

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

Ә. Бүркітбаев атындағы Өнеркәсіптік автоматтандыру және цифрлау институты

Энергетика кафедрасы

Құрманалы Ұлан Қайратұлы

Өнеркәсіптік кәсіпорындардың электрмен жабдықтау жүйесін оңтайландыруды
жоғарылатуға арналған техникалық шешімдер

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

5B071800 – Электр энергетикасы

Алматы 2020

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

Ә. Бүркітбаев атындағы Өнеркәсіптік автоматтандыру және цифрлау институты

Энергетика кафедрасы

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ

Кафедра меңгерушісі

PhD, ассистент-профессор

 Сарсенбаев Е.А.

«01» маусым 2020 ж.

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Тақырыбы: «Өнеркәсіптік кәсіпорындардың электрмен жабдықтау жүйесін оңтайландыруды жоғарылатуға арналған техникалық шешімдер»

5B071800 – «Электр энергетикасы»


Орындаған



Құрманалы Ұ.Қ.

Ғылыми жетекші

техн. ғыл.канд., ассистент-проф.

 Жұматова А.А.

«30» мамыр 2020ж.

Алматы 2020

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

Ә. Бүркітбаев атындағы Өнеркәсіптік автоматтандыру және цифрлау институты

Энергетика кафедрасы

5B071800 – «Электр энергетикасы»

БЕКІТЕМІН

Кафедра меңгерушісі

PhD, ассистент-профессор

 Е.А. Сарсенбаев

«27» қаңтар 2020 ж.

**Дипломдық жұмысты орындауға
ТАПСЫРМА**

Білім алушы *Құрманалы Ұлан Қайратұлы*

Тақырыбы *«Өнеркәсіптік кәсіпорындардың электрмен жабдықтау жүйесін оңтайландыруды жоғарылатуға арналған техникалық шешімдер».*

Университет ректорының 2020ж. «27» қаңтарындағы №. 762-6, бұйрығымен бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі *«01» маусым 2020 ж.*

Дипломдық жұмыстың бастапқы берілістер:

Номиналды кернеуі 35 кВ тұйықталған э.б.ж., 5 қосалқы станциясыдан тұрады, ұзындықтары $l_{A1} = 5,44$, $l_{A2} = 2,5$, $l_{23} = 3,5$, $l_{3A} = 3,5$, $l_{A4} = 4,7$, $l_{45} = 4,7$, $l_{5A} = 4,7$ (км).

Қосалқы станциялардың максималды жүктемелері: $P_{1m} = 4,25$, $P_{2m} = 3,75$, $P_{3m} = 4$, $P_{4m} = 3,5$, $P_{5m} = 3,3$ (кВт).

Дипломдық жұмыста қарастырылатын мәселелер тізімі:

а) Күштік трансформаторлардың қуаттарын таңдау; өткізгіштердің қималарын таңдау; электр торабындағы минималды, максималды, авариялық режимдер кезіндегі қуатты есептеу; желідегі қуат шығыны мен кернеу шығынын есептеу;

б) Өнеркәсіптік кәсіпорындарды электрмен жабдықтау жүйесін оңтайландыруды арттыру үшін техникалық шешімдер;




Сызбалық материалдар тізімі: Сызбалық материалдарды слайдпен дайындау.

Ұсынылатын негізгі әдебиеттер: 16 атау.

Дипломдық жұмысты дайындау
КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекші мен кеңесшілерге көрсету мерзімдері	Ескерту
Күштік трансформаторлардың қуаттарын таңдау; өткізгіштердің қималарын таңдау; электр торабындағы минималды, максималды, авариялық режимдер кезіндегі қуатты есептеу;	11.03.2020	жоқ
Экономикалық есептер және желідегі қуат шығыны мен кернеу шығынын есептеу;	24.03.2020	жоқ
Өнеркәсіптік кәсіпорындарды электрмен жабдықтау жүйесін оңтайландыруды арттыру үшін техникалық шешімдер;	07.04.2020	жоқ

Аяқталған жұмысқа қойылған
Кеңесшілер мен норма бақылаушының
қолтаңбалары

Бөлімдер атауы	Ғылыми жетекші, кеңесшілер	Қолқойылған күні	Қолы
Негізгі бөлім	Жұматова А.А., техн. ғыл. канд., ассистент-профессор	20.05.2020	
Экономика және басқару	Жұматова А.А., техн. ғыл. канд., ассистент-профессор	27.05.2020	
Норма бақылау	Бердибеков А.О., сениор-лектор	1.06.2020	

Ғылыми жетекшісі _____

(қолы)

/А.А.Жұматова /

Тапсырманы орындауға алған студент _____

(қолы)

/Ұ.Қ. Құрманалы /

Күні «2» ақпан 2020 ж.

АНДАТПА

Бұл дипломдық жұмыс «Өнеркәсіптік кәсіпорындарды электрмен жабдықтау жүйесін оңтайландыруды арттыру үшін техникалық шешімдер» тақырыбы бойынша жасалынды 35 кВ тарату электр тораптарын электр желілерін жобалау және энергетикалық жүйелердің параллельді жұмысының тұрақтылығын талдау кезінде орындалды. Дипломдық жұмыста қуат трансформаторларын таңдау, өткізгіштер қимасының есептері, электр желілерінің максималды, минималды және апаттық режимдерінің есептері сипатталған, және электр энергиясы мен кернеудің құны есептеледі.

АННОТАЦИЯ

Дипломная работа выполнена на тему «Технические решения для повышения оптимизации системы электроснабжения промышленных предприятий» в работе произведены расчеты распределительных электрических сетей 35 кВ и анализ устойчивости параллельной работы энергосистем, также в дипломной работе произведен расчет выбора мощности силовых трансформаторов, выбор сечения проводов, расчет мощности электрической сети в максимальных, минимальных и аварийных режимах.

В специальной части для технического решения повышения оптимизации системы электроснабжения промышленных предприятий рассмотрена параллельная работа энергосистем и ее устойчивость, средства повышения устойчивости.

ANNOTATION

The thesis was carried out on the topic “Technical solutions to improve the optimization of the power supply system of industrial enterprises”, the work performed calculations of distribution electric networks of 35 kV and the analysis of the stability of parallel operation of power systems, the thesis also calculated the choice of power of power transformers, the choice of wire cross-section, the calculation of electric power networks in the maximum, minimum and emergency modes.

In a special part for a technical solution to improve the optimization of the power supply system of industrial enterprises, the parallel operation of energy systems and its stability, means of increasing stability are considered.

МАЗМҰНЫ

	Кіріспе	7
1	Негізгі бөлім	8
1.1	Электр беріліс желісінің сұлбасын құру	8
1.2	Күштік трансформаторлардың типін және қуатын анықтау	9
1.3	Трансформатордың орамасындағы шығындарын анықтау	11
1.4	Желінің жұмыс режимдерінің анализі мен есептеулері	16
1.5	Технико-экономикалық есептеулер	17
1.6	Максималды жүктеме кезінде қуатты есептеу	20
1.7	Минималды жүктеме кезінде қуатты есептеу	23
1.8	Кернеуді реттеу жабдықтарын таңдау	26
1.8.1	Электр аппараттарын таңдау	27
1.8.2	Өлшеуіш ток және кернеу трансформаторларын таңдау	29
2	Арнайы бөлім	31
2.1	Өнеркәсіптік кәсіпорындарды электрмен жабдықтау жүйесін оңтайландыруды арттыру үшін техникалық шешімдер	31
2.1.1	Аварияға қарсы автоматика таңдау арқылы оңтайландыру (ПАА)	31
2.2	Апатқа қарсы автоматика құрылғысының тағайындауы және жіктелуі	33
2.3	Энергожүйелердің орнықты параллельді жұмысы.	36
2.3.1	Статикалық орнықтылық	36
2.3.2	Динамикалық орнықтылық	38
2.4	Статикалық және динамикалық орнықтылықты жоғарылату құралдары	41
2.4.1	Статикалық орнықтылықты жоғарылату құралдары	41
2.4.2	Динамикалық орнықтылықты жоғарылату құралдары	42
2.5	Жаңа басқару жүйесін пайдаланудың техникалы-экономикалық дәлелдемесі	44
2.6	Құрастыруға кеткен шығындарды есептеу	44
	Қорытынды	46
	Пайдаланылған әдебиеттер тізімі	47

КІРІСПЕ

Электр желілері. Электр энергиясының басқа түрлерінен тиімділігі - оны мыңдаған километрден асатын жылдамдықпен жеткізу мүмкіндігі. Бұл жұмыс электр жүйесінің негізгі компоненті - электр желілері (электр желілері) арқылы жүзеге асырылады.

Электр жүйелерінің параллель жұмысы - бұл мемлекеттердің электр энергетикалық жүйелерінің бір жиіліктегі бірлескен жұмысы.

Энергетикалық жүйелермен қатар жұмыс жасау сенімді жұмыс істеудің маңызды факторы болып табылады, ол электр энергетикасы саласындағы өзара тиімді қатынастардың негізін қалайды.

Мемлекеттердің энергетикалық жүйелерінің қатарлас жұмысының негізгі принциптері:

- энергия жүйесінің әр еліндегі электр қуаты мен қуатқа деген сұранысты кез келген уақытта өз электр станциясымен немесе келісімшарт негізінде басқа елдердің энергия жүйесімен қамтамасыз ету арқылы қанағаттандыру;

- энергетикалық жүйенің әр күйіндегі меншікті энергия көздерінің есебінен немесе басқа мемлекеттердің энергия жүйесіндегі ағымдағы жүктемелердің салдарынан келісілген диапазонда қалыпты жиілікте ұстау;

- энергетикалық жүйенің әр күйінде нормативті резервті сақтау және басқа жүйелермен жасалған келісім негізінде резервтің жетіспейтін бөлігін қамтамасыз ету.

Қазақстан энергожүйесімен параллель Ресей, Литва, Латвия, Эстония, Белоруссия, Грузия, Әзірбайжан, Молдавия, Қырғызстан және Өзбекстан жұмыс істейді.

1 Негізгі бөлім

1.1 Электр беріліс желісінің сұлбасын құру

Жеке желілік электр беру желісінің номиналды кернеуі негізінен екі параметрлі функцияны қолдана отырып таратылады: желі 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 дипломдық жұмысымда Стилла формуласын қолдандым. Себебі, осы формула кернеуі 35-тен 750 кВ-қа дейін номиналды кернеудің барлық шкаласына қанағаттандырылған нәтиже береді.

