Параметрлері:

$$r_0 = 0,12 \text{ Ом /км},$$

$$R = \frac{0,12 \cdot 180}{3} = 7,2 \text{ Ом},$$

$$x_0 = 0,42 \text{ Ом/км},$$

$$X = 0,42 \cdot 180 = 75,6 \text{ Ом},$$

$$B = 3 \cdot 2,64 \cdot 10^{-6} \cdot 180 = 14 \cdot 10^{-4} \text{ См},$$

$$Q_c = \frac{1}{2} \cdot 500^2 \cdot 1,4 \cdot 10^{-3} = 175 \text{ МВАр}.$$

Келесі L₂, L₃, L₄ желілердің параметрлері осылай есептелініп, 1.9-кестеде көрсетілген.

1.9-кесте – Таңдалған сымдардың параметрлері

Параметрлер	I_{A-1} участок	I_{1-2} участок	I_{2-3} участок	I_{3-4} участок
r_0 , Ом /км	0,12	0,12	0,12	0,12
R , Ом	7,2	8,8	8	9,2
x_0 , Ом/км	0,42	0,42	0,42	0,42
X , Ом	75,6	92,4	84	96,6
B , 10^{-4} См	14	17,4	15,8	18,2
Q_c , МВАр	175	217,5	197,5	227,5

1.6.4 Екінші тұйықталмаған жүйе үшін желілердің қуат шығындары
Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру
схемасы 1.13 – суретте көрсетілген.

L_{A-1} желісіндегі шығындар

$$\Delta P = \frac{735,7^2 + (-154,6)^2}{500^2} \cdot 7,2 = 16,3 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{735,7^2 + (-154,6)^2}{500^2} \cdot 75,6 = 170,9 \text{ МВАр}.$$

L_{1-2} желісіндегі шығындар

$$\Delta P = \frac{350^2 + (-49,5)^2}{500^2} \cdot 8,8 = 4,4 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{350^2 + (-49,5)^2}{500^2} \cdot 92,4 = 46,2 \text{ МВАр}.$$

L_{A-3} желісіндегі шығындар

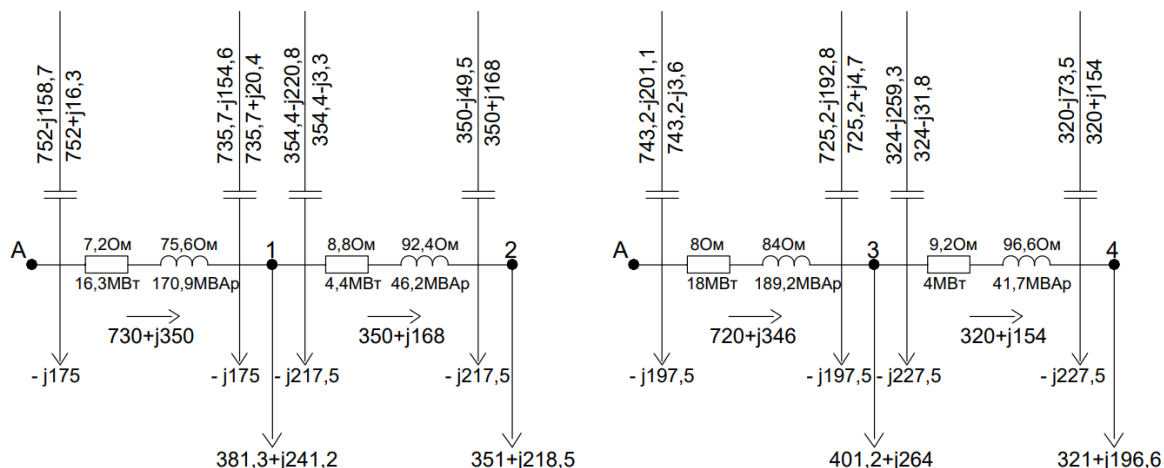
$$\Delta P = \frac{725,2^2 + (-192,8)^2}{500^2} \cdot 8 = 18 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{725,2^2 + (-192,8)^2}{500^2} \cdot 84 = 189,2 \text{ МВАр}.$$

L_{3-4} желісіндегі шығындар

$$\Delta P = \frac{320^2 + (-73,5)^2}{500^2} \cdot 9,2 = 4 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{320^2 + (-73,5)^2}{500^2} \cdot 96,6 = 41,7 \text{ МВАр}.$$



1.13-сурет – Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы

1.7 Техника-экономикалық есептеулер

Энергетикалық компанияның жеке жақтарының қызметін сипаттайтын тиімділік жүйесінің көрсеткіші, оның менеджментінің сапасына жан-жақты баға беруге мүмкіндік береді. Осындай баға компанияның басшылығына қалай қажет болса, электр энергиясын қолданушыларға да, реттеуші органдарға да, қоғамдық топтарға (экология қорғаушыларына) да және сыртқы инвесторларға да сондай қажет.

1.7.1 Тұйықталған жүйе үшін экономикалық шығындар

1.10-кесте – Тандалған сымдардың берілгендері мен бағаларының берілгендері

Желі	Ұзындығы, км	Кернеуі, кВ	Маркасы	Тірек түрі	Бағасы, млн.тг
L ₁	180	500	ЗАС-240/32	Үштізбекті сым	38,64
L ₂	220	500	ЗАС-240/32		38,64
L ₃	200	500	ЗАС-240/32		38,64
L ₄	230	500	ЗАС-240/32		38,64
L ₅	190	500	ЗАС-240/32		38,64

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

$$K_{\text{л}} = \sum K_0 \cdot l, \text{ млн. тг} \quad (1.24)$$

$$K_{\text{л}} = K_{\text{л1}} + K_{\text{л2}} + K_{\text{л3}} + K_{\text{л4}} + K_{\text{л5}} + K_{\text{л6}}, \text{ млн. тг} \quad (1.25)$$

мұндағы $K_{\text{л1}}$ - желінің толық құны,
 K_0 - желінің құны, тг;
 l - желінің ұзындығы, км.

$$K_{\text{л}} = 38,64 \cdot (180 + 220 + 200 + 230 + 190) = 39412,8 \text{ млн. тг.}$$

1.11-кесте – Таңдалған трансформатордың бағаларының берілгендері

Қосалқы станциясы	Трансформатор типі	Бағасы, млн.тг
№1	ТЦ-400000/500	334,4
№2	ТЦ-400000/500	334,4
№3	АТДЦТН – 500000/500/220	392
№4	ТЦ-400000/500	334,4

$$K_{\text{пс}} = K_{\text{пс1}} + K_{\text{пс2}} + K_{\text{пс3}} + K_{\text{пс4}}, \text{ млн. тг} \quad (1.26)$$

мұндағы $K_{\text{пс}}$ – қосалқы станцияның толық бағасы.

$$K_{\text{пс}} = (334,4 + 334,4 + 392 + 334,4) \cdot 2 + (260 + 260 + 260 + 260) \cdot 4 = 6118,4 \text{ млн. тг.}$$

$$K = K_{\text{пс}} + K_{\text{л}}, \text{ млн. тг} \quad (1.27)$$

$$K = 39412,8 + 6118,4 = 45531,2 \text{ млн. тг.}$$

Эксплуатациялық шығындар.

$$I_{\text{т}} = I_{\text{пс}} + I_{\text{л}} + I_{\Delta w}, \text{ млн. тг} \quad (1.28)$$

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

$$I_{\text{л}} = \frac{\alpha_{\text{а}} + \alpha_{\text{в}}}{100} \cdot K_{\text{л}}, \text{ млн. тг} \quad (1.29)$$

мұндағы $\alpha_a=2,4$ [1]; $\alpha_6=0,4$ [1];

$$I_{\text{л}} = \frac{2,4 + 0,4}{100} \cdot 39412,8 = 1103,56 \text{ млн. тг.}$$

Желідегі электр энергия шығындарын компенсациялауға кететін шығындарды келесі формула арқылы есептейміз.

$$I_{\text{пс}} = \frac{\alpha_a + \alpha_p}{100} \cdot K_{\text{пс}}, \text{ млн. тг} \quad (1.30)$$

мұндағы $\alpha_a=2$; [1], $\alpha_p=6,4$. [1]

$$I_{\text{пс}} = \frac{2 + 6,4}{100} \cdot 6118,4 = 583,83 \text{ млн. тг.}$$

Қуаттың максималды шығын уақытын келесі формула арқылы есептейміз: Максималдық жүктеменің жылдық сағаты $T_{\text{мах}}=5600$ сағ.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5600}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 4098,4 \text{ сағ.}$$

Желідегі активті қуаттың тұрақты шығыны:

$$\Delta P_{\text{пост}} = \Delta P_{xx} \cdot n, \text{ МВт} \quad (1.31)$$

$$\Delta P_{\text{пост1}} = 0,8 \cdot 2 = 1,6 \text{ МВт,}$$

$$\Delta P_{\text{пост2}} = 0,23 \cdot 2 = 0,46 \text{ МВт.}$$

Желідегі активті қуаттың айнымалы шығыны:

$$\Delta P_{\text{мах}} = 3 \cdot I^2 R_{\Sigma}, \text{ МВт} \quad (1.32)$$

$$\Delta P_{\text{мах1}} = 3 \cdot 0,896^2 \cdot (7,2 + 0,7) = 19,03 \text{ МВт,}$$

$$\Delta P_{\text{мах2}} = 3 \cdot 0,41^2 \cdot (8,8 + 0,7) = 4,79 \text{ МВт,}$$

$$\Delta P_{\text{мах3}} = 3 \cdot 0,038^2 \cdot (8 + 0,525) = 0,04 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{мах4}} = 3 \cdot 0,551^2 \cdot (9,4 + 0,7) = 9,02 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\text{мах5}} = 3 \cdot 0,961^2 \cdot 7,6 = 21,1 \text{ МВт}$$

$$I_{\Delta w} = \beta \cdot (\tau \cdot \Delta P_{\text{мах}} + 8760 \cdot \Delta P_{\text{пост}}) \text{ млн. тг} \quad (1.33)$$

$$I_{\Delta w1} = 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot (4098,4 \cdot 19,03 + 8760 \cdot 1,6) = 138 \text{ млн. тг}$$

$$И_{\Delta w2} = 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot (4098,4 \cdot 4,79 + 8760 \cdot 1,6) = 50,47 \text{ млн. тг}$$

$$И_{\Delta w3} = 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot (4098,4 \cdot 0,04 + 8760 \cdot 0,46) = 6,29 \text{ млн. тг}$$

$$И_{\Delta w4} = 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot (4098,4 \cdot 9,02 + 8760 \cdot 1,6) = 76,47 \text{ млн. тг}$$

$$И_{\Delta w5} = 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 4098,4 \cdot 21,1 = 129,7 \text{ млн. тг}$$

$$И_{\Delta w} = 138 + 50,47 + 6,29 + 76,47 + 129,7 = 400,93 \text{ млн. тг}$$

$$И = 1103,56 + 583,83 + 400,93 = 2088,32 \text{ млн. тг.}$$

1 жылдық келтірілген шығындарды есептейміз

$$З_i = p_n \cdot \sum K + И \text{ млн. тг} \quad (1.34)$$

$$З_i = 0,15 \cdot 45531,2 + 2088,32 = 8848,11 \text{ млн. тг.}$$

1.7.2 Бірінші тұйықталмаған жүйе үшін экономикалық шығындар

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

Тұйықталмаған желінің технико-экономикалық есебі тұйықталған желінің есептеуіндей жүргізіледі.