Стилла формуласы бойынша номиналды кернеу келесі формула бойынша анықталады:

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{L + 16 \cdot P}, \quad (1)$$

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

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{3,2 + 16 \cdot 4,25} = 36,6 \text{ кВ}$$

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{2,5 + 16 \cdot 3,75} = 34,3 \text{ кВ}$$

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{3,5 + 16 \cdot 4} = 35,6 \text{ кВ}$$

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{4,7 + 16 \cdot 3,5} = 33,8 \text{ кВ}$$

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{4,7 + 16 \cdot 3,3} = 32,9 \text{ кВ}$$

Одан әрі желінің номиналды кернеуін 35 кВ аламыз, кернеуді анықтаған соң, желінің активті және реактивті қуаттарын табамыз, біздің жағдайда активті қуат бізге белгілі:

$$P + jQ, \quad (1.1)$$

мұндағы P - активті жүктеме, кВт;
 Q – реактивті жүктеме, квар. Осы формула арқылы желінің реактивті қуатын табамыз:

$$Q_i = P \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1.2)$$

Реактивті қуаттарын $\operatorname{tg} \varphi$ арқылы табамыз, бізде $\operatorname{tg} \varphi$ белгісіз болғандықтан біз оны $\cos \varphi$ -дың арақатынасы арқылы табамыз, $\cos \varphi = 0,86$ тең,

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \quad (1.3)$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - 0,86^2}}{0,86} = 0,59.$$

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

$$Q_{1m} = 4,25 \cdot 0,59 = 2,5 \text{ квар},$$

$$Q_{2m} = 3,75 \cdot 0,59 = 2,2 \text{ квар},$$

$$Q_{3m} = 4 \cdot 0,59 = 2,36 \text{ квар},$$

$$Q_{4m} = 3,5 \cdot 0,59 = 2,06 \text{ квар},$$

$$Q_{5m} = 3,3 \cdot 0,59 = 1,95 \text{ квар}.$$

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

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (1.4)$$

мұндағы P – активті жүктеме, кВт;
 Q – реактивті жүктеме, квар.

$$S_{1m} = \sqrt{4,25^2 + 2,5^2} = 4,9 \text{ МВА},$$

$$S_{2m} = \sqrt{3,75^2 + 2,2^2} = 4,34 \text{ МВА},$$

$$S_{3m} = \sqrt{4^2 + 2,36^2} = 4,6 \text{ МВА},$$

$$S_{4m} = \sqrt{3,5^2 + 2,06^2} = 4,06 \text{ МВА},$$

$$S_{5m} = \sqrt{3,3^2 + 1,95^2} = 3,8 \text{ МВА}.$$

1.2 Күштік трансформаторлардың типін және қуатын анықтау

$$S_{m\text{pn}} \geq S_{ec} \cdot 0,7 \quad (1.5)$$

мұндағы S_{ec} – есептік жүктеме.

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

$$S_{ec} = \frac{P}{\cos\varphi}, \quad (1.6)$$

мұндағы P – активті жүктеме, кВт;
 $\cos\varphi$ – қуат коэффициенті.

№1 қосалқы станция үшін:

$$S_{1H} = \frac{4,25}{0,86} = 4,94 \text{ МВА},$$

$$S_{mp1} \geq 4,94 \cdot 0,7 = 3,45 \text{ МВА},$$

мұндағы S_{mp} – трансформатордың қуаты, МВА.

ТМН(ТМ) - 4000/35 типті трансформаторын орнатуды қабылдаймыз.
 (Параметрлері 1-ші кестеде көрсетілген).

1 - кесте - ТМН(ТМ) -4000/35 /6,3 типті трансформатордың параметрлері

$S_{ном},$ МВА	Каталогтық параметрлері							Есептік параметрлері		
	Орамдағы кернеу, кВ		Активті шығындар, кВт		$I_x\%$	$U_k, \%$	Тармақта луы	Трансформатордың активті кедергісі $R_T, \text{ Ом}$	Трансформатордың реактивті кедергісі $X_T, \text{ Ом}$	$\Delta Q_x,$ квар
	ВН	НН	P_x	P_k						
4	35	6,3;11	6,7	33,5	1,0	7,5	$\pm 6 \times 1,5\%$	2,6	23	40

№2 қосалқы станция үшін:

$$S_{2H} = \frac{3,75}{0,86} = 4,36 \text{ МВА},$$

$$S_{mp2} \geq 4,36 \cdot 0,7 = 3,05 \text{ МВА},$$

ТМН(ТМ) -4000/35 типті трансформаторын орнатуды қабылдаймыз.
 (Параметрлері 1-ші кестеде көрсетілген).

№3 Қосалқы станция үшін:

$$S_{2H} = \frac{4}{0,86} = 4,65 \text{ МВА},$$

$$S_{mp3} \geq 4,65 \cdot 0,7 = 3,25 \text{ МВА}.$$

ТМН(ТМ) -4000/35 типті трансформаторын орнатуды қабылдаймыз.
(параметрлері 1-ші кестеде көрсетілген).

№4 Қосалқы станция үшін

$$S_{2H} = \frac{3,5}{0,86} = 4,1MBA,$$

$$S_{mp4} \geq 4,1 \cdot 0,7 = 2,87MBA.$$

ТМН(ТМ) -4000/35 типті трансформаторын орнатуды қабылдаймыз.
(Параметрлері 1-ші кестеде көрсетілген).

№5 Қосалқы станция үшін

$$S_{2H} = \frac{3,3}{0,86} = 3,83MBA,$$

$$S_{mp5} \geq 3,83 \cdot 0,7 = 2,68MBA.$$

ТМН(ТМ) -4000/35 типті трансформаторын орнатуды қабылдаймыз.
(Параметрлері 1-ші кестеде көрсетілген).

1.3 Трансформатордың орамасындағы шығындарын анықтау

Трансформаторлардың активті және реактивті қуатын шығындарын келесі формула арқылы табамыз:

$$\Delta P_{mpn} = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{mpn}, \quad (1.7)$$

$$\Delta Q_{mpn} = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{mpn}, \quad (1.8)$$

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

r_{mp} – трансформатордың активті меншікті кедергісі, Ом;

x_{mp} – трансформатордың реактивті меншікті кедергісі, Ом.

$$\Delta P_{xx} = \Delta P_x \cdot 2 \quad (1.9)$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{mp}}{100} \cdot 2, \quad (1.10)$$

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

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

I_x – трансформатордағы бос жүріс тоғы, %.

№1 қосалқы станция үшін:

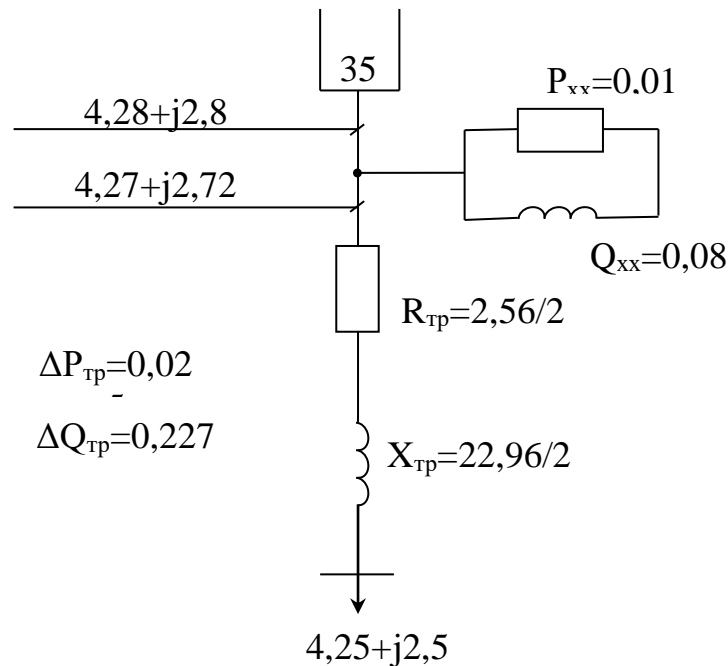
$$\Delta P_{mp} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{ном}^2} \cdot r_{mp} = \frac{4,25^2 + 2,5^2}{35^2} \cdot 1,28 = 0,025 \text{ MBm},$$

$$\Delta Q_{mp} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{ном}^2} \cdot x_{mp} = \frac{4,25^2 + 2,5^2}{35^2} \cdot 11,48 = 0,227 \text{ Mвар},$$

$$\Delta P_{xx} = \frac{\Delta P_x \cdot 2}{1000} = \frac{6,7 \cdot 2}{1000} = 0,0134 \text{ MBm},$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{mp}}{100} \cdot 2 = \frac{1 \cdot 4}{100} \cdot 2 = 0,08 \text{ Mвар},$$

№1 қосалқы станция үшін ТМН (ТМ) - 4000/35 типті екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы 3-суретте көрсетілген.



1- сурет - Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

№2 қосалқы станция үшін:

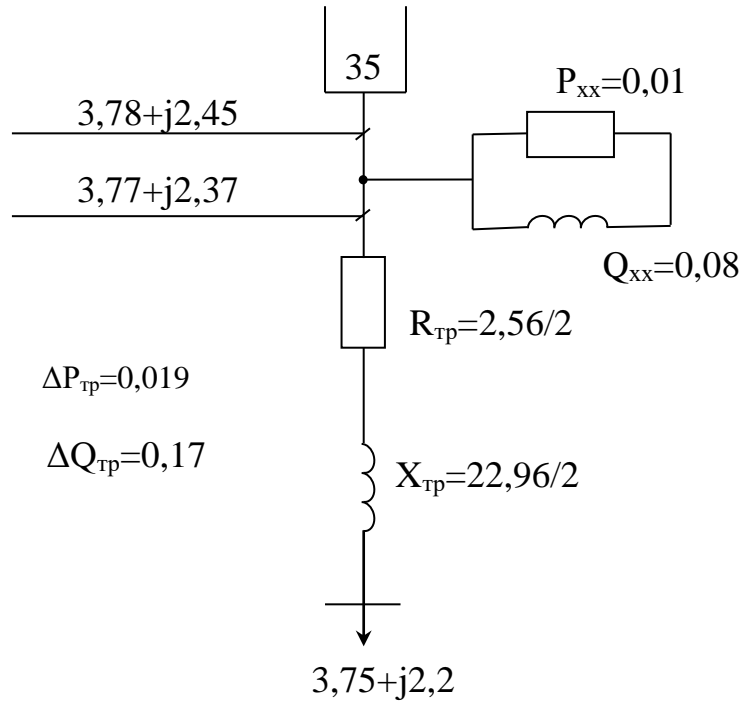
$$\Delta P_{mp2} = \frac{3,75^2 + 2,2^2}{35^2} \cdot 1,28 = 0,019 \text{ MBm},$$

$$\Delta Q_{mp2} = \frac{3,75^2 + 2,2^2}{35^2} \cdot 11,48 = 0,17 \text{ Mвар},$$

$$\Delta P_{xx} = \frac{\Delta P_x \cdot 2}{1000} = \frac{6,7 \cdot 2}{1000} = 0,0134 \text{ MBm},$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{mp}}{100} \cdot 2 = \frac{1 \cdot 4}{100} \cdot 2 = 0,08 \text{ Мвар.}$$

№2 қосалқы станция үшін ТМН (ТМ) - 4000/35 типті екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы 4 -суретте көрсетілген.



1.1 – сурет - Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

№3 қосалқы станция үшін:

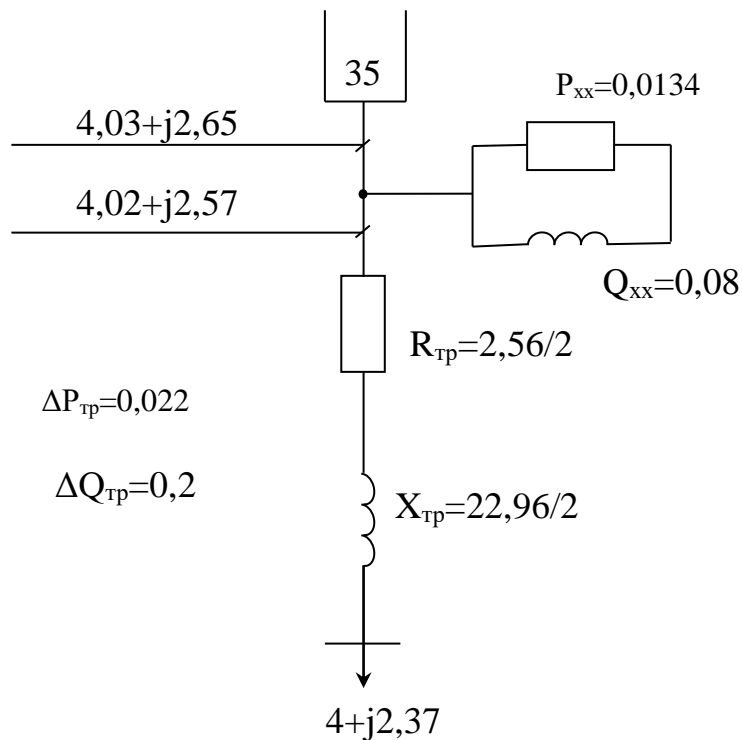
$$\Delta P_{mp3} = \frac{4^2 + 2,37^2}{35^2} \cdot 1,28 = 0,022 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{mp3} = \frac{4^2 + 2,37^2}{35^2} \cdot 11,48 = 0,2 \text{ Мвар},$$

$$\Delta P_{xx} = \frac{\Delta P_x \cdot 2}{1000} = \frac{6,7 \cdot 2}{1000} = 0,0134 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{mp}}{100} \cdot 2 = \frac{1 \cdot 4}{100} \cdot 2 = 0,08 \text{ Мвар.}$$

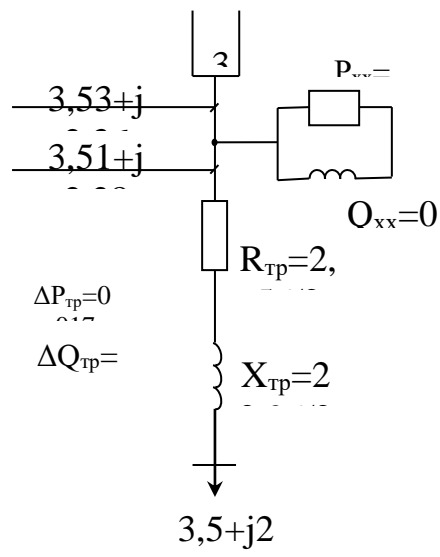
№3 қосалқы станция үшін ТМН (ТМ) - 4000/35 типті екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы 5-суретте көрсетілген.



1.2- сурет - Үш орамды автотрансформатордың алмастыру схемасы

№4 Қосалқы станция үшін

4 қосалқы станция үшін ТМН (ТМ) - 4000/35 типті екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы 6-суретте көрсетілген.



1.3 - сурет - Үш орамды автотрансформатордың алмастыру схемасы

$$\Delta P_{mp3} = \frac{3,5^2 + 2,13^2}{35^2} \cdot 1,28 = 0,017 MBm,$$

$$\Delta Q_{mp3} = \frac{3,5^2 + 2,13^2}{35^2} \cdot 11,48 = 0,15 \text{ Мвар},$$

$$\Delta P_{xx} = \frac{\Delta P_x \cdot 2}{1000} = \frac{6,7 \cdot 2}{1000} = 0,0134 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{mp}}{100} \cdot 2 = \frac{1 \cdot 4}{100} \cdot 2 = 0,08 \text{ Мвар}.$$

№5 Қосалқы станция үшін

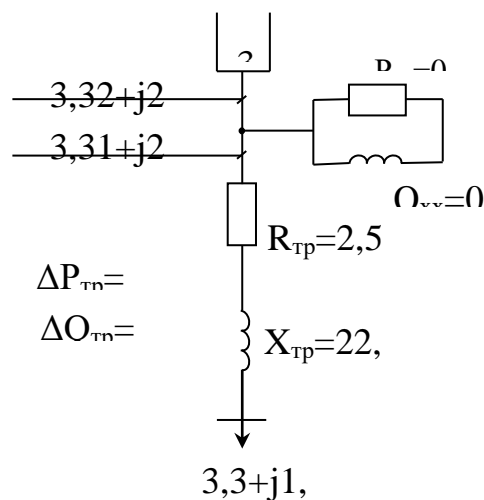
$$\Delta P_{mp3} = \frac{3,3^2 + 1,94^2}{35^2} \cdot 1,28 = 0,015 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{mp3} = \frac{3,3^2 + 1,94^2}{35^2} \cdot 11,48 = 0,13 \text{ Мвар},$$

$$\Delta P_{xx} = \frac{\Delta P_x \cdot 2}{1000} = \frac{6,7 \cdot 2}{1000} = 0,0134 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{mp}}{100} \cdot 2 = \frac{1 \cdot 4}{100} \cdot 2 = 0,08 \text{ Мвар}.$$

5 қосалқы станция үшін ТМН (ТМ) - 4000/35 типті екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы 7 - суретте көрсетілген.



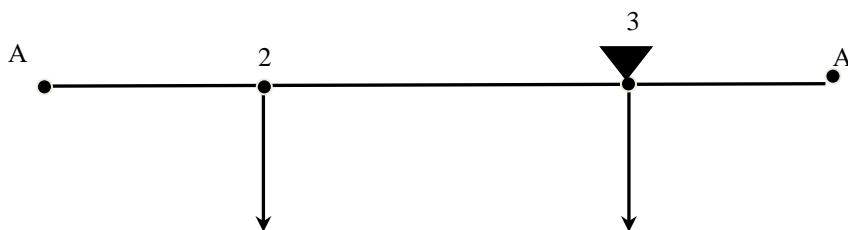
1.4 – сурет - Үш орамды автотрансформатордың алмастыру схемасы 1.4 Желінің жұмыс режимдерінің анализі мен есептеулері

Желі бөлімдеріндегі қарсылық дизайнның басында белгісіз болғандықтан, қуат мәні шамамен алынған мәндермен анықталды. Радиалды желінің басындағы қуат жеке тұтынушылардың қосындысымен анықталады. Жабық

желі үшін қуатты бөлу барлық облыстарда бірдей және екі жақты электр желісі үшін анықталады. (8-сурет).

$$S_A = \frac{(S_2) \cdot l_{25} + (S_3) \cdot l_{25} + (S_4) \cdot l_{35} + (S_5) \cdot l_5}{l_{жалты}}, \quad (1.11)$$

$$S_B = \frac{(S_5) \cdot l_{41} + (S_4) \cdot l_{31} + (S_3) \cdot l_{21} + (S_2) \cdot l_1}{l_{жалты}}, \quad (1.12)$$



1.5 – сурет - Электр беріліс желісінің схемасы

мұндағы l – желінің ұзындығы, км.

$$P_1 = \frac{(3,5 + 3,5) \cdot 3,75 + 4 \cdot 3,5}{2,5 + 3,5 + 3,5} = 4,236 \text{ MBm},$$

$$Q_1 = \frac{(3,5 + 3,5) \cdot 2,2 + 2,36 \cdot 2,5}{2,5 + 3,5 + 3,5} = 2,49 \text{ MBA},$$

$$P_1' = \frac{(2,5 + 3,5) \cdot 4 + 3,75 \cdot 2,5}{2,5 + 3,5 + 3,5} = 3,513 \text{ MBm},$$

$$Q_1' = \frac{(2,5 + 3,5) \cdot 2,36 + 2,2 \cdot 2,5}{2,5 + 3,5 + 3,5} = 2,068 \text{ MBm}.$$

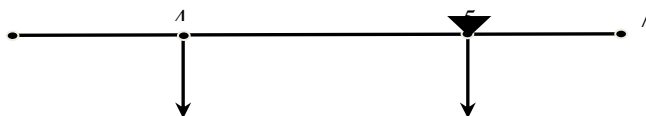
Тексеру: $3,75 + 4 = 4,236 + 3,513$

$$7,75 = 7,749$$

$$2,2 + 2,36 = 2,49 + 2,068$$

$$4,56 = 4,558$$

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



1.6 – сурет - Электр беріліс желісінің схемасы

$$P_1 = \frac{(4,7 + 4,7) \cdot 3,5 + 4,7 \cdot 3,3}{4,7 + 4,7 + 4,7} = 3,43 \text{ MBm},$$

$$Q_1 = \frac{(4,7 + 4,7) \cdot 2,06 + 1,95 \cdot 4,7}{14,1} = 2,02 \text{ MBA},$$

$$P_1' = \frac{(4,7 + 4,7) \cdot 3,3 + 3,5 \cdot 4,7}{14,1} = 3,36 \text{ MBm},$$

$$Q_1' = \frac{(4,7 + 4,7) \cdot 1,95 + 2,06 \cdot 4,7}{14,1} = 1,976 \text{ MBm}$$

Тексеру: $3,3 + 3,5 = 3,43 + 3,36$
 $6,8 = 6,79$
 $2,06 + 1,95 = 2,02 + 1,976$
 $4,01 = 3,99$

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

1.5 Техничко-экономикалық есептеулер

Техникалық-экономикалық көрсеткіштерге, ең алдымен, жобаның төмен құны, электр энергиясын таратудың жоғары сенімділігі және объект пен оның бөліктерінің ұзақ мерзімді жұмысы, желінің номиналды кернеуі, түсті металды тұтыну кіреді.

Осында АС-35/6,2; АС-50/8; АС-70/11 маркалы сымдардың бағасы және элегаз ажыратқыштарының бағасы келтірілген (2-кесте). Желінің толық құнын және желінің объектілеріне кететін күрделі салымдарын есептейміз.