1.12-кесте – Тандалған сымдардың берілгендері мен бағаларының берілгендері

Желі	Ұзындығы, км	Кернеуі, кВ	Маркасы	Тірек түрі	Бағасы, млн.тг
L ₁	180	500	ЗАС-500/64	Үштізбекті сым	49,6
L ₂	220	500	ЗАС-500/64		49,6
L ₃	200	500	ЗАС-240/56		38,64
L ₄	230	500	ЗАС-240/56		38,64

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

$$K_{\text{л}} = 49,6 \cdot 180 + 49,6 \cdot 220 + 38,64 \cdot 200 + 38,64 \cdot 230 = 41168 \text{ млн. тг.}$$

$$K = 41168 + 6118,4 = 47286,4 \text{ млн. тг.}$$

Эксплуатациялық шығындар.

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

$$И_{л} = \frac{2,4 + 0,4}{100} \cdot 41168 = 1152,7 \text{ млн. тг.}$$

Желідегі электр энергия шығындарын компенсациялауға кететін шығындарды келесі формула арқылы есептейміз.

$$И_{пс} = \frac{2 + 6,4}{100} \cdot 6118,4 = 583,83 \text{ млн. тг.}$$

Қуаттың максималды шығын уақытын келесі формула арқылы есептейміз:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5600}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 4098,4 \text{ сағ,}$$

Желідегі активті қуаттың айнымалы шығыны:

$$\Delta P_{max1} = 3 \cdot 1,857^2 \cdot (3,6 + 0,7) = 44,5 \text{ МВт,}$$

$$\Delta P_{max2} = 3 \cdot 1,371^2 \cdot (4,4 + 0,7) = 28,8 \text{ МВт,}$$

$$\Delta P_{max3} = 3 \cdot 0,923^2 \cdot (1,6 + 0,525) = 5,4 \text{ МВт,}$$

$$\Delta P_{max4} = 3 \cdot 0,41^2 \cdot (1,84 + 0,7) = 1,3 \text{ МВт.}$$

$$И_{\Delta w1} = 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot (4098,4 \cdot 44,5 + 8760 \cdot 1,6) = 294,59 \text{ млн. тг,}$$

$$И_{\Delta w2} = 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot (4098,4 \cdot 28,8 + 8760 \cdot 1,6) = 198,1 \text{ млн. тг,}$$

$$И_{\Delta w3} = 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot (4098,4 \cdot 5,4 + 8760 \cdot 0,46) = 39,24 \text{ млн. тг,}$$

$$И_{\Delta w4} = 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot (4098,4 \cdot 1,3 + 8760 \cdot 1,6) = 29 \text{ млн. тг,}$$

$$И_{\Delta w} = 294,59 + 198,1 + 39,24 + 29 = 560,93 \text{ млн. тг.}$$

$$И = 1152,7 + 583,83 + 560,93 = 2227,5 \text{ млн. тг.}$$

1 жылдық келтірілген шығындарды есептейміз

$$З_i = 0,15 \cdot 47286,4 + 2227,5 = 9320,46 \text{ млн. тг.}$$

1.7.3 Екінші тұйықталмаған жүйе үшін экономикалық шығындар

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

Тұйыталмаған желінің технико-экономикалық есебі тұйықталған желінің есептеуіндей жүргізіледі.

1.13-кесте – Таңдалған сымдардың берілгендері мен бағаларының берілгендері

Желі	Ұзындығы, км	Кернеуі, кВ	Маркасы	Тірек түрі	Бағасы, млн.тг
L ₁	180		ЗАС-240/32	Үштізбекті	38,64
L ₂	220		ЗАС-240/32		38,64
L ₃	200		ЗАС-240/32		38,64
L ₄	230		ЗАС-240/32		38,64

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

$$K_{\text{л}} = 38,64 \cdot (180 + 220 + 200 + 230) = 32071,2 \text{ млн. тг.},$$

$$K = 32071,2 + 6118,4 = 38189,6 \text{ млн. тг.}$$

Эксплуатациялық шығындар.

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

$$I_{\text{л}} = \frac{2,4 + 0,4}{100} \cdot 32071,2 = 897,99 \text{ млн. тг.}$$

Желідегі электр энергия шығындарын компенсациялауға кететін шығындарды келесі формула арқылы есептейміз.

$$I_{\text{пс}} = \frac{2 + 6,4}{100} \cdot 6118,4 = 583,83 \text{ млн. тг.}$$

Қуаттың максималды шығын уақытын келесі формула арқылы есептейміз:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4098,4 \text{ сағ.}$$

Желідегі активті қуаттың тұрақты шығыны:

$$\Delta P_{\text{пост1}} = 0,105 \cdot 2 = 0,21 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{\text{пост2}} = 0,085 \cdot 2 = 0,17 \text{ МВт}.$$

Желідегі активті қуаттың айнымалы шығыны:

$$\Delta P_{\text{max1}} = 3 \cdot 0,935^2 \cdot (7,2 + 0,7) = 20,72 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{\text{max2}} = 3 \cdot 0,448^2 \cdot (8,8 + 0,7) = 5,72 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{\text{max3}} = 3 \cdot 0,923^2 \cdot (8 + 0,525) = 21,79 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{\text{max4}} = 3 \cdot 0,41^2 \cdot (9,2 + 0,7) = 4,99 \text{ МВт}.$$

$$И_{\Delta w1} = 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot (4098,4 \cdot 20,72 + 8760 \cdot 1,6) = 148,4 \text{ млн. тг},$$

$$И_{\Delta w2} = 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot (4098,4 \cdot 5,72 + 8760 \cdot 1,6) = 56,2 \text{ млн. тг},$$

$$И_{\Delta w3} = 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot (4098,4 \cdot 21,79 + 8760 \cdot 0,46) = 140 \text{ млн. тг},$$

$$И_{\Delta w4} = 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot (4098,4 \cdot 4,99 + 8760 \cdot 1,6) = 51,7 \text{ млн. тг},$$

$$И_{\Delta w} = 148,4 + 56,2 + 140 + 51,7 = 396,3 \text{ млн. тг}.$$

$$И = 897,99 + 583,83 + 396,3 = 1878,24 \text{ млн. тг}.$$

1 жылдық келтірілген шығындарды есептейміз

$$З_i = 0,15 \cdot 38189,6 + 1878,24 = 7566,59 \text{ млн. тг}.$$

Қорыта келгенде, технико-экономикалық есептеуге сүйене отыра екінші тұйықталмаған жүйенің схемасын қолданған тиімді болатынын анықтап, тұйықталмаған жүйені таңдаймын.

1.8 Кернеу шығындарын есептеу

Желінің бойлық шығынын елесі формула арқылы анықтаймыз:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + jQ \cdot X}{U_{\text{ном}}}, \text{ кВ} \quad (1.35)$$

мұндағы U – шинадан шығатын кернеу.

Желінің көлденең шығынын келесі формула арқылы табады:

$$\delta U = \frac{P \cdot X - jQ \cdot R}{U_{\text{ном}}}, \text{ кВ} \quad (1.36)$$

$$U_i = U_i - \Delta U - j\delta U \text{ кВ}, \quad (1.37)$$

I_{A-1} участок үшін L1 желісі:

ЗАС-240/32

$$\Delta U_1 = \frac{752 \cdot 7,2 + 16,3 \cdot 75,6}{525} = 12,66 \text{ кВ},$$

$$\delta U_1 = \frac{752 \cdot 75,6 - 16,3 \cdot 7,2}{525} = 108,1 \text{ кВ},$$

$$|U_1| = \sqrt{(525 - 12,66)^2 + 108,1^2} = 523,62 \text{ кВ}.$$

Қосалқы станциядағы трансформатор шығыны:

$$\Delta U_T = \frac{381,3 \cdot 1,4 + 241,2 \cdot 89,5}{523,62} = 42,25 \text{ кВ},$$

$$\delta U_T = \frac{381,3 \cdot 89,5 - 241,2 \cdot 1,4}{523,62} = 64,53 \text{ кВ},$$

$$|U_T^B| = \sqrt{(523,62 - 42,25)^2 + 64,53^2} = 485,67 \text{ кВ}.$$

Трансформаторлардың төменгі жағындағы кернеу:

$$U_T^H = U_1 \cdot \frac{U_{\text{HH}}}{U_{\text{BH}}} = 485,67 \cdot \frac{20}{525} = 18,5 \text{ кВ}.$$

I₁₋₂ участок үшін L2 желісі:

ЗАС-240/32

$$\Delta U_2 = \frac{354,4 \cdot 8,8 + (-3,3) \cdot 92,4}{523,62} = 5,37 \text{ кВ},$$

$$\delta U_2 = \frac{354,4 \cdot 92,4 - (-3,3) \cdot 8,8}{523,62} = 62,59 \text{ кВ},$$

$$|U_2| = \sqrt{(523,62 - 5,37)^2 + 62,59^2} = 522,02 \text{ кВ.}$$

Қосалқы станциядағы трансформатор шығыны:

$$\Delta U_T = \frac{351 \cdot 1,4 + 218,5 \cdot 89,5}{522,02} = 38,4 \text{ кВ,}$$

$$\delta U_T = \frac{351 \cdot 89,5 - 218,5 \cdot 1,4}{522,02} = 59,59 \text{ кВ,}$$

$$|U_T^B| = \sqrt{(522,02 - 38,4)^2 + 59,59^2} = 487,28 \text{ кВ.}$$

Трансформаторлардың төменгі жағындағы кернеу:

$$U_T^H = U_1 \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = 487,28 \cdot \frac{20}{525} = 18,56 \text{ кВ.}$$

I_{A-3} участок үшін L3 желісі:
ЗАС-240/32

$$\Delta U_3 = \frac{743,2 \cdot 8 + (-3,6) \cdot 84}{522,02} = 10,81 \text{ кВ,}$$

$$\delta U_3 = \frac{743,2 \cdot 84 - (-3,6) \cdot 8}{522,02} = 119,65 \text{ кВ,}$$

$$|U_3| = \sqrt{(522,02 - 10,81)^2 + 119,65^2} = 525,03 \text{ кВ.}$$

Қосалқы станциядағы трансформатор шығыны:

$$\Delta U_T = \frac{401,2 \cdot 1,05 + 264 \cdot 57}{525,03} = 29,46 \text{ кВ,}$$

$$\delta U_T = \frac{401,2 \cdot 57 - 264 \cdot 1,05}{525,03} = 43,03 \text{ кВ,}$$

$$|U_T^B| = \sqrt{(525,03 - 29,46)^2 + 43,03^2} = 497,43 \text{ кВ.}$$

Трансформаторлардың төменгі жағындағы кернеу:

$$U_T^H = U_1 \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = 497,43 \cdot \frac{230}{500} = 228,8 \text{ кВ.}$$

I₃₋₄ участок үшін L4 желісі:
ЗАС-240/32

$$\Delta U_1 = \frac{324 \cdot 9,2 + (-31,8) \cdot 96,6}{525,03} = -0,17 \text{ кВ},$$

$$\delta U_1 = \frac{324 \cdot 96,6 - (-31,8) \cdot 9,2}{525,03} = 60,2 \text{ кВ},$$

$$|U_1| = \sqrt{(525,03 - (-0,17))^2 + 60,2^2} = 528,64 \text{ кВ}.$$

Қосалқы станциядағы трансформатор шығыны:

$$\Delta U_T = \frac{321 \cdot 1,4 + 196,6 \cdot 89,5}{528,64} = 34,1 \text{ кВ},$$

$$\delta U_T = \frac{321 \cdot 89,5 - 196,6 \cdot 1,4}{528,64} = 53,83 \text{ кВ},$$

$$|U_T^B| = \sqrt{(528,64 - 34,1)^2 + 53,83^2} = 497,46 \text{ кВ}.$$

Трансформаторлардың төменгі жағындағы кернеу:

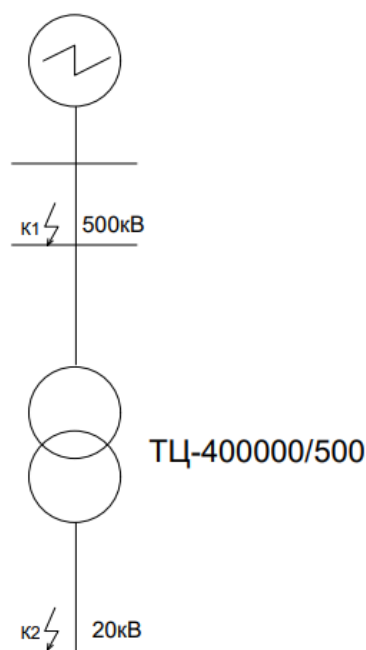
$$U_T^H = U_1 \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = 497,46 \cdot \frac{20}{525} = 18,95 \text{ кВ}.$$

1.9 Қысқа тұйықталу тогын есептеу

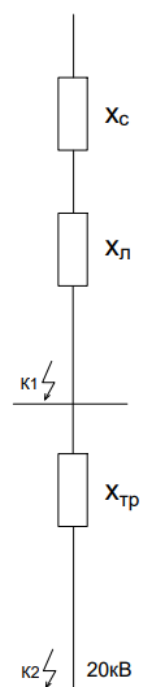
Қысқа тұйықталу токтарын есептеу үшін трансформаторлар бөлек жұмыс істейді деп есептей отырып, электрмен жабдықтау жүйесінің қалыпты жұмыс режиміне сәйкес жобалау схемасын және алмастыру схемасын жасау қажет.

Қысқа тұйықталу токтарын есептеу екі әдістің бірімен жүзеге асырылады: аталған бірліктер әдісімен немесе салыстырмалы бірліктер әдісімен. Қысқа тұйықталу токтарын есептеу салыстырмалы бірліктерде жүзеге асырылады. Берілген қысқа тұйықталу қуаты бойынша қысқа тұйықталудың тұрақты токтарын есептеу жүргізіледі.

Қысқа тұйықталу тогын есептеу кезіндегі қолданылған есептік схемасы 1.14 – суретте келтірілген, ал алмастыру схемасы 1.15 – суретте көрсетілген.



1.14-сурет – Есептік схема



1.15-сурет – Алмастыру схемасы

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

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

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

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

$I_{0,2}$ - ажыратқыштарды тексеру үшін $t = 3$ с кезіндегі токтың мәні;

I_∞ - электрлік аппараттарды, оқшауламаларды, шиналарды, кабельдерді

Салыстырмалы бірлікте базистік қуат ретінде 100 МВ·А аламын. Әр қадам үшін базистік кернеуім 525 және 20 кВ тең деп алдым.

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot 2 \cdot 500 = 1732 \text{ МВА}$$

Жүйе кедергісі:

$$X_{c*} = \frac{S_6}{S_{K3}}, \quad (1.38)$$

$$X_{c*} = \frac{100}{1732} = 0,058.$$

Желінің кедергісі:

$$X_{л*} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (1.39)$$

$$X_{л*} = 0,42 \cdot 180 \cdot \frac{100}{525^2} = 0,027.$$

Трансформаторлардың кедергісі:

$$X_{тр*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{тр}}, \quad (1.40)$$

мұндағы U_k - трансформатордың қ.т. кернеуі %;

U_6 - трансформатордың базистік кернеуі %;

S_6 - трансформатордың базистік қуаты, МВ·А.

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

$$X_{тр*} = \frac{13}{100} \cdot \frac{100}{400} = 0,03.$$

Қосынды кедергі:

$$X_{кос к1} = X_{с*} + X_{л*}, \quad (1.41)$$

$$X_{кос к1} = 0,058 + 0,027 = 0,085.$$

Базистік ток келесі формуламен анықталады, кА:

$$I_{61} = \frac{S_{61}}{U_{61} \cdot \sqrt{3}}, \quad (1.42)$$

$$I_6 = \frac{100}{525 \cdot \sqrt{3}} = 0,11 \text{ кА}.$$

К-1 нүктесіндегі қысқаша тұйықталу тогын анықтайық:

$$I_{к1} = \frac{I_{61}}{X_{кос к1}}, \quad (1.43)$$

$$I_{к1} = \frac{0,11}{0,085} = 1,29 \text{ кА}.$$

К-2 нүктесіндегі қысқаша тұйықталу тогын анықтаймыз:

$$X_{\text{КОС К2}} = X_{\text{С*}} + X_{\text{Л*}} + X_{\text{Тр*}}, \quad (1.44)$$

$$X_{\text{КОС К2}} = 0,058 + 0,027 + 0,03 = 0,115,$$

$$I_{62} = \frac{100}{21 \cdot \sqrt{3}} = 2,75 \text{ кА}$$

$$I_{\text{К2}} = \frac{I_{62}}{X_{\text{КОС К2}}} \text{ кА}, \quad (1.45)$$

$$I_{\text{К2}} = \frac{7,25}{0,115} = 63,04 \text{ кА}.$$

Қысқаша түйықталудың соққы тогын анықтаймыз:

$$i_{\text{соқ}} = I_{\text{К}} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{\text{соқ}}, \quad (1.46)$$

$$i_{\text{соқ К1}} = 1,29 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,8 = 3,28 \text{ кА},$$

$$i_{\text{соқ К2}} = 63,04 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,8 = 160,5 \text{ кА},$$

$$B_{\text{К1}} = 1,29^2 \cdot 3 = 4,99 \text{ кА}^2 \cdot \text{С},$$

$$B_{\text{К2}} = 63,04^2 \cdot 3 = 11922 \text{ кА}^2 \cdot \text{С}.$$

1.10 Электр аппараттарын таңдау

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

Кернеуі бойынша таңдағанда келесі шарт орындалуы керек:

$$U_{\text{К}} \geq U_{\text{НОМ}}, \text{ кВ} \quad (1.47)$$

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

$$I_{\text{К}} \geq I_{\text{НОМ}}, \text{ кВ} \quad (1.48)$$

Динамикалық тоқ

$$i_{\text{д}} \geq i_{\text{соқ}}, \text{ кА} \quad (1.49)$$

Термиялық ток

$$i_{\text{терм}} \geq B b_c, \text{ кА}^2 \cdot \text{С} \quad (1.50)$$

Комутациялық аппараттарды таңдау

Кернеуі 500 кВ жақта және 20 кВ жинақты шинада релелік қорғаныс және өлшеуіш аспаптардың байланысы үшін комутациялық аппараттар таңдалынған.

Кернеуі $U=500$ кВ жақтағы таңдалған айырғыш пен ажыратқыш және ток трансформаторы 1.16 –кестеде көрсетілген.

1.16-кесте – Таңдалған электр аппараттарының параметрлері

Таңдау шарты	Есептік мәндер	Паспорттағы берілгендері		
		HPL-500	РГ-500/3150 УХЛ1	ТГФ-500
1) $U_k \geq U_{\text{ном}}$ кВ	500	500	500	500
2) $I_k \geq I_{\text{ном}}$ А,	935	2000	3150	2000
3) $I_{\text{өш}} \geq I_k$ кА,	1,29	50	-	-
4) $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{соқ}}$ кА,	3,28	125	125	127
5) $i_{\text{терм}} \geq B b_c$ кА ² · С	4,99	50/3	50/3	104

1.17 –кестеде ТГФ-500 ток трансформаторының жүктемесі көрсетілген , А және С фазаларының трансформаторлары көбірек жүктелгені көрініп тұр.

1.17-кесте – ТГФ-500 ток трансформаторының жүктемесі

Аспаптар	Түрі	Жүктеме , ВА фазалар		
		А	В	С
Ваттметр	Д-304	0,5	-	0,5
Варметр	Д-304	0,5	-	0,5
Амперметр	Э-365	0,5	0,5	0,5
Актив қуат санауыш	САЗ-И681	2,5	-	2,5
Барлығы		4	0,5	4

Кернеуі $U=20$ кВ жақтағы таңдалған айырғыш пен ажыратқыш және ток трансформаторы 1.18 –кестеде көрсетілген.

1.18-кесте – Тандалған электр аппараттарының параметрлері

Тандау шарты	Есептік мәндер	Паспорттағы берілгендері		
		VF-20	PBP-20	ТШЛ-СЭЩ-20
1) $U_K \geq U_{ном}$ кВ	20	20	20	20
2) $I_K \geq I_{ном}$ А,	935	1600	8000	3000
3) $I_{өш} \geq I_K$ кА,	63,04	81	-	-
4) $i_{дин} \geq i_{соқ}$ кА,	160,5	200	250	200
5) $i_{терм} \geq Bб_c$ $кА^2 \cdot с$	11922	31,5/3	125/3	120/3

1.19 - кестеде ТШЛ-СЭЩ-20 ток трансформаторының жүктемесі А және С фазаларының трансформаторлары көбірек жүктелгені көрініп тұр.

1.19-кесте – ТШЛ-СЭЩ-20 ток трансформаторының жүктемесі

Аспаптар	Түрі	Жүктеме ,ВА фазалар		
		А	В	С
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Актив қуат санауыш	САЗ-И680	2,5	-	2,5
Барлығы		3,5	0,5	3,5

Кернеуі U=500-20 кВ кернеу трансформаторларын таңдау 1.20 –кестеде көрсетілген.

1.20-кесте – Тандалынған кернеу трансформаторларының параметрлері

Кернеу тр түрі	НОЛ-20	НАМИ-500
$U_{ном}$ кВ,	20	500
$U_{ном}$ В	100	100
0,5 дәлдік класындағы екіншілік орамның номиналды жүктемесі, ВА	30	200
1 дәлдік класындағы екіншілік орамның номиналды жүктемесі, ВА	100	300

1.21 - кестеде көрсетілген екінші орама жүктемесі бойынша кернеу трансформаторының негізгі орамасының жүктемесін тексереміз.

1.21-кесте – Кернеу трансформаторларына қосылған аспаптар

Аспап	Түрі	Бір ораманың тұтынатын қуаты, ВА	Орамалар саны	Cosφ	sinφ	Аспаптар саны	Тұтынатын қуаты	
							P, Вт	Q, Вт
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Акт. қуат датчигі	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Реак. қуат датчигі	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
Акт. қуат санушысы	И-670	1,5 Вт	2	0,38	0,925		3	5,842
Барлығы							31	5,842

Тізбекте кернеу трансформаторлары орнатылған.

Екінші жүктеме бойынша

$$S_{\Sigma 2} = \sqrt{31^2 + 5,842^2} = 31,545 \text{ МВА.}$$

Асқын кернеуліктен қорғау үшін қосалқы станцияға ОПН(сызықты емес асқын кернеуді шектегіш) орнатамыз, оның параметрлері 1.22-кестеде көрсетілген:

1.22-кесте – Таңдалған ОПН параметрлері

ОПН типі	Есептік мән, кВ	Номиналды кернеу, кВ	Желінің ұзақ рұқсат етілген кернеуі, кВ	Номиналды разряд тогы, А
ОПН-20	20	20	24	10 000
ОПНП-500	500	500	303	20 000

2 Арнайы бөлім. Электр желісінің сенімділік көрсеткіштерін есептеу

2.1 Электр желілерінің сенімділік көрсеткіштері

Электр желісінің (немесе оның учаскесінің) сенімділігі деп кернеудің нормативтік деңгейлерінде және жүктеменің белгіленген кестесіне сәйкес қуат көздерден тұтынушыларға қажетті электр энергиясын беру және бөлу мүмкіндігі түсініледі. Желі учаскесінің сенімділігі элементтердің барлық құрамының (трансформаторлар, коммутациялық аппаратура, электр беру желілері және т.б.) сенімділігі мен параметрлерімен және оларды қосу схемасымен анықталады.