Желіні жөндеу мен күтіп ұстау, амортизация мен желідегі электр энергиясының құнын өтеудің жалпы жылдық құнын есептейміз. Сондай-ақ, біз энергияны тұтынудың максималды уақытын және жылдық энергия шығынын есептейміз. Біз техникалық және экономикалық көрсеткіштер бойынша ең тиімді желіні таңдаймыз.

Біріншіден, біз желінің жалпы құнын есептейміз, ол желі ұзындығының қатынасы мен желінің сымының бағасымен есептеледі:

$$K_{л1} = \sum K_0 \cdot l, \quad (1.12)$$

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

K_0 - желінің құны, тг;

l - желінің ұзындығы, км.

1.1 - кесте - Сымдардың бағасы

Участок	Аудан	Тірек түрі	Сым	Бағасы,мын.тг
А-1	II	Болатты екі тізбекті	АС-35/6,2	4020
2-А	II	Болатты бір тізбекті	АС-70/11	8640
2-3	II	Болатты бір тізбекті	АС-70/11	8640
3-А	II	Болатты бір тізбекті	АС-70/11	8640
А-4	II	Болатты бір тізбекті	АС-50/8	4740
4-5	II	Болатты бір тізбекті	АС-50/8	4740
5-А	II	Болатты бір тізбекті	АС-50/8	4740

1 – нұсқаушын:

$$K_{л1} = (4020 \cdot 5,44) + (8640 \cdot 2,5) + (8640 \cdot 3,5) + (8640 \cdot 3,5) + (4740 \cdot 4,7) + (4740 \cdot 4,7) + (4740 \cdot 4,7) = 170783 \text{ мын.тг.}$$

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

$$I_{л} = \frac{\alpha_{ал} + \alpha_{рл} + \alpha_{ол}}{100} \cdot K_{л}, \quad (1.13)$$

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

$$I_{л} = \frac{(2,4+0,4)}{100} \cdot 170783 = 4782 \text{ мын.тг,}$$

Желідегі электр энергия шығындарын компенсациялауға кететін шығындарды келесі формула арқылы есептейміз

$$I_{nc} = K_{nc} \cdot \frac{\alpha_{anc} + \alpha_{pnc} + \alpha_{onc}}{100}. \quad (1.14)$$

мұндағы $\alpha_{anc}=6,4$;
 $\alpha_{pnc}+\alpha_{onc}=3$.

$$I_{nc} = 12000 \cdot \frac{6,4+3}{100} = 1128 \text{ мын.тг.}$$

Қуаттың максималды шығын уақытын келесі формула арқылы есептейміз:

$$\text{Максималдық жүктеменің жылдық сағаты } T_{\max} = 2000 \text{сағ, } \tau = 1200 \text{тг,}$$

Қуаттың максималды шығын уақытын есептейміз:

$$\Delta W = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r \cdot \tau \quad (1.15)$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{A-1} &= \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r \cdot \tau = \frac{4,25^2 + 2,5^2}{35^2} \cdot \frac{5}{2} \cdot 1200 = 60000 \text{кВт} \cdot \text{сағ} \\ \Delta W_{A-2} &= \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r \cdot \tau = \frac{4,236^2 + 2,49^2}{35^2} \cdot 1,15 \cdot 1200 = 26400 \text{кВт} \cdot \text{сағ} \\ \Delta W_{2-3} &= \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r \cdot \tau = \frac{0,48^2 + 0,29^2}{35^2} \cdot 1,61 \cdot 1200 = 496 \text{кВт} \cdot \text{сағ} \\ \Delta W_{A-3} &= \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r \cdot \tau = \frac{3,513^2 + 2,068^2}{35^2} \cdot 1,61 \cdot 1200 = 24000 \text{кВт} \cdot \text{сағ} \\ \Delta W_{A-4} &= \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r \cdot \tau = \frac{3,43^2 + 2,02^2}{35^2} \cdot 2,63 \cdot 1200 = 40822 \text{кВт} \cdot \text{сағ} \\ \Delta W_{4-5} &= \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r \cdot \tau = \frac{(-0,07)^2 + (-0,04)^2}{35^2} \cdot 2,63 \cdot 1200 = 16,7 \text{кВт} \cdot \text{сағ} \\ \Delta W_{5-A} &= \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot r \cdot \tau = \frac{3,36^2 + 1,97^2}{35^2} \cdot 2,63 \cdot 1200 = 39084 \text{кВт} \cdot \text{сағ} \end{aligned}$$

Электр энергияның жылдық шығынын келесідей формуламен есептейміз:

$$\begin{aligned} \Delta W &= \Delta W_{A-1} + \Delta W_{A-2} + \Delta W_{A-3} + \Delta W_{2-3} + \Delta W_{A-4} + \Delta W_{A-5} + \Delta W_{4-5} = \\ &= 190818,7 \text{кВт} \cdot \text{сағ} , \end{aligned}$$

$$\beta = 5 \text{ тг/ кВт} \cdot \text{сағ}.$$

$$I_n = \beta \cdot \sum \Delta W_i, \quad (1.16)$$

$$I_n = 5 \cdot 190818,7 = 954093,5 \text{мын.тг}.$$

2 – нұсқа

$$K_{л2} = 4020 \cdot 5,44 + 4020 \cdot 4,25 + 4020 \cdot 5,95 + 4020 \cdot 7,99 + 4020 \cdot 7,99 = 127113 \text{мын.тг},$$

$$I_n = \frac{(2,4 + 0,4)}{100} \cdot 127113 = 3559 \text{тг},$$

$$I_{nc} = 12000 \cdot \frac{6,4 + 3}{100} = 1128 \text{тг}.$$

1 жылдық келтірілген шығындарды есептейміз

$$Z_i = p_n \cdot \sum K + I, \quad (1.17)$$

$$Z_1 = 954093,5 + 4782 + 1128 = 960003,5 \text{мын.тг}$$

$$S_2 = 1335982 + 3559 + 1128 = 1335982 \text{ млн.тг}$$

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

1.6 Максималды жүктеме кезінде қуатты есептеу

А-1 учаскесі

$$S_n^k = S_n - jQ_{cn}^k, \quad (1.17)$$

$$S_{A1}^k = S_A - jQ_{CA1}^k = 4,25 + j2,5 - j0,017 = 4,25 + j2,48 \text{ МВА},$$

$$\Delta S_z = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_n + X_n), \quad (1.18)$$

$$\Delta S_{A1} = \frac{4,25^2 + 2,5^2}{35^2} \cdot (1,61 + j1,4) = 0,05 + j0,02 \text{ МВА},$$

$$S_n^h = S_n^k + \Delta S_n, \quad (1.19)$$

$$S_A^h = S_{A1}^k + \Delta S_{A1} = 4,25 + j2,48 + 0,0004 + j0,0005 = 4,3 + j2,5 \text{ МВА}.$$

Максималды жүктеме кезіндегі қуатты есептеудегі электр беріліс желісіні 1.7 суретте көрсетілген.

2-3 учаскесі

$$S_{23}^k = S_3 - jQ_{C23}^k = 0,48 + j0,29 - j0,01 = 0,48 + j0,28 \text{ МВА},$$

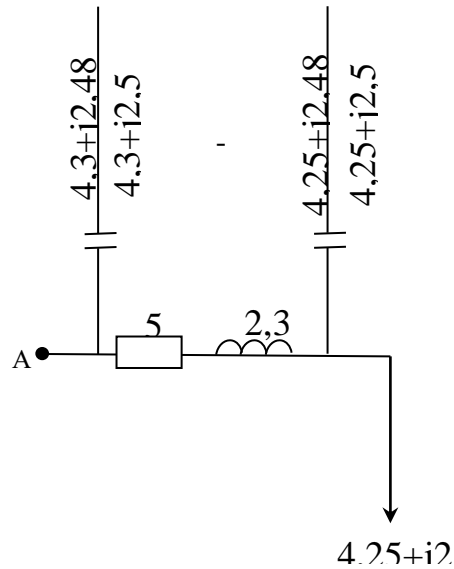
$$\Delta S_{23} = \frac{0,48^2 + 0,28^2}{35^2} \cdot (1,61 + j1,4) = 0,0004 + j0,0005 \text{ МВА},$$

$$S_{23}^h = S_{23}^k + \Delta S_{23} = 0,48 + j2,068 + 0,0004 + j0,0005 = 0,48 + j0,28 \text{ МВА}.$$

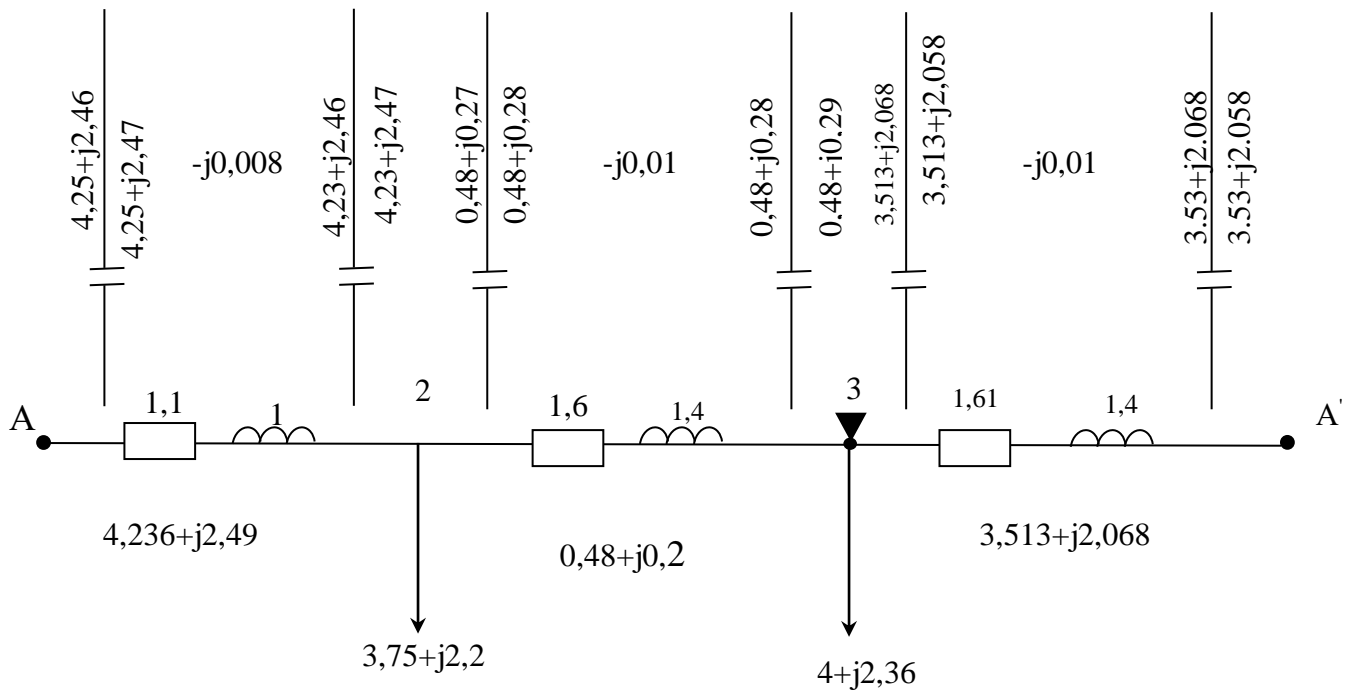
А-2 учаскесі

$$S_{A2}^k = S_2 - jQ_{C23}^k = (0,48 + j0,27 + 3,75 + j2,2) - j0,008 = 4,23 + j2,46 \text{ МВА},$$

$$\Delta S_{A2} = \frac{4,23^2 + 2,46^2}{35^2} \cdot (1,15 + j1) = 0,02 + j0,01 \text{ МВА},$$