Нысанның жұмыс қабілеттілігінің бұзылуы сәтсіздік деп аталады. Желінің жекелеген элементтері істен шыққан жағдайда (қосылу схемасына байланысты) тұтынушыларды электрмен жабдықтаудың бұзылуына әкелетін желі учаскесінің істен шығуы мүмкін: электрмен жабдықтаудың толық тоқтауы, жүктеменің ішінара шектелуі, кернеудің нормалармен рұқсат етілген шектерден ауытқуы.

Электр желісінің схемасының нұсқаларын әзірлеу кезінде сенімділік бойынша нормативтік және басқарушы құжаттардың талаптары сақталуы керек. Дегенмен, кейбір жағдайларда сенімділіктің сандық көрсеткіштерінің қосымша есептеулері қажет болуы мүмкін, атап айтқанда, келесі мәселелерді шешу үшін:

- тұтынушы талап ететін сенімділік деңгейін қамтамасыз ету үшін көзделген әртүрлі шараларды салыстыру;
- нормативтік талаптардан асатын сенімділікті арттырудың экономикалық орындылығын негіздеу.

Тұтынушы талап ететін сенімділік деңгейін қамтамасыз ету немесе нормативтік талаптардан асатын сенімділікті арттырудың экономикалық орындылығын негіздеу бойынша әртүрлі шараларды салыстыру кезінде мәжбүрлі тоқтап қалудан (апаттық өшірулер) залалдың математикалық күтуін қарастыру ұсынылады.

Электр энергетикасы саласының жұмыс істеуінің қазіргі жағдайында жоспарлы тоқтап қалудан болатын залалды математикалық күту осы келісімнің шарттарының бірі ретінде электр энергиясын сатып алу-сату бойынша екіжақты шартты жасау кезінде ескерілуі тиіс. Шартқа сәйкес өнім беруші сатып алушыға тиісті техникалық регламенттерде және басқа да міндетті талаптарда айқындалған белгілі бір мөлшерде және сапада электр энергиясын беруге міндеттенеді, ал сатып алушы шарт талаптары бойынша электр энергиясын қабылдауға және төлеуге міндеттенеді. Бұл көтерме сауда нарығының ережелеріне және бөлшек сауда базарларының жұмыс істеуінің негізгі ережелеріне сәйкес жасалған.

Электр жабдықтары мен электр желілерінің сенімділік көрсеткіштері электр желілерін, электр жүйелерін, тұтынушыларды және жүк тораптарын электрмен жабдықтау жүйелерін салыстырмалы есептеулер мен бағалауға,

әртүрлі сұлбалардың сенімділік деңгейін бағалауға, электр қуатын беру жөніндегі шаралар мен құралдардың орындылығы мен тиімділігін анықтауға арналған.

Сенімділік көрсеткіші – жүйенің сенімділігін анықтайтын бір немесе бірнеше қасиеттерді сипаттайтын шама. Нормативтік құжаттар сенімділіктің, тұрақтылықтың, ұзақ мерзімділік, сондай-ақ екі немесе одан да көп қасиеттерді сипаттайтын қолжетімділік коэффициенті, пайдалануға дайындық коэффициенті, техникалық пайдалану коэффициенті сияқты кешенді көрсеткіштерді қарастыруды көздейді.

Желі бөлігінің және оның элементтерінің сенімділігін сандық сипаттайтын көрсеткіштер ретінде мыналарды пайдалану ұсынылады:

1) Ақаулық ағынының параметрі ω , яғни бір элементке уақыт бірлігіндегі (әдетте бір жыл) істен шығудың орташа саны, істен шығу/жыл. Электр беру желілері үшін істен шығу жылдамдығының параметрі желінің 1 км-іне қатысты болуы мүмкін және істен шығу/(кмжыл) ретінде өлшенеді.

2) Қалпына келтірудің орташа уақыты (авариялық жөндеу), жыл/ақау.

3) Әдейі (жоспарлы) үзілістер ағынының параметрі ω_p , тоқтау/жыл.

4) Бір жоспарлы үзілістің орташа ұзақтығы T_p , жыл/тоқтау уақыты.

5) Дайындық коэффициенті (жоспарлы жөндеу арасындағы аралықтағы жұмыс жағдайының ықтималдығы) K_r , о. е.

6) Мәжбүрлі тоқтап қалу ықтималдығы (жоспарлы тоқтап қалу арасындағы аралықта жұмыс істемейтін жағдайдың ықтималдығы) K_b , о. е.

7) Ақаусыз жұмыс істеу ықтималдығы (берілген уақыт немесе жұмыс уақытында істен шығу ықтималдығы) $P(t)$, о.е. Ақаусыз жұмыс істеу ықтималдығы қалпына келтірілмейтін жүйелер үшін қолданылады. Желілер үшін оны бірінші сәтсіздікке дейін пайдалану ұсынылады, ал t уақыты бір жылға тең қабылданады.

Көрсетілген сенімділік көрсеткіштері техникалық сипаттамалар болып табылады және желіні салудың бірнеше баламалы нұсқаларының сенімділігін салыстыруға, сондай-ақ қарастырылатын нұсқаның сенімділік деңгейінің техникалық тапсырма талаптарына сәйкестігін тексеруге мүмкіндік береді.

Қарастырылып отырған көрсеткіштердің ішінен істен шығу ағынының параметрі, әдейі тоқтаулар ағынының параметрі, жоспарлы және апаттық үзілістердің орташа уақыты негізгі болып табылады және басқа көрсеткіштерді есептеуге мүмкіндік береді. 2.1-кестеде көрсетілген көрсеткіштер бойынша орташа мәліметтерді көрсетеді.

2.1-кесте – Электр желісі элементтерінің сенімділік көрсеткіштері

Желі элементтері	$U_{\text{ном}},$ кВ	ω , істен шығу /жыл	$T_{\text{в}} \cdot 10^{-3},$ жыл/істен шығу	$\omega_{\text{п}},$ тоқтау/жыл	$T_{\text{п}} \cdot 10^{-3},$ жыл/тоқтау
Әуе электр беру желілері (100 км-ге авариялық тоқтаулар саны, 1 желіге жоспарлы тоқтаулар саны)					
темірбетон тіректерінде	До 1	25	0,2	0,17	0,7
	10	7,6	0,5	0,17	0,9
	35	1,6/0,4	1,2/1,3	4/0,3	1,5/1,3
	110	3,9/0,9	1,0/1,5	3,8/0,4	1,3/1,5
металл тіректерде	35	2	1,8	2,2	1,9
	110	3,9	1,5	2,9	1,7
Трансформаторлар және автотрансформатор лар	10	0,016	6	0,25	0,5
	35	0,01	8	0,25	3
	110	0,015	8	0,5	3,2
Ажыратқыштар					
ауалық	10	0,04	1,7	0,2	1
	35	0,01	1,7	0,2	1
	110	0,03	3	0,2	6
майлы бактік	35	0,01	1,7	0,14	1
	110	0,02	3	0,14	6
аз майлы	10	0,09	1,7	0,14	1
	35	0,03	1,7	0,14	1
	110	0,06	3	0,14	6
Бөлгіштер мен қысқа тұйықтағыштар	35	0,1	0,7	0,2	0,8
	110	0,01	0,8	0,2	1

Қарастырылған сенімділіктің негізгі көрсеткіштері электр желісінің техникалық жағдайына байланысты және белгілі бір объект үшін 2.1-кестеде келтірілген мәліметтер әр түрлі болуы мүмкін. Осы нақты электр желісі кәсіпорнында пайдалану материалдары бойынша алынған ақпарат неғұрлым сенімді болып табылады.

Жобалау кезінде электр желісінің сенімділік көрсеткіштерін есептеу үшін сенімділіктің құрылымдық схемасын жасау қажет. Сенімділіктің құрылымдық схемасы – элементтердің істен шығуы мен олардың арасындағы байланыстарды тұтастай алғанда жүйенің жұмысына әсерін ескеретін шартты схема.

Жүктеме түйінінің қоректенуінің сенімділік көрсеткіштерін есептеу үшін қоректендіру көзі мен қарастырылатын түйін арасындағы аймақта желінің алмастыру схемасы талданады. Сұлбада элементтер тізбектей жалғанады,

олардың кез келгенінің істен шығуы бүкіл берілген тармақтың тоқтап қалуын тудырады, ал тармақтар параллель жалғанғанда олардың кез келгенінің ажыратылуы басқаларының ажыратылуына әкелмейді. Осы тармақтың элементтерінен басқа, мұндай іргелес коммутаторлар сериялық схемаға енгізіледі, олардың зақымдануы апаттың дамуымен желінің учаскелерінің ажыратылуына әкеледі, мысалы, шинаның барлық қосылымдарының ажыратқыштары. талданатын тізбек қосылған бөлімдер.

Желінің сенімділігін есептеу үшін жобалағанда сенімділіктің жеңілдетілген құрылымдық схемасын құруға болады, ол тек әуе желісі, трансформатор, коммутатор сияқты элементтерден тұрады.

Сенімділіктің басқа көрсеткіштерін есептеу үшін негізгі көрсеткіштерден басқа, ең алдымен мәжбүрлі және жоспарлы тоқтап қалу коэффициенттерін анықтау қажет:

$$K_B = \omega T_B \quad (2.1)$$

$$K_{\Pi} = \omega_{\Pi} T_{\Pi} \quad (2.2)$$

мұндағы t_0 – істен шығу коэффициенті, істен шығу/жыл;

ω_{Π} – жоспарлы тоқтаулардың орташа жиілігі, тоқтап қалу/жыл;

T_B – орташа қалпына келтіру уақыты, жыл/сәтсіздік;

T_{Π} – жоспарлы тоқтаулардың орташа уақыты, жыл/тоқырау уақыты.

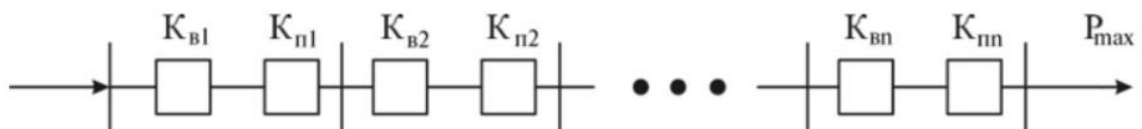
Сонымен қатар, қуатты шектеу факторлары сияқты көрсеткіштер қажет болуы мүмкін:

$$\varepsilon_B = \frac{P_{a.откл}}{P_{max}} ; \quad \varepsilon_{\Pi} = \frac{P_{\Pi.откл}}{P_{max}} \quad (2.3)$$

мұндағы $P_{a.откл}$, $P_{\Pi.откл}$ – апаттық зақымдануды жою уақытында және электр желілерін жоспарлы жөндеу кезінде жүктеменің ажыратылған бөлігі; P_{max} – тұтынылатын ең көп қуат.

Электрмен жабдықтаудың толық үзілісінде $\varepsilon_B = 1$ және $\varepsilon_{\Pi} = 1$. Сенімділіктің құрылымдық схемасындағы элементтерді тізбектей және параллель қосуға болады.

Бұл жағдайда сенімділіктің құрылымдық схемасы 2.1-суретте көрсетілген.



2.1-сурет – Элементтерді тізбектей қосу кезіндегі сенімділіктің құрылымдық схемасы

2.1-суретте көрсетілген схема үшін сенімділік көрсеткіштері осы формулалар бойынша анықталады:

$$\omega = \sum_{i=1}^n \omega_i \quad (2.4)$$

$$K_B = \sum_{i=1}^n K_{Bi} \quad (2.5)$$

$$K_{\Pi} = \max\{K_{\Pi i}\} \quad (2.6)$$

мұндағы $i = 1, 2, \dots, n$ – тізбектегі желі элементтерінің реттік нөмірі.