1.7 – сурет - Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру сұлбасы



1.8 – сурет - Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру сұлбасы

3-A' учаскесі

$$S_{3A}^K = S_3 - jQ_{C3A}^K = 3,513 + j2,068 - j0,01 = 3,513 + j2,058 \text{ MVA},$$

$$\Delta S_{3A} = \frac{3,513^2 + 2,058^2}{35^2} \cdot (1,61 + j1,4) = 0,02 + j0,01 \text{ MVA},$$

$$S_{3A}^H = S_{3A}^K + \Delta S_{3A} = 3,513 + j2,058 + 0,02 + j0,01 = 3,53 + j2,068 \text{ MVA}.$$

Максималды жүктеме кезіндегі қуатты есептеудегі электр беріліс желісіні 1.8 суретте көрсетілген.

4-5 учаскесі

$$S_{45}^k = S_5 - jQ_{C45}^k = (-0,07) + j(-0,04) - j0,015 = (-0,07) + j(-0,05)MBA,$$

$$\Delta S_{45} = \frac{(-0,07)^2 + (-0,05)^2}{35^2} \cdot (2,63 + j1,88) = 0,00001 + j0,00002MBA,$$

$$S_{45}^H = S_{45}^k + \Delta S_{45} = (-0,07) + j(-0,05) + 0,00001 + j0,00002 = \\ = -0,07 + j(-0,05)MBA.$$

A-4 учаскесі

$$S_{A4}^k = S_4 - jQ_{CA4}^k = [(-0,07) + j(-0,06) + 3,5 + j2,06] - j0,015 = 3,43 + j1,98MBA,$$

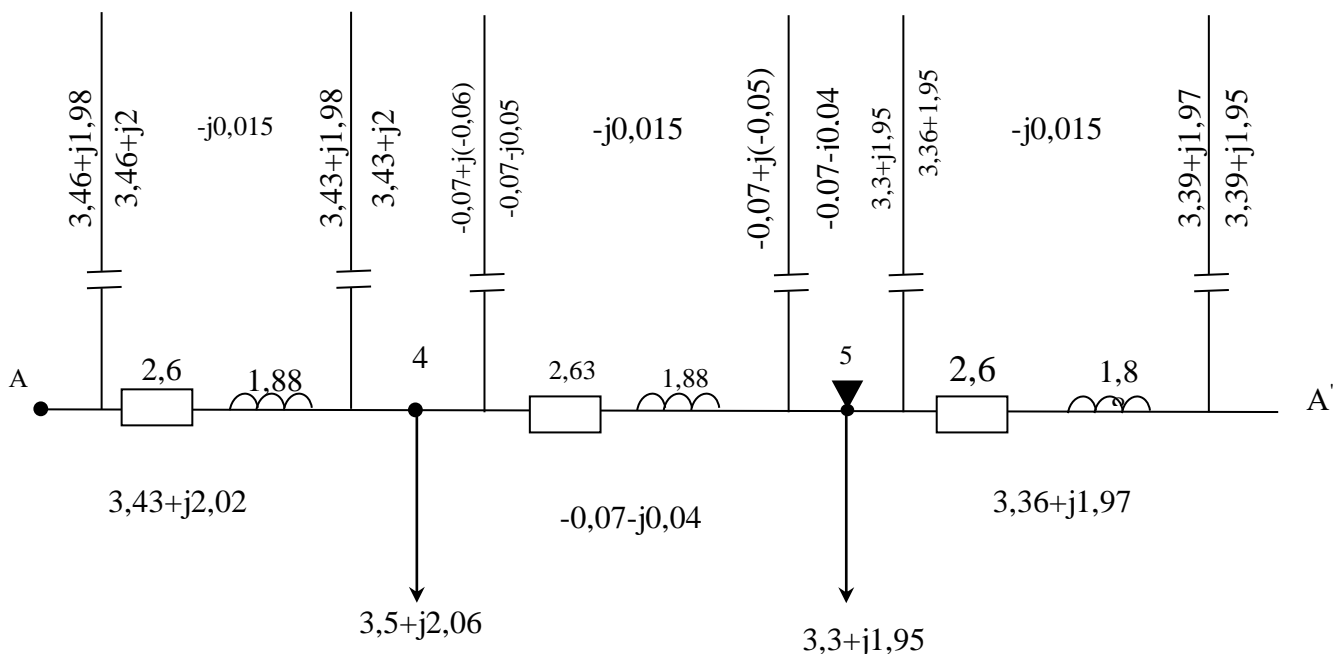
$$\Delta S_{A2} = \frac{3,43^2 + 1,98^2}{35^2} \cdot (2,63 + j1,88) = 0,03 + j0,02MBA,$$

5-A учаскесі

$$S_{5A}^k = S_5 - jQ_{C5A}^k = 3,36 + j1,97 - j0,015 = 3,36 + j1,95MBA,$$

$$\Delta S_{5A} = \frac{3,36^2 + 1,95^2}{35^2} \cdot (2,63 + j1,88) = 0,03 + j0,02MBA,$$

$$S_{5A}^H = S_{5A}^k + \Delta S_{5A} = 3,36 + j1,95 + 0,03 + j0,02 = 3,39 + j1,97MBA.$$



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

Максималды жүктеме кезіндегі қуатты есептеудегі электр беріліс желісіні 1.9 суретте көрсетілген.

1.7 Минималды жүктеме кезінде қуатты есептеу

Минималды жүктеме режимін тұтынушылармен электр есептеу. Сымдардың көлденең қималарын электрлік есептеу тұтынушылардың максималды жүктемесінде алынды. Алайда, тұтынушылардың жүктемесі күні бойы өзгертіндіктен, ең аз жүктемені есептеу керек. Бұл режимде, егер жекелеген желілер өздерінің жүктемелерін азайтса, басқалары оны көбейте алады. Бұл сымдардың қызып кетуіне әкелуі мүмкін. Кернеу мен тұтыну деңгейлері, барлық желілер мен трансформаторлардағы энергияны тұтыну өзгереді. Сымдар температурасын бақылау және минималды жүктеме кезіндегі кернеу деңгейін анықтау үшін қосымша есептеулер жүргізіледі. Есептеу әдісі сол күйінде қалады. Жалғыз айырмашылық - біз трансформаторлар мен сымдардың көлденең қимасын білеміз, сондықтан минималды режимді есептеу кезінде трансформатор орамасының қуат тұтынуы қайта есептеледі, желінің кедергісіне сәйкес бөлу есептеледі, кернеу деңгейі, қуат шығыны және энергия шығыны есептеледі. Есептеулерден кейін біз кернеу деңгейін талдаймыз.

А-1 учаскесі

$$S_n^k = S_n - jQ_{cn}^k, \quad (1.20)$$

$$S_{A1}^k = S_A - jQ_{CA2}^k = 1,7 + j1 - j0,017 = 1,7 + j0,9MVA,$$

$$\Delta S_z = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_n + X_n). \quad (1.21)$$

$$\Delta S_{A1} = \frac{1,7^2 + 0,9^2}{35^2} \cdot (5 + j2,3) = 0,015 + j0,006MVA,$$

$$S_n^h = S_n^k + \Delta S_n, \quad (1.22)$$

$$S_{A2}^h = S_{A2}^k + \Delta S_{A2} = 1,7 + j0,9 + 0,015 + j0,006 = 1,7 + j0,9MVA.$$

Минималды жүктеме кезіндегі қуатты есептеудегі электр беріліс желісіні 1.10 суретте көрсетілген.

2-3 учаскесі

$$S_{23}^k = S_3 - jQ_{C34}^k = 0,24 + j0,12 - j0,01 = 0,24 + j0,1MVA,$$

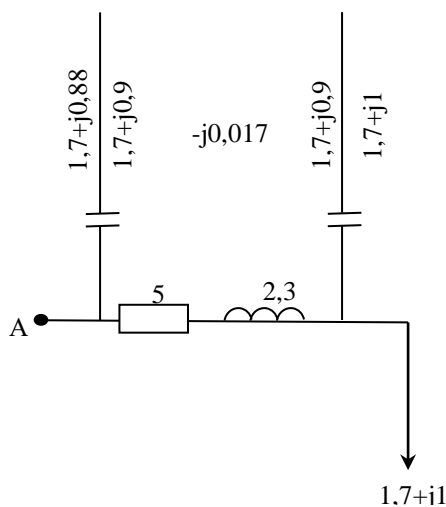
$$\Delta S_{23} = \frac{0,24^2 + 0,1^2}{35^2} \cdot (1,61 + j1,4) = 0,00008 + j0,00007MVA,$$

$$S_{23}^h = S_{23}^k + \Delta S_{23} = 0,24 + j0,1 + 0,00008 + j0,00007 = 0,24 + j0,1MVA.$$