K_{Π} -ны анықтаған кезде, тізбекке енгізілген элементтерді жоспарлы жөндеу бір уақытта жүзеге асырылады деуге болады. Тізбектегі желінің кез-келген элементінің істен шығуы тұтынушылардың толық ажыратылуына әкелетіндіктен, бұл жағдайда $K_B = 1$; $K_{\Pi} = 1$.

Тізбектей жалғанған тізбектің дайындық коэффициенті осы формула бойынша есептеледі:

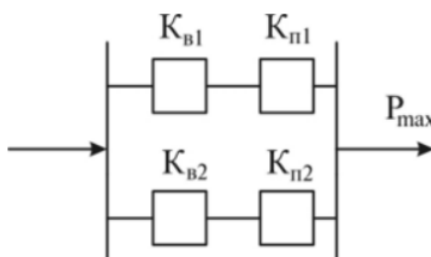
$$K_r = \frac{1 - (K_{\Pi} + K_B)}{1 - K_{\Pi}} \quad (2.7)$$

ал өрнек бойынша бір жыл ішінде жұмыс істеу ықтималдығы

$$P(t) = e^{-\omega} \quad (2.8)$$

Элементтердің параллель қосылуы

Мұндай қосылыстың құрылымдық схемасы 2.2-суретте көрсетілген.



2.2-сурет – Элементтердің параллель қосылуындағы сенімділіктің құрылымдық схемасы

Элементтерді осылай қосу кезінде сәтсіздік ағынының параметрі:

$$\omega = \omega_1 K_{B2} + \omega_2 K_{B1} \quad (2.9)$$

Элементтердің параллель қосылуындағы мәжбүрлі тоқтау коэффициенті осы өрнектен анықталады:

$$K_B = K_{B1} K_{B2} + K_{B1} K_{\Pi 2} + K_{B2} K_{\Pi 1} \quad (2.10)$$

Параллель тізбектерде өткізу қабілеттілігінің шектеулері болмаған кезде, яғни әрбір тізбек максималды жүктемеге есептелген кезде, $K_{\Pi} = 0$ және $\varepsilon_{\Pi} = 0$ және 2.10 формула тек бірінші және екінші элементтердің апаттық ақауларымен анықталатын терминдерді қамтиды:

$$K_B = K_{B1} K_{B2} \quad (2.11)$$

Бір элементтің бірлескен мәжбүрлі тоқтап қалу және жоспарлы жөндеу коэффициенті 12 және 13 формулалар бойынша анықталады:

$$K_B = 0,5\omega_{\Pi 1} K_{\Pi} T_{\Pi 2} \quad \text{при} \quad T_{\Pi 2} \geq T_{\Pi 1} \quad (2.12)$$

$$K_B = (K_{\Pi 2} - 0,5T_{B1}\omega_{\Pi 2}) \quad \text{при} \quad T_{\Pi 2} \geq T_{B2} \quad (2.13)$$

Элементтердің параллель қосылуындағы дайындық коэффициенті:

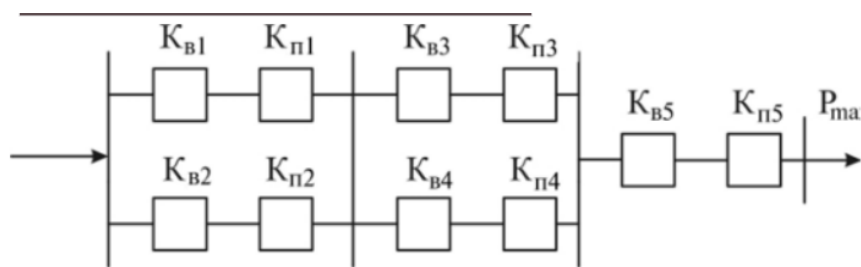
$$K_{\Gamma} = 1 - K_B \quad (2.14)$$

ал бір жыл ішінде жұмыс істеу ықтималдығы:

$$P(t) = e^{-\omega} \quad (2.15)$$

Элементтердің тізбектей-параллель қосылуы

Элементтердің аралас қосылуымен құрылымдық сенімділік схемасы тізбектей және параллель жалғанған элементтерді қамтиды (сурет. 2.3).



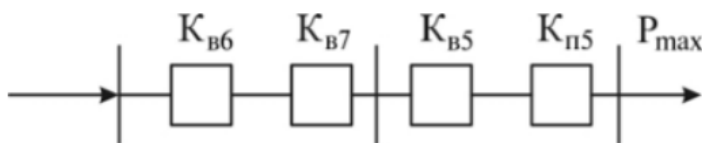
2.3-сурет –Элементтердің сериялық және параллель байланысын қамтитын құрылымдық сенімділік схемасы

Бастапқы шартты қабылдайық: параллель элементтер бір-бірін өзара сақтайды. Бұл жағдайда $K_{П} = K_{П2} = K_{П3} = K_{П4} = 0$ және $\varepsilon_{П} = 0$.

Параллель элементтер үшін мәжбүрлі тоқтау коэффициенттері осы формула бойынша анықталады:

$$K_{B6} = K_{B1} K_{B2}, \quad K_{B7} = K_{B3} K_{B4} \quad (2.16)$$

2.3-суретте көрсетілген схеманы 2.4-суреттегідей қарапайымға ауыстыруға болады.



2.4-сурет – Сенімділік көрсеткіштерін анықтауға арналған түрлендірілген схема

2.4-суреттегі схема үшін мәжбүрлі тоқтау коэффициенті осы өрнек бойынша анықталады:

$$K_B = K_{B6} + K_{B7} + K_{B5} \quad (2.17)$$

Екі тізбекті электр беру желілерін қарастырған кезде екі тізбектің де істен шығуына, бір тізбектің екінші тізбектің апатқа өзара әсер етуіне байланысты әртүрлі жағдайлар туындауы мүмкін. Өткізу қабілеттілігінің шегі де болуы мүмкін.

Электр желілерінің сенімділігінің құрылымдық схемаларын қарастырудың тағы бір ерекшелігін атап өткен жөн. Желінің кейбір бөліктерінде көптеген параллель тармақтар болуы мүмкін (3, 4 немесе одан да көп). Мұндай учаскенің істен шығу ықтималдығы аз, ал қуат шектеулері болмаған жағдайда мұндай учаске қараудан шығарылуы мүмкін.

2.2 Әуе электр беріліс желілерінің және күштік трансформаторлардың зақымдану себептері мен сипаты

Электрмен жабдықтау жүйесіндегі ең сенімсіз элемент – бұл электр беріліс желілері (электр желілері). Оның себебі олардың үлкен ұзындығына және оларға көптеген сыртқы әсерлерге байланысты. Қалалық аудандарда сөндірулердің шамамен 85%-ы электр желілерінің үлесіне, ал ауылдық желілерде – 90 ... 95 % үлесті құрайды. Электр желісінің істен шығуы кез-келген мәжбүрлі үзіліс деп аталады.

Әуе желілерінің (тіректер, сымдар, оқшаулағыштар) тұрақты және тұрақсыз (өзін-өзі қалпына келтіретін) зақымдануы бар. Соңғысы автоматты қайта қосу немесе қолмен қосу құрылғыларының сәтті әрекеті арқылы жойылады.

Әуе желілерінің (ӘЖ) зақымдануының негізгі себептері:

- оқшаулауға найзағайдың қабаттасуы;
- мұзды-аязды шөгінділер;
- жел жүктемелері;
- діріл және сым биі;
- ағаш тіректердің өртенуі;
- тірек бөлшектерінің беріктігінің әлсіреуі;
- тіректер мен сымдардың автокөлікпен зақымдануы және т. б

Сыртқы әсерлер оқшаулаудың қабаттасуына, оқшаулағыштардың бұзылуына, сымдардың үзілуіне, тіректердің құлауына әкеледі.

ӘЖ зақымдануы қалыпты жұмыс жағдайында да мүмкін:

- есептік мәндердің нақты электр жүктемелерінің артуы;
- тіректерді, сымдарды, оқшаулағыштарды дайындау кезінде пайда болатын ақаулар;
- табиғи-климаттық аймақтар бойынша сымдардың, тіректердің, оқшаулағыштардың түрлерін дұрыс қолданбау;
- ӘЖ монтаждау және салу ережелерін бұзу;
- пайдаланудағы кемшіліктер (тексерулердің, ағымдағы және күрделі жөндеулердің мерзімдері мен көлемдерін сақтамау).

Күштік трансформаторлар электр беру ӘЖ-ге қарағанда әлдеқайда аз зақымдалады, бірақ оның істен шығуы ауыр зардаптарға әкеледі және жұмыс қабілеттілігін қалпына келтіру ұзақ уақытты қажет етеді.

Күштік трансформаторлардың зақымдануының негізгі себептері:

- трансформатор орамаларының оқшаулауының конструкциясы мен өндірісіндегі ақауларға, сондай-ақ желідегі сыртқы асқын кернеулер мен қысқа тұйықталу токтарының әсеріне байланысты зақымдануы;
- конструктивті және технологиялық ақауларға байланысты ажыратқыштардың зақымдануы (негізінен жүктеме кезінде реттеледі);
- кірістердің зақымдануы, негізінен желідегі сыртқы кернеулердің әсерінен (сыртқы немесе ішкі оқшаулаудың қабаттасуы, механикалық зақымданулар, сапасыз байланыс қосылыстары).

Үлкен көлемдегі трансформаторларды жөндеу жергілікті жерде жүргізіледі. Ол, әдетте, көтеру механизмдері өзгерген кезде трансформатордың өзегін қазуды қажет етеді және бірнеше күнге созылуы мүмкін.

6-20 кВ кернеуге арналған шағын габаритті трансформаторларды жөндеу электр желілері кәсіпорындарының шеберханаларында орталықтандырылған түрде жүргізіледі.

Трансформаторлардың сенімділігін арттырудың негізгі әдістері:

- бақылау сынақтарын орындай отырып, пайдалануға мұқият қабылдау;
- талап етілетін мерзімдер мен сынақтар көлемін сақтай отырып, пайдалану процесінде мерзімді тексерулер;
- ұзақ уақыт бойы елеулі жүктемеге жол бермейтін трансформаторлардың жұмыс режимдерін сақтау;
- желіде қысқа тұйықталу (реакторлар) қуатын және асқын кернеу (разрядтағыштар) шамасын төмендету құралдарын орнату.

2.3 Жобаланған электр беріліс желісінің сенімділік көрсеткіштерін анықтау

2.1-кестеден негізгі бөлімдегі есептеулердің мәндеріне сүйене отырып электр желісінің апаты кезінде орташа тоқтау уақытын табамыз $T_B = 1,5 \cdot 10^{-3}$ жыл/істен шығу және әдейі сөну кезіндегі орташа тоқтау уақыты $T_{\Pi} = 1,7 \cdot 10^{-3}$ жыл/тоқтау, сондай-ақ 100 км желісіндегі ақаулық параметрінің орташа жиілігі $\omega = 3,9$ істен шығу/жыл және әдейі сөну кезіндегі тоқтап қалу $\omega_{\Pi} = 2,9$ тоқтау / жыл. Сонымен қоса трансформаторлардың да кестеден алынған мәндері берілген: $T_B = 8 \cdot 10^{-3}$ жыл/істен шығу, $T_{\Pi} = 3,2 \cdot 10^{-3}$ жыл/тоқтау, $\omega = 0,015$ істен шығу/жыл, $\omega_{\Pi} = 0,5$ тоқтау / жыл.