А-2 учаскесі

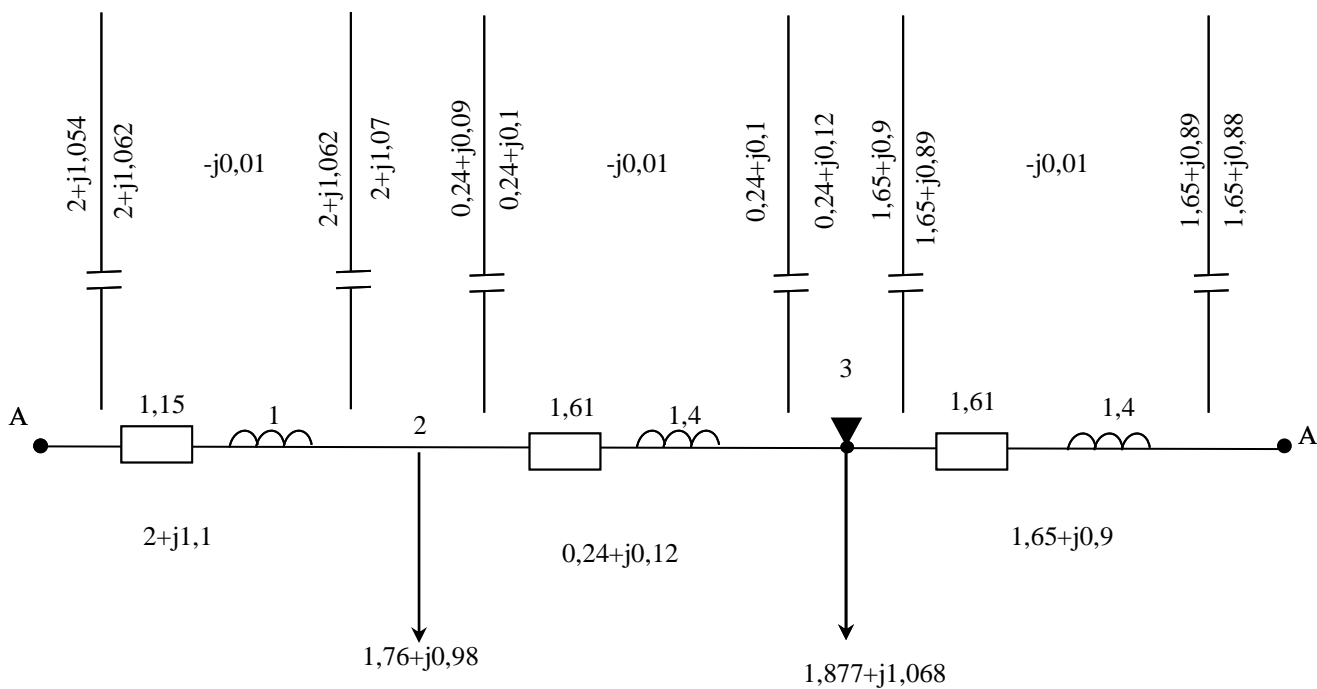
$$S_{A2}^K = S_2 - jQ_{C23}^K = 2 + j1,07 - j0,008 = 2 + j1,062 \text{ MVA},$$

$$\Delta S_{A2} = \frac{2^2 + 1,062^2}{35^2} \cdot (1,15 + j1) = 0,004 + j0,004 \text{ MVA},$$



1.10 – сурет - Электр беріліс желісінің минималды жүктеме кезіндегі алмастыру сұлбасы

3-A' учаскесі



1.11 – сурет - Электр беріліс желісінің минималды жүктеме кезіндегі алмастыру сұлбасы

$$S_{3A}^K = S_3 - jQ_{C3A}^K = 1,65 + j0,9 - j0,01 = 1,65 + j0,89 \text{ MVA},$$

$$\Delta S_{3A} = \frac{1,65^2 + 0,89^2}{35^2} \cdot (1,61 + j1,4) = 0,004 + j0,004 \text{ MVA},$$

$$S_{3A}^H = S_{3A}^K + \Delta S_{3A} = 1,65 + j0,89 + 0,004 + j0,004 = 1,65 + j0,89 \text{ MVA}.$$

Минималды жүктеме кезіндегі қуатты есептеудегі электр беріліс желісін 1.11 суретте көрсетілген.

4-5 учаскесі

$$S_{45}^K = S_5 - jQ_{C45}^K = -0,35 + j(-0,06) - j0,015 = -0,35 + j(-0,07) \text{ MVA},$$

$$\Delta S_{45} = \frac{(-0,35)^2 + (-0,07)^2}{35^2} \cdot (2,63 + j1,88) = 0,0002 + j0,0005 \text{ MVA},$$

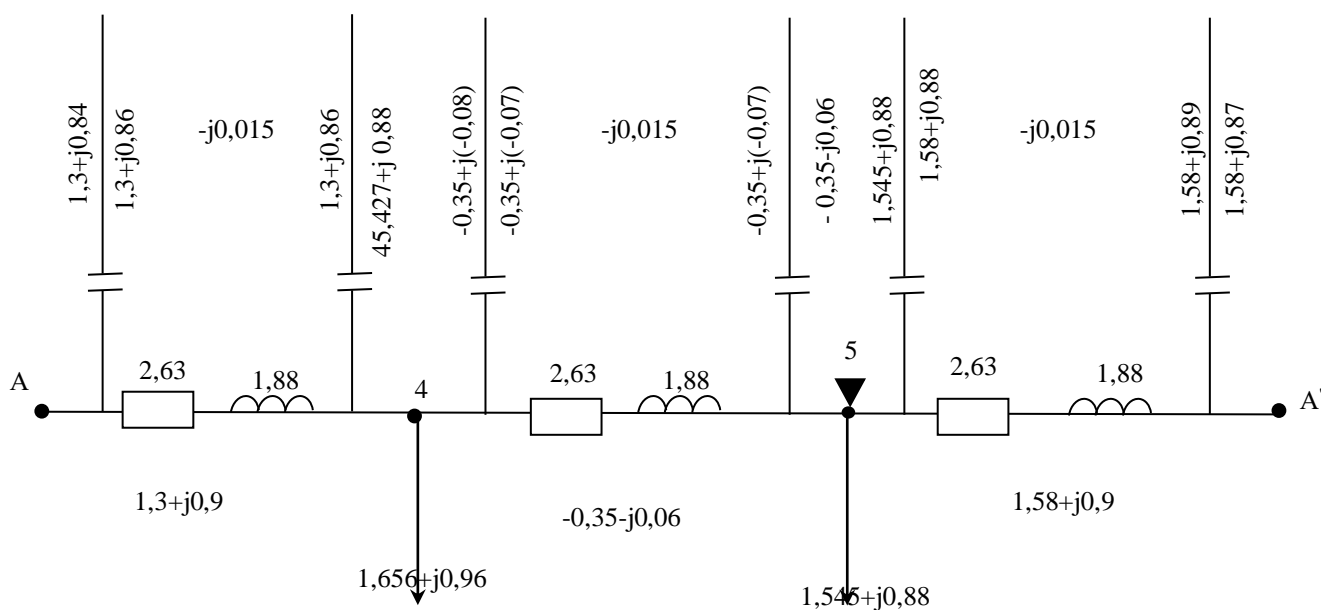
$$S_{45}^H = S_{45}^K + \Delta S_{45} = (-0,35) + j(-0,07) + 0,0002 + j0,0005 = (-0,35) + j(-0,07) \text{ MVA}.$$

A-4 учаскесі

$$S_{A4}^K = S_4 - jQ_{CA4}^K = 1,3 + j0,88 - j0,015 = 1,3 + j0,86 \text{ MVA},$$

$$\Delta S_{A2} = \frac{1,3^2 + 0,86^2}{35^2} \cdot (2,63 + j1,88) = 0,005 + j0,009 \text{ MVA},$$

Минималды жүктеме кезіндегі қуатты есептеудегі электр беріліс желісін 1.12 суретте көрсетілген.



1.12 – сурет - Электр беріліс желісінң минималды жүктеме кезіндегі алмастыру сұлбасы

5-A учаскесі

$$S_{5A}^K = S_5 - jQ_{C5A}^K = 1,58 + j0,9 - j0,015 = 1,58 + j0,88 \text{MBA},$$

$$\Delta S_{5A} = \frac{1,58^2 + 0,88^2}{35^2} \cdot (2,63 + j1,88) = 0,007 + j0,01 \text{MBA},$$

$$S_{5A}^H = S_{5A}^K + \Delta S_{5A} = 1,58 + j0,88 + 0,007 + j0,01 = 1,58 + j0,89 \text{MBA}.$$

$$P_1 = \frac{(3,5 + 3,5) \cdot 1,76 + 1,877 \cdot 2,5}{9,5} = 1,98 \text{MBm},$$

$$Q_1 = \frac{(3,5 + 3,5) \cdot 0,98 + 1,068 \cdot 2,5}{9,5} = 1,1 \text{MBA},$$

$$P_1' = \frac{(2,5 + 3,5) \cdot 1,877 + 1,76 \cdot 3,5}{9,5} = 1,65 \text{MBm},$$

$$Q_1' = \frac{(2,5 + 3,5) \cdot 1,068 + 0,98 \cdot 3,5}{9,5} = 0,9 \text{MBm}.$$

$$\text{Тексеру: } 2 + 1,65 = 1,76 + 1,877$$

$$3,65 = 3,639$$

$$1,1 + 0,9 = 0,98 + 1,068$$

$$2 = 2,04$$

$$P_1 = \frac{(4,7 + 4,7) \cdot 1,656 + 1,545 \cdot 4,7}{14,1} = 1,3 \text{MBm}$$

$$Q_1 = \frac{(4,7 + 4,7) \cdot 0,96 + 0,88 \cdot 4,7}{14,1} = 0,9 \text{MBA},$$

$$P_1' = \frac{(4,7 + 4,7) \cdot 1,545 + 1,656 \cdot 4,7}{14,1} = 1,58 \text{MBm}$$

$$Q_1' = \frac{(4,7 + 4,7) \cdot 0,88 + 0,96 \cdot 4,7}{14,1} = 0,9 \text{MBm}$$

$$\text{Тексеру: } 1,656 + 1,545 = 1,3 + 1,58$$

$$3 = 2,88$$

$$0,96 + 0,88 = 0,9 + 0,9$$

$$1,84 = 1,8$$

1.8 Кернеуді реттеу жабдықтарын таңдау

Максимал жүктеме кезінде керекті кернеу номиналды кернеуден 5 % жоғары болу керек. Мысалы $U_{ж} = 6,3 \text{кВ}$ делік. Шынайы кернеу төмен, сол

үшін біз кернеуді көтеру үшін қажетті жабдықтыр қолданамыз. Бұл жағдайда жүктеме кезіндегі кернеуді реттеуді қолданамыз (РПН).

$$U = U_1 \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} = 37,8 \cdot \frac{6,3}{35} = 6,8 \text{кВ},$$

6,3 кВ < 6,8 кВ болғандықтан, кернеуді көтеру қажет емес.

Электр тұтынушыларының кернеу сапасына қойылатын талаптарды орындау үшін жобаланған желінің кернеу шамалары белгілі бір диапазонда болуы керек. Желінің әр нүктесінде кернеуді реттеуге мүмкіндік беретін арнайы жабдық рұқсат етілген кернеудің режимін қамтамасыз етеді.

Батареялы шунт конденсаторлары реактивті қуат алу үшін көлденең өтемақы үшін қолданылады. Бойлық компенсациялар электр желісінің реактивтілігін төмендету үшін қолданылады. 1) шығындарды азайтуға (қатарға қосылуға); 2) өткізгіштігін арттыру; 3) Кернеуді басқару үшін қолданылады.