Желінің әдейі сөну коэффициентін:

$$K_{\Pi} = \omega_{\Pi} T_{\Pi} \quad (2.18)$$

$$K_{п1} = 2,9 \cdot \frac{180}{100} \cdot 1,7 \cdot 10^{-3} = 8,87 \cdot 10^{-3}$$

$$K_{п2} = 2,9 \cdot \frac{220}{100} \cdot 1,7 \cdot 10^{-3} = 10,85 \cdot 10^{-3}$$

$$K_{п3} = 2,9 \cdot \frac{200}{100} \cdot 1,7 \cdot 10^{-3} = 9,86 \cdot 10^{-3}$$

$$K_{п4} = 2,9 \cdot \frac{230}{100} \cdot 1,7 \cdot 10^{-3} = 11,34 \cdot 10^{-3}$$

Қосалқы станциядағы трансформаторларының әдейі сөну коэффициенті:

$$K_{пт} = 0,5 \cdot 3,2 \cdot 10^{-3} = 1,6 \cdot 10^{-3}$$

Ұзындығын ескере отырып, барлық желілердің мәжбүрлі тоқтап қалу коэффициенттерін табамыз:

$$K_B = \omega T_B \quad (2.19)$$

$$K_{B1} = 3,9 \cdot \frac{180}{100} \cdot 1,5 \cdot 10^{-3} = 10,53 \cdot 10^{-3}$$

$$K_{B2} = 3,9 \cdot \frac{220}{100} \cdot 1,5 \cdot 10^{-3} = 12,87 \cdot 10^{-3}$$

$$K_{B3} = 3,9 \cdot \frac{200}{100} \cdot 1,5 \cdot 10^{-3} = 11,7 \cdot 10^{-3}$$

$$K_{B4} = 3,9 \cdot \frac{230}{100} \cdot 1,5 \cdot 10^{-3} = 13,46 \cdot 10^{-3}$$

Қосалқы станциядағы трансформаторларының мәжбүрлі тоқтап қалу коэффициенті:

$$K_{BT} = 0,015 \cdot 8 \cdot 10^{-3} = 0,12 \cdot 10^{-3}$$

ӘЖ-нің және күштік трансформатордың дайындық коэффициенті келесі формула бойынша есептеледі:

$$K_r = \frac{1 - (K_{п} + K_B)}{1 - K_{п}} \quad (2.20)$$

$$K_{r1} = \frac{1 - (8,87 + 10,53) \cdot 10^{-3}}{1 - 8,87 \cdot 10^{-3}} = 0,989$$

$$K_{r2} = \frac{1 - (10,85 + 12,87) \cdot 10^{-3}}{1 - 10,85 \cdot 10^{-3}} = 0,987$$

$$K_{r3} = \frac{1 - (9,86 + 11,7) \cdot 10^{-3}}{1 - 9,86 \cdot 10^{-3}} = 0,988$$

$$K_{r4} = \frac{1 - (11,34 + 13,46) \cdot 10^{-3}}{1 - 11,34 \cdot 10^{-3}} = 0,986$$

$$K_{rT} = \frac{1 - (1,6 + 0,12) \cdot 10^{-3}}{1 - 1,6 \cdot 10^{-3}} = 0,999$$

Шыққан есептемелерге қарасақ желінің және трансформатордың әдейі сөну коэффициенттері мен мәжбүрлі тоқтап қалу коэффициенттерінің мәндері өте аз болып шыққанын көре аламыз. Бұл дегеніміз желінің және трансформаторлардың сенімділігінің жақсы көрсеткіші болып табылады. Осы есептелген коэффициенттерге қарайтын болсақ трансформатордың мәндерінің желінің мәндеріне қарағанда аз екендігін байқай аламыз және де бұл жоғарыда айтылған күштік трансформаторлардың әуе электр беріліс желілеріне қарағанда әлдеқайда аз зақымдалатынын дәлелдейді. Сонымен қатар күштік трансформатордың дайындық коэффициенті ӘЖ-не қараған көбірек шыққан, яғни олардың сенімділік көрсеткішінің жақсырақ екенін көрсетеді.

Элементтердің сенімділік көрсеткіштері [2] әдебиеттен алынған. Ажыратқыштардың (статикалық күйдегі істен шығу қарқындылығы) және ТҚ шиналарының сенімділігі ескерілмейді.

Әуе желілерінің істен шығу қарқындылығы, қасақана өшіру қарқындылығы және қалпына келтірудің орташа уақыты:

$$\lambda_1 = \lambda_{L1}^0 l_{L1} \quad (2.21)$$

$$\lambda_1 = 0,008 \cdot 180 = 1,44 \text{ жыл}^{-1}; \quad T_{B1} = 10 \text{ сағ}$$

$$\nu_1 = \nu_{L1}^0 l_{L1} \quad (2.22)$$

$$\nu_1 = 0,01 \cdot 180 = 1,8 \text{ жыл}^{-1}; \quad T_{O1} = 8 \text{ сағ}$$

$$\lambda_2 = 1,76 \text{ жыл}^{-1}; \quad T_{B2} = 10 \text{ сағ}; \quad \nu_2 = 2,2 \text{ жыл}^{-1}; \quad T_{O2} = 8 \text{ сағ};$$

$$\lambda_3 = 1,6 \text{ жыл}^{-1}; \quad T_{B3} = 10 \text{ сағ}; \quad \nu_3 = 2 \text{ жыл}^{-1}; \quad T_{O3} = 8 \text{ сағ};$$

$$\lambda_4 = 1,84 \text{ жыл}^{-1}; \quad T_{B4} = 10 \text{ сағ}; \quad \nu_4 = 2,3 \text{ жыл}^{-1}; \quad T_{O4} = 8 \text{ сағ};$$

ӘЖ үшін РҚАҚ (релелік қорғаныс және автоматика құрылғылары) және КА іске қосу талаптарының күтілетін қарқындылығы:

$$\alpha_{L1} = k_H \lambda_{L1}^0 l_L \quad (2.23)$$

$$\begin{aligned}\alpha_{Л1} &= 1,6 \cdot 0,008 \cdot 180 = 2,3 \text{ жыл}^{-1} \\ \alpha_{Л2} &= 1,6 \cdot 0,008 \cdot 220 = 2,82 \text{ жыл}^{-1} \\ \alpha_{Л3} &= 1,6 \cdot 0,008 \cdot 200 = 2,56 \text{ жыл}^{-1} \\ \alpha_{Л4} &= 1,6 \cdot 0,008 \cdot 230 = 2,94 \text{ жыл}^{-1}\end{aligned}$$

РҚАҚ мен КА жұмысының сенімділігіне байланысты электр қосылыстары схемасының есептік нүктесіндегі ақаулардың қарқындылығы:

$$\lambda_5 = \alpha_{Л} q_A \quad (2.24)$$

$$\begin{aligned}\lambda_5 &= 2,3 \cdot 0,015 = 0,0345 \text{ жыл}^{-1}; \quad T_{B5} = T_{Л}^{OBB} = 2,0 \text{ сағ}; \\ \lambda_6 &= 0,0422 \text{ жыл}^{-1}; \quad T_{B6} = 2,0 \text{ сағ}; \quad \lambda_7 = 0,0384 \text{ жыл}^{-1}; \quad T_{B7} = 2,0 \text{ сағ}; \\ \lambda_8 &= 0,0442 \text{ жыл}^{-1}; \quad T_{B8} = 2,0 \text{ сағ};\end{aligned}$$

(2.25) және (2.26) формулалар бойынша параллель жалғанған элементтер үшін әдейі өшіруді ескере отырып, баламалы элементтің сенімділік көрсеткіштерін анықтаймыз:

$$\begin{aligned}\lambda_9 &= \lambda^0 + \lambda' + \lambda'' = \\ &= [\lambda_1 \lambda_2 \lambda_3 \lambda_4 (T_{B1} + T_{B2} + T_{B3} + T_{B4}) + \lambda_1 \nu_2 T_{O2} + \lambda_2 \nu_1 T_{O1} \\ &\quad + \lambda_3 \nu_4 T_{O4} + \lambda_4 \nu_3 T_{O3}] \cdot 8760^{-1} \quad (2.25)\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\lambda_9 &= [1,44 \cdot 1,76 \cdot 1,6 \cdot 1,84(4 \cdot 10) + 1,44 \cdot 2,2 \cdot 8 + 1,76 \cdot 1,8 \cdot 8 + 1,6 \\ &\quad \cdot 2,3 \cdot 8 + 1,84 \cdot 2 \cdot 8] \cdot 8760^{-1} = 0,041 \text{ жыл}^{-1}\end{aligned}$$

$$T^0 = T_{B1} T_{B2} (T_{B1} + T_{B2})^{-1} + T_{B3} T_{B4} (T_{B3} + T_{B4})^{-1} \quad (2.26)$$

$$T^0 = 10 \cdot 10(10 + 10)^{-1} + 10 \cdot 10(10 + 10)^{-1} = 10 \text{ сағ}$$

$$\begin{aligned}T'_B &= T_{B1} T_{O2} T_{B3} T_{O4} (T_{B1} + T_{O2})^{-1} + T_{B2} T_{O3} (T_{B2} + T_{O3})^{-1} \\ &\quad + T_{B3} T_{O4} (T_{B3} + T_{O4})^{-1} \quad (2.27)\end{aligned}$$

$$T'_B = 10 \cdot 8(10 + 8)^{-1} + 10 \cdot 8(10 + 8)^{-1} + 10 \cdot 8(10 + 8)^{-1} = 13,2 \text{ сағ}$$

$$T''_B = 13,2 \text{ сағ}$$

Құрылымның сенімділік көрсеткіштері:

$$\lambda_{KA} = \lambda_9 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_7 + \lambda_8 \quad (2.28)$$

$$\lambda_{KA} = 0,041 + 0,0345 + 0,0422 + 0,0384 + 0,0442 = 0,2 \text{ жыл}^{-1};$$

$$T_{BKA} = T^0 + T'_B + T''_B \quad (2.29)$$

$$T_{BKA} = 10 + 13,2 + 13,2 = 36,4 \text{ сағ.}$$

Қарастырылған мысалдан РҚАҚ мен КА сенімділігі схеманың сенімділігіне үлкен әсер ететіндігін көруге болады. Сонымен, РҚАҚ мен КА-ның (5, 6, 7, 8 элементтері) сенімсіздігіне байланысты істен шығу қарқындылығының құрамдас бөлігі 90,5 % құрайды.