1.8.1 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:

$$U_{\text{нy}} \leq U_{\text{на}}. \quad (1.23)$$

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

$$I_{\text{pmax}} < I_{\text{н.а}}. \quad (1.24)$$

Мұндай қатынас қоршаған ортаның +35°C (ПУЭ сәйкес) қалыпты температурасында дұрыс. Электр аппараттарын таңдау 7,8,9,10- кестелерде көрсетілген.

1.2 - кесте - Кернеу 35 кВ жақтағы ток трансформаторын таңдау

Таңдау шарты	Есептелген мәндер	Каталог мәндері	Ескерту
		ТФЗМ35-У1	
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{кВ}$	$U_{\text{н}} = 35 \text{кВ}$	дәлдік класы-0,5
$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{н}}$	$I_{\text{раб.макс}} = 66,1 \text{А}$	$I_{\text{н}} = 100 \text{А}$	$z_{2\text{н}} = 1,2 \text{ Ом}$
$i_y \leq k_{\text{д}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{н}}$	$i_y = 6,3 \text{кА}$	тексерілмейді	$I_{\text{н2}} = 5 \text{ А}$

$B_{\kappa} \leq (k_T \cdot I_n)^2 \cdot t_T$	$B_{\kappa} = 38,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(k_T \cdot I_n)^2 \cdot t_T = 5^2 \cdot 3 = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	фарфорлы қақпақтағы тіректі– ТФЗМ35-У1
---	---	--	--

1.3 - кесте - Кернеуі 6,3 кВ жақтағы тоқ трансформаторын таңдау

Таңдау шарты	Есептелген мәндер	Каталог мәндері		Ескерту
		ТФЛМ6-У3		
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_n = 6 \text{ кВ}$		0,5-дәлдік класы
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 367 \text{ А}$	$I_n = 600 \text{ А}$		$Z_{2н} = 1,2 \text{ Ом}$
$i_y \leq k_{\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_n$	$i_y = 10,49 \text{ кА}$	тексерілмейді		$I_{н2} = 5 \text{ А}$
$B_{\kappa} \leq (k_T \cdot I_n)^2 \cdot t_T$	$B_{\kappa} = 0,44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(k_T \cdot I_n)^2 \cdot t_T = 3,5^2 \cdot 3 = 36,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$		Құйылған оқшауламасы бар өтпелі шиналы

1.4 – кесте - Кернеуі 35 кВ жақтағы айырғыш пен ажыратқышты таңдау

Таңдау шарты	Есептелген мәндер	Каталог мәндері	
		ВГБЭ-35ажыратқышы	РВ-35/630У3 айырғышы
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 66,1 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$
$I_{к.3} \leq I_{отк.н}$	$I_{к.3} = 4,2 \text{ кА}$	$I_{отк.н} = 45 \text{ кА}$	-
$i_y \leq i_{нр.с}$	$i_y = 6,3 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 35 \text{ кА}$	$i_{нр.с} = 51 \text{ кА}$
$B_{\kappa} \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_{\kappa} = 38,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	12,5/3	20/4

1.5 – кесте - Кернеуі 6,3 кВ жақтағы айырғыш пен ажыратқышты таңдау

Таңдау шарты	Есептелген мәндер	Каталог мәндері	
		ВВТЕЛ-10/630 ажыратқышы	РВ3-10/400 1У3 айырғышы
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} \leq I_n$	$I_{раб.макс} = 367 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$	$I_n = 400 \text{ А}$
$I_{к.3} \leq I_{отк.н}$	$I_{к.3} = 0,7 \text{ кА}$	$I_{отк.н} = 10 \text{ кА}$	-

$i_y \leq i_{np.c}$	$i_y = 9,1 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 10 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 41 \text{ кА}$
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$B_k = 0,44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	10	16/4

1.8.2 Өлшеуіш ток және кернеу трансформаторларын таңдау

Кернеуі 220 кВ , 121кВ және 11 кВ жинақты шинада релелік қорғаныс және өлшеуіш аспаптардың байланысы үшін трансформатор тоғын таңдаймын. (14, 1.5 – кестелерде көрсетілген).

1.6 - кесте - Трансформатор тоғы үшін өлшеуіш аспаптарын таңдау

Аспап	Түрі	Тұтынатын қуат	cos φ	Аспап саны	Жалпы тұтынатын қуат	
					P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э335	2	1	1	2	-
Ваттметр	Д335	1,5	1	2	6	-
Санауыш	И680	2	0,38	2	4	9,7
Ваттметр	Н344	10		1	10	-
Варметр	Д335	1,5	1	2	3	-
Жалпы:					25	9,7

Аспаптардың толық қуаты:

$$S = \sqrt{25^2 + 9,7^2} = 26,8 \text{ ВА}$$

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

$$Z_{\Pi} = Z_{приб} - Z_{\partial} - Z_{конт}, \text{ Ом} \quad (1.25)$$

мұндағы $Z_{\partial} = 1,2 \text{ Ом}$ – жалғанатын сымдардың рұқсат етілетін кедергісі;
 $Z_{конт} = 0,1 \text{ Ом}$ – түйіспелердің кедергісі;

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

$$Z_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{ном}^2}, \text{ Ом}, \quad (1.26)$$

мұндағы $S_{приб} = 13,5 \text{ ВА}$ аспаптардың суммарлық қуаты;
 $I_{ном} = 5 \text{ А}$ – трансформатордың екінші орамындағы номинал ток.

$$Z_{приб} = \frac{13,5}{5^2} = 0,54 \text{ Ом},$$

$$Z_{II} = 1,2 - 0,54 - 0,1 = 0,56, \text{ Ом}.$$

Бақылау сымдарының қимасы:

$$S_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{Z_{II}}, \text{ мм}^2, \quad (1.27)$$

мұндағы $\rho = 0,0283$ – алюминді кабельдің меншікті кедергісі;
 $l_{расч} = 100$ м – бір бағыттағы кабель ұзындығы.

$$S_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,56} = 3,03 \text{ мм}^2.$$

АКВРГ - 3×4 мм² типті кабельін таңдаймыз.

1.7-кесте - 35 кВ кернеу трансформаторын таңдау

Аспап	Түрі	Фаза жүктемесі, ВА		
		А	В	С
Санауыш	САЗ-И60	2,5	-	2,5
Ваттметр	Д335	0,5	-	0,5
Варметр	Д335	0,5	-	0,5
Амперметр	Н344	-	10	-
Ваттметр	Н348	-	-	-
Жалпы:		13,5	10	13,5

Аспаптардың толық қуаты мына формуламен анықталады:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \text{ ВА}, \quad (1.28)$$

$$S = \sqrt{25^2 + 9,7^2} = 26,8 \text{ ВА}.$$

Толық қуат бойынша ЗНОЛ-35кернеу трансформаторын таңдаймыз, ол келесі параметрлерге ие:

$$U_{вн} = 110/\sqrt{3} \text{ кВ},$$

$$U_{нн} = 100/\sqrt{3} \text{ В},$$

0,5 дәлдік класта:

$$S_{т.н} = 450 \text{ ВА}.$$

2 Арнайы бөлім

2.1 Өнеркәсіптік кәсіпорындарды электрмен жабдықтау жүйесін оңтайландыруды арттыру үшін техникалық шешімдер

2.1.1 Аварияға қарсы автоматика таңдау арқылы оңтайландыру (ПАА)

Апаттық жағдайдағы автоматика кезіндегі функционалды алгоритмдердің жалпы құрылымы суретте көрсетілген сәйкес құрастыру тілінде бағдарламалық қамтамасыздандырумен қамтамасыз етілген. Микропроцессорлық жүйені тестілеу «On» бағдарламасына сәйкес жүзеге асырылады. Содан кейін EEPROM-да ақпаратты жазуды қамтамасыз ететін «Бағдарламалаушы» сервистік бағдарламалары іске қосылады; Дисплейді қолдана отырып бағдарламалық жасақтаманы өңдеуге және күйге келтіруге арналған «Монитор»;

«Тест» МПА-ның сенімді жұмысын қамтамасыз ету үшін компьютердің және конвертердің және жүйенің функционалды бөліктерін толық тексеруді жүзеге асырады; «Басып шығару» синхронды генераторлар мен тарату желілерінің қуатын, авариялық жағдай кезінде өлшенетін басқарылатын әрекеттердің мәндерін және басқару элементтерін жазады.

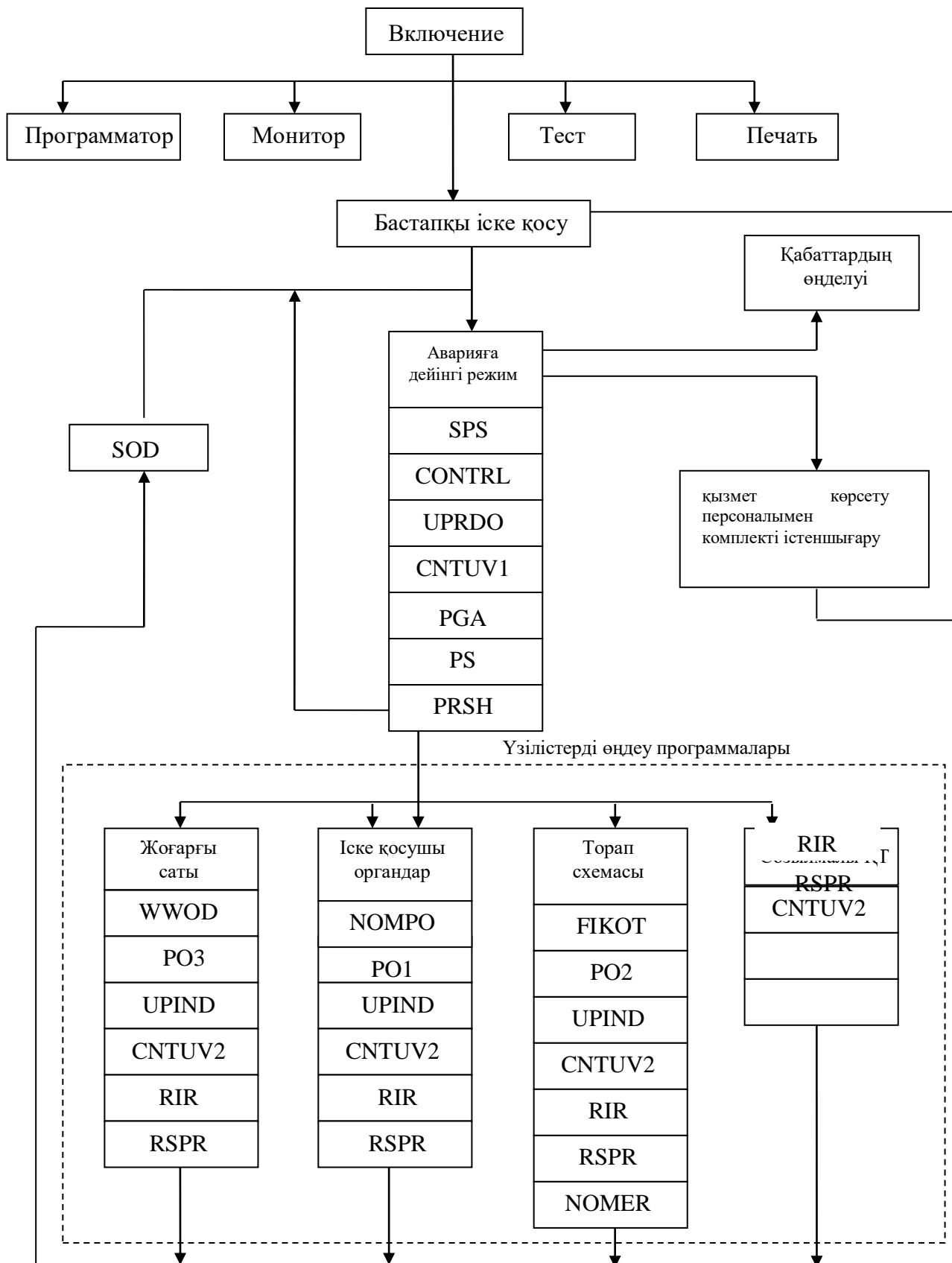
Бастапқы іске қосу бағдарламасы МРА-ны 5 с цикл үшін дұрыс режимде (аварияға дейін) жұмыс істеуге дайындайды. SPS бағдарламасы режимнің параметрлері және синхронды генераторлардың жағдайы туралы ақпаратты (олардың технологиялық шектеулері) енгізеді. CONTRL бағдарлама аясында МПА-ның сенімді жұмыс істеуін қамтамасыз етеді (төменде көрсетілген).