2.2-кесте – Бастапқы есептеу деректері

Жұмыс көрсеткіштері	Тұтынушылар			
	П1	П2	П3	П4
Есептік жүктеме P_{pi} , МВт	380	350	400	320
Желілердің ұзындығы l_i , км	180	220	200	230
Максимумды пайдалану уақыты $T_{H\sigma i}$, сағ	3000	3200	2800	3200
Жұмыс уақыты T^* , сағ	8760	8760	8760	8760

Желінің сенімділік көрсеткіштері:

$$\lambda_L^0 = 0,008 \frac{\text{жыл}^{-1}}{\text{км}}; T_B = 10 \text{ сағ}; \nu_L^0 = 0,01 \frac{\text{жыл}^{-1}}{\text{км}}; \xi = 0,33;$$

$$T_{OL} = 8 \text{ сағ}; \nu_o = 0,05 \frac{\text{км}}{\text{сағ}}; T_{BO} = 1 \text{ сағ}.$$

Тұтынушылардың орташа жүктемелерін табамыз

$$\bar{P}_i = \frac{P_{pi} \cdot T_{H\sigma i}}{T^*} \quad (2.30)$$

$$\bar{P}_1 = \frac{380 \cdot 3000}{8760} = 130 \text{ кВт}$$

$$\bar{P}_2 = 128 \text{ кВт}; \quad \bar{P}_3 = 128 \text{ кВт}; \quad \bar{P}_4 = 117 \text{ кВт}.$$

Барлық электр желілердің сенімділігінің көрсеткіштерін анықтаймыз

$$\lambda_c = \lambda_L^0 \sum_c^4 l_i = \lambda_L^0 l_\Sigma \quad (2.31)$$

$$\lambda_c = 0,008(180 + 220 + 200 + 230) = 6,64 \text{ жыл}^{-1}$$

$$\nu_c = \nu_{\Sigma}^0 l_{\Sigma} \quad (2.32)$$

$$\nu_c = 0,01(180 + 220 + 200 + 230) = 8,3 \text{ жыл}^{-1}$$

Зақымдану орнын іздеу уақыты

$$T_{\text{ПМ}} = 0,5 l_{\Sigma} \nu_c^{-1} \quad (2.33)$$

$$T_{\text{ПМ}} = 0,5 \cdot (180 + 220 + 200 + 230) \cdot 0,05 = 20,75 \text{ сағ}$$

$$T_{\text{ОС}} = T_{\text{ОЛ}} = 8 \text{ сағ}$$

Электр желісінің қалпына келтірудің орташа уақыты

$$T_{\text{ВС}} = T_{\text{ВО}} + T_{\text{ПМ}} + T_{\text{В}} \quad (2.34)$$

$$T_{\text{ВС}} = 1 + 20,75 + 10 = 31,75 \text{ сағ}$$

Тұтынушының бос уақытының баламалы ұзақтығы

$$\Theta_{\Sigma} = \lambda_c T_{\text{ВС}} + \xi \cdot \nu_c \cdot T_{\text{ОС}} \quad (2.35)$$

$$\Theta_{\Sigma} = 6,64 \cdot 31,75 + 0,33 \cdot 8,3 \cdot 8 = 232,7 \text{ сағ/жыл}$$

Тұтынушыға күтілетін толық жіберілмеу қаралып отырған уақыт кезеңіндегі бос тұрудың баламалы ұзақтығына P_i жүктемесінің орташа шамасын жүргізуге сәйкес келеді

$$W = \Theta_{\Sigma} \sum_{i=1}^4 \bar{P}_i \quad (2.36)$$

$$W = 232,7 \cdot (130 + 128 + 128 + 117) = 117048 \text{ кВт} \cdot \text{сағ/жыл}$$

2.4 Климаттық аймақтар және сенімділікке әсер ететін факторлар

Функционалдық мақсатына байланысты бұйымдар белгілі бір пайдалану жағдайларында қолданылады: жұмыс режимдері, климаттық және өндірістік жағдайлар (температура, ылғалдылық, радиация және т.б.).

Климаттық және өндірістік жағдайлардың өзгеруіне байланысты бірқатар климаттық аймақтарды ажыратуға болады:

1) Арктикалық;

2) Қоңыржай, ылғалды қоңыржай және құрғақ қоңыржай болып бөлінеді;
3) тропикалық, ылғалды тропикалық (джунгли, теңіз жағалауы, аралдар) және құрғақ тропикалық аймақ (шөлдер) болып бөлінеді.

1) Арктикалық және полярлық аймақтарға мыналар жатады: Арктика және Антарктида, Сібір, Аляска, Солтүстік Канада, Еуропаның солтүстік-шығыс бөлігі. Температура қыста -40°C , тіпті -55°C ... -70°C , жазда температура $+30^{\circ}\text{C}$, кейде тіпті $+35^{\circ}\text{C}$ дейін жетеді. Абсолютті ылғалдылық аз, бірақ төмен температураға байланысты салыстырмалы ылғалдылық көбінесе жоғары болып шығады.

2) Қоңыржай аймақтар 40° -тан 65° -қа дейінгі ендіктер арасында орналасқан. Бұл аймақтың ауа-райы бір жағынан арктикалық аймақтың жағдайына, екінші жағынан субтропикалық аймақтың жағдайына біртіндеп ауысады. Теңіздер мен мұхиттан алыс аймақтар температура мәндерінің үлкен өзгергіштігімен ерекшеленеді, жазда салыстырмалы түрде жоғары және қыста төмен. Теңіздер мен мұхиттардың жанында орналасқан аудандар жыл бойына температураның күрт өзгеруімен және ылғалдылықтың жоғарылауымен ерекшеленеді. Бұл материалдардың коррозиясының жоғарылауына ықпал етеді. Өнеркәсіптік аудандарда ауа мен суды агрессивті қоспалармен ластайтын материалдардың коррозиясы әсіресе жоғары.

3) Тропикалық құрғақ аймақтарға (шөл аймақтары) солтүстік және Орталық Африка, Арабия, Иран, Орта Азия және Орталық Австрия жатады. Аймақтар жоғары температураның болуымен және оның тәуліктік үлкен өзгерістерімен, сондай-ақ салыстырмалы ылғалдылықтың төмен мәндерімен сипатталады. Күндізгі максималды температура 60°C -қа жетеді, түнгі минимум -10°C -қа жетеді. Тәуліктік өзгерістер 40°C қалыпты жағдай. Атмосферадағы ылғалдың төмен болуына байланысты күн радиациясында ультракүлгін компоненттің таралуы және сіңуі аз. Ультракүлгін сәулеленудің болуы өнімнің бетіндегі бірқатар фотохимиялық процестердің белсендірілуіне әкеледі. Желдің әсерінен пайда болатын немесе көлік арқылы пайда болатын шаң мен құмның қозғалмалы ағындарының болуы тән.

Тропикалық ылғалды аймақтар экваторда 23° солтүстік пен 23° оңтүстік ендік арасында орналасқан. Олар тұрақты жоғары t° - пен сипатталады, күнделікті өзгерістері аз және салыстырмалы ылғалдылықтың жоғары мәндері бар.

Тропикалық ылғалды аймаққа Батыс, Орталық және Шығыс Африка, Орталық Америка, Оңтүстік Азия, Индонезия, Филиппин және Тынық және Үнді мұхиттарындағы аралдар архипелагтары кіреді. Бұл аймақтың жағалау аймақтары мен аралдарына тән атмосферада жоғары тұздың болуы, егер жоғары салыстырмалы ылғалдылық пен жоғары температура болса, металдардың қарқынды коррозиясына жағдай жасайды.

Жабдықтың жұмысының нашарлауының маңызды факторы-ультракүлгін сәулеленудің болуы, соның әсерінен жоғары салыстырмалы ылғалдылық пен жоғары температура бактериялар мен микроорганизмдердің тез дамуына ықпал етеді, бұл органикалық және кейбір жағдайларда жабдықтың металл бөліктерінің

бұзылуына әкеледі (сымдарды оқшаулау, құрылымның оқшаулағыш бөліктері, бояулар, лактар және басқа жабындар).

Ылғалдылықта өнімділікке әсер етеді. Су буы әрқашан жабдықты қоршап тұрған ауада болады. Салыстырмалы ылғалдылық шамамен қалыпты жағдайда 50...70% құрайды, салыстырмалы ылғалдылықтың орташа мәні 5% - дан (шөл аймағында) 95% - ға дейін (тропиктік аймақта). Ылғал материалдардың механикалық және электрлік қасиеттерін өзгертеді. Ылғалдың диэлектриктің кеуектеріне енуі диэлектрлік өткізгіштікті арттырады, бұл конденсаторлардың сыйымдылығының өзгеруіне әкеледі. Ылғалдылық беттік кедергіні, оқшаулау кедергісін, электр беріктігін төмендетеді, сымдар арасындағы сыйымдылық байланысын азайтады, жартылай өткізгіш құрылғылардың жұмысына айтарлықтай әсер етеді, барлық металл бөлшектердің коррозиясын тудырады.

Қазақстанның климатының басым бөлігінде күрт континенталды, температурасы үлкен амплитудасы бар, салыстырмалы түрде құрғақ. Аумақтың басым бөлігінде жауын-шашынның орташа жылдық мөлшері аз-100-500 мм. Бұл ретте республиканың оңтүстігіндегі орташа таулы аудандар ерекше тұр, мұнда температуралық таулы-алқаптық инверсиялар нәтижесінде салыстырмалы түрде жұмсақ қысқы жағдайлары және жауын-шашынның көп мөлшері бар кең учаскелер бар, бұған мысал ретінде Алматы климаты болып табылады. Қаңтардың орташа температурасы ойпаттарда -15 С, тау бөктерінде - 6-8 С; шілдеде - тиісінше +16 С және + 24 + 25 С. Жазықтардағы жылдық жауын - шашын мөлшері 300 мм-ге дейін, тау бөктері мен тауларда-жылына 500-700-ден 1000 мм-ге дейін. Алматының қысы қатты болмағандықтан бұнда сымдардың қатуы болмайды және жазғы температура өте жоғары болмағандықтан құрылғылардың қызып кету қаупі де жоқ деп айта аламыз. Тек ескеретін жағдай жауын-шашын мөлшерінің және ылғалдылықтың көп болуы.

2.5 Электр желісінің сенімділік көрсеткіштерін жақсарту

Егер тұтынушыларды электрмен жабдықтаудың сенімділік деңгейі нормаларға сәйкес келмесе, электрмен жабдықтау жүйесі ажыратулардың саны мен ұзақтығын қысқартатын сенімділікті арттыру құралдарымен жабдыкталады.

Сенімділікті арттыру құралдарының құрамын, санын, орнату орындарын таңдау сенімділіктің нормаланған деңгейіне неғұрлым үнемді түрде қол жеткізуге негізделген.

Сенімділік кездейсоқ және кездейсоқ емес сипаттағы көптеген факторларға байланысты. Электр желілерінің осы қасиетінің сандық сипаттамаларын өлшеу құралдары мен әдістері әр түрлі. Іс жүзінде электр желілерін техникалық жүйелер ретінде пайдалану кезінде сенімділік көрсеткіштерін оның деңгейін жоғарылату жағына өзгерту міндеті қойылады.

Электр желілерінің сенімділігін арттырудың негізгі әдісі - энергияны беру және тарату жүйесінің ең сенімсіз ("тар") бөліктерін анықтау және артықтықтың әртүрлі нысандарын енгізу нәтижесінде сенімділік деңгейін өзгерту:

- резерв жасау;
- конструкциялар мен материалдарды жетілдіру;
- техникалық қызмет көрсету;
- қорғау және автоматтандыру;
- кернеу сапасын арттыратын компенсаторлық және реттеуші құрылғыларды орнату және т. б.

Тарату жүйелерінің сенімділігін арттыру мыналарды құруға бағытталған:

- электр қосылыстарының ұтымды схемалары (қосалқы станциялар мен станциялардың тарату схемалары);
- желіні автоматты құрылғылармен және РАҚ құрылғыларымен оңтайлы қанықтыру;
- тұтынушылардағы құрылғылардың реактивті қуатын реттейтін және өтейтін қондырғылар;
- қосалқы станцияларды телеөлшеу және телемеханизация құрылғыларымен жабдықтау;
- компьютерге негізделген автоматтандыру күрделі желілердегі жедел ауысулар;
- релелік қорғаныс пен автоматиканы жетілдіру;

Әуе және кабельдік желілерде сенімділікті осы әдістер арқылы арттырады:

- зақымдануды іздеу құрылғысын енгізу;
- апаттық жөндеу жұмыстарының ұзақтығын қысқарту;
- жөндеу базаларын электр қондырғыларының қосалқы бөлшектерімен қамтамасыз ету;
- профилактикалық жөндеулерді, тексерулерді оңтайландыру, тозған бөлшектерді ауыстыру.

Бұл іс-шаралар айтарлықтай материалдық шығындарды талап етеді. Сонымен қатар, қосалқы станциялардың тарату желілері мен тарату құрылғыларының схемаларын жетілдірудің маңызы зор.

ҚОРЫТЫНДЫ

Берілген дипломдық жұмыста мен электр торабын жобалау барысында кернеуі 500 кВ қосалқы станцияларды қарастырдым. Жобалау кезінде қосалқы станциялардағы трансформаторлардың ТЦ – 400000/500, АТДЦТН – 500000/500/220 түрлерін таңдап, участоктар бойынша активті және реактивті қуат шығындарына есептеулер жүргізіліп, жүктеме түйіндерінде кернеу шығындары есептелінді. Одан соң желілердің есептік токтары анықталып, соған байланысты АС-240/32, АС-500/64 сым маркаларын таңдадым. Желінің максималды жүктеме кезіндегі қуатты шығындарын есептедім. 500/20 кВ кернеулі торапта қысқа тұйықталу токтары есептелініп, комутациялық аппараттар және күштік жабдықтар таңдап алынды. НРЛ-500 және VF-20 типті ажыратқыштармен ТГФ-500 және ТШЛ-СЭЩ-20 типті тоқ трансформаторларымен қатар НОЛ-20 және НАМИ-500 типті кернеу трансформаторлары таңдалынды.

Дипломдық жұмыстың экономикалық бөлімінде электр торабын жобалау кезіндегі техника – экономикалық есептеулер, капиталды шығынға және амортизацияға кеткен және электр энергия шығындарына есептеулер жүргізіліп электр беріліс желісінің тұйықтылған схемасы тиімді деп таңдап алынды.

Арнайы бөлімде сенімділігі теориясының негізгі ережелері және жобаланылған электр торабының сенімділік көрсеткіштерін есептеулері қарастырылған. Электрмен жабдықтау жүйелерін жобалау және пайдалану кезіндегі сенімділікті есептеу теориясы мен әдістерінің негіздері келтірілген. Элементтердің параллель және тізбектей-параллель қосылуындағы сенімділіктің құрылымдық схемалары көрсетілген. Әуе желілерінің және трансформаторлардың әдейі өшіру, мәжбүрлі тоқтап қалу және дайындық коэффициенттерінің есептемелері келтірілген. Сонымен қатар істен шығу қарқындылығы, қасақана өшіру қарқындылығы және қалпына келтірудің орташа уақытын анықтау жолдары көрсетілген.

Шыққан есептемелерге қорытынды жасайтын болсам желінің және трансформатордың әдейі сөну коэффициенттері мен мәжбүрлі тоқтап қалу коэффициенттерінің мәндері өте аз болып шықты. Бұл желінің және трансформаторлардың сенімділік көрсеткіштерінің жақсы екендігін көрсетті. Сонымен қатар қосалқы станцияның трансформаторларының дайындық коэффициенті әуе электр беріліс желілеріне қарағанда көбірек шыққан, яғни бұл күштік трансформаторлардың сенімділік көрсеткішінің жақсырақ екенін көрсетеді. Барлық әуе желілердің жиынтық істен шығу қарқындылығы мен қасақана өшіру қарқындылығы $\lambda_c = 6,64 \text{ жыл}^{-1}$ және $\nu_c = 8,3 \text{ жыл}^{-1}$ шықты. Электр желісінің қалпына келтірудің орташа уақыты 31,75 сағатты құрады.

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

- 1 Проектирование электрических сетей : учеб. пособие / С.С. Ананичева, Е.Н. Котова.— Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2017. — 164 с
- 2 Надежность электроснабжения: учебное пособие /Н.Г. Волков, А.А. Сивков, А.С. Сайгаш; доп. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 160 с.
- 3 Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2016. 464 с.
- 4 Надежность систем электроснабжения: Учебное пособие / В.И. Сафонов, П.В.Лонзингер – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2014. – 90 с
- 5 Ананичева С.С., Мезенцев П.Е. Модели развития электроэнергетических систем : учебное пособие. Екатеринбург : Изд-во Урал.ун-та, 2013. 147 с.
- 6 Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии : учеб. пособие. 3-е изд.М. : КНОРУС, 2012. 648 с.
- 7 Сафонов, В.И. Надежность СЭС. Сборник задач и упражнений /В.И. Сафонов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2013. – 64 с.
- 8 Учебно-методический комплекс по дисциплине «Надежность систем электроснабжения» / сост. Н.В. Савина – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 2012, 175 с.
- 9 СТ КазННТУ-09-2023. Мәтіндік және графикалық материалдың құрылысына, баяндалуына,безендірілуіне және мазмұнына қойылатын жалпы талаптар.Алматы, КазННТУ, 2023.
- 10 Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича.М. : НЦ ЭНАС, 2012. 376 с
- 11 Проектирование систем электрификации: Учебное пособие для выполнения курсового проекта по дисциплине «Проектирование систем электрификации» / С. Н. Антонов – Ставрополь: «АГРУС», 2015 – 92 с.
- 12 Оржанова Ж.К., Тергеусизова М.А. Проектирование электрических сетей и систем. Конспект лекций для студентов специальности – 5В071800 – Электроэнергетика. - Алматы: АУЭС, 2015 - 78с.
- 13 Проектирование электропередач, сетей и систем : практикум к курсовой работе / сост. А. Л. Плиско. – Ульяновск : УлГТУ, 2016. – 29 с.
- 14 Проектирование подстанции: учебное пособие для выполнения карового проекта по дисциплине «Электрические станции и подстанции» / А.В. Ефанов– Ставрополь: АГРУС, 2014-70 с.

Сағынғали Диас Бауыржанұлы
(аты-жөні)

6B07101 - Энергетика мамандығы бойынша
(мамандығы)

«Электр желісінің сенімділік көрсеткіштерін есептеу»
(дипломдық жобаның тақырыбы)

тақырыбындағы дипломдық жұмысына

ҒЫЛЫМИ ЖЕТЕКШІНІҢ ПІКІРІ

Осы дипломдық жұмыста студент Сағынғали Диас, кернеуі 500/220/20 кВ электр торабының қосалқы станциясы және әуе электр беріліс желілерінің есептеулері ұсынылған. Бұл дипломдық жұмыста номиналды кернеу таңдалды, күштік трансформаторлардың қуаттары есептелінді, болат алюминий сымдардың қималары таңдалды, әуе электр желісіндегі қуаттың таралуының, кернеу және қуат шығындарының есептеулері жүргізілді.

Арнайы бөлімде сенімділігі теориясының негізгі ережелері және жобаланылған электр торабының сенімділік көрсеткіштерін есептеулері қарастырылған. Электрмен жабдықтау жүйелерін жобалау және пайдалану кезіндегі сенімділікті есептеу теориясы мен әдістерінің негіздері келтірілген. Сонымен қатар элементтердің параллель және тізбектей-параллель қосылуындағы сенімділіктің құрылымдық схемалары көрсетілген.

Дипломдық жұмыс екі басты бөлімнен тұрады, олар 500/220/20 кВ электр торабын жобалау және электр желісінің сенімділік көрсеткіштерін есептеу, сонымен қоса қорытынды және қолданылған әдебиеттер тізімі келтірілген.

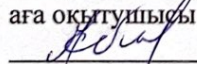
Қорытынды мен ұсыныстардың айғақтылығы және нақтылығы бойынша дипломдық жобадағы алдына қойылған мәселені шешу дәрежесі жоғары, зерттеу толығымен аяқталған. Дипломдық жұмыс өте жоғары деңгейде жасалған, тақырыбы толығымен ашылған.

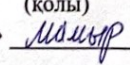
Диплом жазушы Сағынғали Диас теориялық дайындығын жеткілікті көрсетті, практикамен ұштастыра білді, алдына қойылған тапсырмаларды өздігінен шешіп, жұмысты жақсы меңгерді. Дипломдық жұмыс берілген тапсырмаларына сай орындалған. Барлық есептеулер өте жақсы жүргізілген.

Дипломдық жұмыс қойылатын талаптарға сәйкес келеді және мемлекеттік аттестациялық комиссияның отырысында қорғауға жіберіледі. Ал, түлек Сағынғали Диас «Энергетика» мамандығы бойынша «бакалавр» академиялық дәрежесіне лайықты және дипломдық жұмысын А - «өте жақсы» 90 баллмен бағалаймын.

Ғылыми жетекші

Техника ғылымдарының магистрі,
«Энергетика» кафедрасының
аға оқытушысы

 Р.Ш. Абитаева
(қолы)

«15»  2023 ж.

Тақырыбы: «Электр желісінің сенімділік көрсеткіштерін есептеу»

6B07101 – Энергетика
(шифр және мамандық атауы)

Сағынғали Диас Бауыржанұлы
(Студенттің аты-жөні)

Дипломдық жұмысына
(жұмыс түрінің атауы)

СЫН ПІКІР

Бұл дипломдық жұмыста электр торабын жобалау барысында кернеуі 500/220/20 кВ қосалқы станциялары қарастырылған. Осы электр торабының электрмен жабдықтау жүйелерін жобалау және пайдалану кезіндегі сенімділікті есептеу теориясы мен әдістерінің негіздері келтірілген. Элементтердің параллель және тізбектей-параллель қосылуындағы сенімділіктің құрылымдық схемалары көрсетілген.

Дипломдық жұмыс екі басты бөлімнен тұрады, олар 500/220/20 кВ электр торабын жобалау және электр желісінің сенімділік көрсеткіштерін есептеу, сонымен қоса қорытынды және қолданылған әдебиеттер тізімі келтірілген.

Жалпы дипломдық жұмысты орындау барысында түлектің өз ойымен жазып, есептеулерін есептеп шығарғаны байқалады. Дипломдық жұмыс берілген тапсырмаларына толықтай орындалған.

Жұмыс бойынша ескерту:

Ескерту ретінде, қазақша аудармалары кейбір жерлерде дұрыс аударылмағандығын және жұмыстағы бірнеше грамматикалық қателіктерді айтуға болады. Жалпы дипломдық жұмысы талаптарға сәйкес жасалынған. Тақырыбы толығымен ашылған.

Жұмысты бағалау

Жоғарыда айтылғандарды қорыта келе, Сағынғали Диастың дипломдық жұмысы А- «өте жақсы» (90 балл) бағасына, ал автор – энергетика бакалавры академиялық дәрежесін иемденуге лайық деп бағалаймын.

Сын-пікір беруші

Техника ғылымдарының кандидаты
«Е. Дәукеев атындағы АЭЖБУ,
«Электроника және робототехника»
кафедрасының аға оқытушысы
С.А.Юсупова



2023 ж.

Ф КазНИТУ 706-17. Рецензия



Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Сағынғали Диас Бауыржанұлы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Электр желісінің сенімділік көрсеткіштерін есептеу

Научный руководитель: Рахимаш Абитаева

Коэффициент Подобия 1: 20.6

Коэффициент Подобия 2: 6.4

Микропробелы: 0

Знаки из других алфавитов: 46

Интервалы: 0

Белые Знаки: 46

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

☒ Заимствования, выявленные в работе, являются законным и не являются плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

☐ Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

☐ Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

☐ Обоснование:

2023-05-31

Дата

Заведующий кафедрой *Энергетики*

Сарсенбаев Е.А.



Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Сағынғали Диас Бауыржанұлы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Электр желісінің сенімділік көрсеткіштерін есептеу

Научный руководитель: Рахымаш Абитаева

Коэффициент Подобия 1: 20.6

Коэффициент Подобия 2: 6.4

Микропробелы: 0

Знаки из других алфавитов: 46

Интервалы: 0

Белые Знаки: 46

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

☐ Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

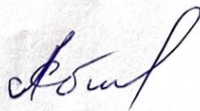
☐ Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

☐ Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

☐ Обоснование:

2023-05-31

Дата



Абитаева Р.Ш.
проверяющий эксперт