Электр тізбегінің ағымдағы күйі туралы параметрлер UPRDO бағдарламасымен өңделеді. Төтенше жағдайлардың есептелген әсерін төтенше жағдайларды басқаруды CNTUV1 бағдарламасы жүзеге асырады, ал PGA бағдарламасы әр бақыланатын энергетикалық қондырғының төтенше жағдайларды басқаруға дайындығы туралы ақпарат жасайды.

PS бағдарламасында есептелген нақты уақыттағы авариялық бақылауды оңтайландыру үшін электр станциясының қуат блогының реттелетін диапазонының элементтерінің рейтингісі жүзеге асырылады.

Төтенше жағдайларды басқарудың жоғарғы деңгейінде МПА электр станциясын түсірумен айналысады, бұл динамикалық және статикалық тұрақтылықтың бұзылуын болдырмау үшін қажет. Әсер ету дәрежесі туралы ақпарат іске қосу органдарының қауіпсіздік тізбегіндегі немесе желісіндегі (желіні немесе синхронды генераторды ажырату) өзгерістердің пайда болуы туралы сигналдарға енгізіледі. Төтенше жағдайдағы бақылаудың талап етілетін

әсері (ADV функциялары) PO1, PO2 және PO3 бағдарламаларында жүзеге асырылады, PO2 бағдарламасы аясында есептелген нәтижелер созылмалы жүрек жеткіліксіздігінде де қолданылады.



2.1 – сурет - ПАА бағдарламалық қамтамасыздандыруының құрылымдық сұлбасы

RIR бағдарламалары басқарылатын энергетикалық қондырғылардың арасында төтенше жағдайлардың әсерін таратады. Бірақ бұған дейін, CNTUV2 бағдарламалары үш IPA панелінің әрқайсысы үшін көбейту сұлбасы бойынша есептелген төтенше жағдайларға әрекет етудің шектеулі әсерін сынаған.

UPIND бағдарламаларына сәйкес, электромагниттік өтпелер туралы нақты уақыт режимінде жұмыс істейтін ақпаратқа сүйене отырып, келесі бақыланатын әсерлер түзетіледі, қажеттілік өзгермелі уақыттың әсерінен алдыңғы бақыланатын эффектілерді жүзеге асырғаннан кейін бірден туындайды, бірақ бір есептеу циклінде екі қоздырғыштың сигналдары.

Электр станциясының синхронды генераторлары арасындағы апаттық жағдайдағы статикалық тұрақтылықтың бұзылуын болдырмау үшін RSPR бағдарламасы басқару әрекеттерін біркелкі таратуға қызмет етеді.

Бағдарламалық жасақтаманы автоматтандыру кезіндегі мөлшерлеуді бақылау әсерінің жоғары сенімділігі (қайтару жиілігі немесе жылына кемінде 0,01 басталуы) CONTRL және CNTUV1 қамтамасыз етеді, олар жеке бақыланады (үш панельдің әрқайсысы үшін) және жалпы құралды қолданады. Шұғыл басқарудың нақты уақыттағы үлкен үзілістер мен үзілістерге шектеулі әсері туралы ақпараттың дәлдігін қамтамасыз ету есептеу процестері мен кедергілерді үш жиынтықта (панельдерде) синхрондау қажеттілігімен байланысты.

Үш компьютердің күйін уақытша түзету функционалды бағдарламаларды басқару нүктелерінде арнайы кіші бағдарламамен біріктірілген есептеулер нәтижелерімен алмасу арқылы жүзеге асырылады.

Функционалды сенімділік автоматика мен IPA панелінің конвертерлік бөлігінде (есептеу құралы - USO) автоматты есептеу құрылғыларымен қамтамасыз етілген. Сонымен қатар, микрокомпьютер істен шыққан жағдайда компьютер бөлігін ұстап тұру үшін IPA автоматты түрде қайта іске қосылады.

2.2 Апатқа қарсы автоматика құрылғысының тағайындауы және жіктелуі

Энергожүйелерді дамыту және олардың ірі біріккен энергожүйелерге қосу, ірі қуатты ЖЭС-тар және СЭС салынуы және ұзын аса жүктелген электр желілері мен электр жүйелерінің режимдерін әрі қарай автоматты басқару тәртібіне жаңа талаптар ұсынылды. Осыған байланысты қажеттілік туындайды: артық жүктемелердің алдын алу үшін электр жеткізу желісін үнемі бақылау қажет; өте қауіпті параллельді желідегі тоқты беру кезінде қуат разрядтары бар электр желісін, сондай-ақ автотрансформатордағы және басқа жабдықтағы ажыратқышты анықтау; тұрақтылық пен асинхронды режимнің бұзылуымен сипатталатын электр қуатын ажыратуды анықтаңыз. Дұрыс режимде істен

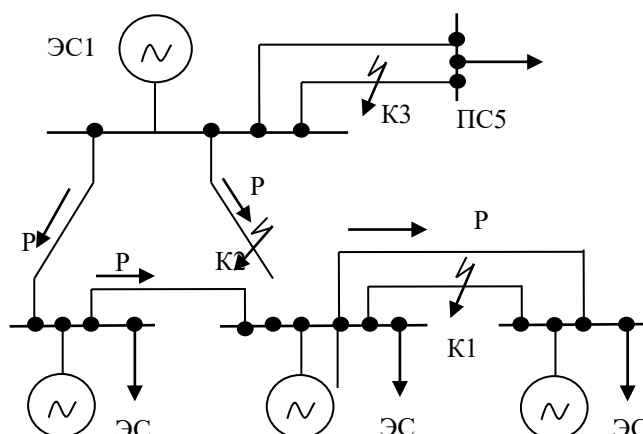
шығу қаупі бар, сондай-ақ тоқтап қалу кезіндегі ауытқулар, мысалы, баяу берілу кезіндегі электр желісінің тұрақтылығына әкелетін статикалық сәтсіздік.

Дұрыс режим бұзылған кезде үлкен ауытқулар тез жүреді және персоналға қызмет көрсету кезінде бұзушылықтың алдын алуға немесе жоюға болмайды. Мұндай мәселелерді шешу үшін әр түрлі автоматқа қарсы тапсырмалар қолданылады.

Автоматқа қарсы жабдықтың өзіндік таңбалауының бірнеше түрлері бар:

- 1) Параллель жұмыс кезінде машинаның тұрақтылығын бұзу құрылғыны болдырмаңыз
- 2) Асинхронды режимді автоматты түрде өшіруге арналған құрылғы
- 3) Автоматты жиілікті шектейтін құрылғы
- 4) автоматты тежеу құрылғысы, оның ішінде автоматты разряд жиілігі бар
- 5) Қуатты автоматты түрде төмендететін құрылғы
- 6) Автоматты жүктемені шектейтін құрылғы
- 7) Автоматты түсіру құрылғысы

Сіз әртүрлі авариялық автоматиканың мақсатын басқара аласыз, мысалы, электр жүйелерінің жұмыс режиміндегі апаттық ауытқулардың сапалы талдауына әсер ете аласыз., 2.1 - суретте көрсетілген.



2.2 - сурет Энергожүйенің апаттық ауытқуы жағдайындағы жұмыс режимі схемасы

Мысалы, құрылғының ЭС3-ЭС4 параллельді желісіне СТ-ге әсерін қарастырайық. Бастапқыда релелік құрылғыны желіден ажыратқаннан кейін екі желіде берілетін қорғаныс күші бір жолға жіберілді. ЭС1-ЭС3 генераторының параллель жұмыс істеуіне байланысты бұл шектен асып кетуі мүмкін. Бұл құрылғы генератордың тежелуін ұстап тұру үшін энергия жүйелері бөлімі жүзеге асырады (электрмен жабдықтауды азайту үшін 1 қуат көзі). генератордағы коммутациялық қондырғыда немесе салыстырмалы жүктеме кезінде жұмыс істейтін тұтынушы бөлімінде жүзеге асырылуы мүмкін.

Тұрақтылықтың бұзылу қаупі жоғары кернеулі ЭС1-ЭС3 желісі жағдайында да туындауы мүмкін, соның салдарынан ЭС1 өндіретін қуат ЭС1-ЭС2 желісі арқылы беріледі, бұл оның жүктемесін арттырады. Мұндай

жағдайларда ЭС1 энергия генераторларының параллельді жұмысы энергетикалық жүйенің басқа бөліктерімен салыстырғанда бұзылуы мүмкін. Бұл жағдайда тұрақтылықтың бұзылуына жол бермеу үшін ЭС1 қуатын шектеу және жұмыс істеп тұрған генераторлардың түсуін арттыру немесе тұтынушы жүктемесін ажырату қажет.

APNU құрылғыларының істен шығуы жағдайында параллель жұмыс істемей қалуы мүмкін, бұл режимнің қауіпті бұзылуы болып табылатын асинхронды қозғалысқа әкеледі, өйткені бұл электр жүйесінің түйіндеріндегі кернеудің терең ауытқуын тудырады, бұл тұтынушылардың жұмысына теріс әсер етеді. Сонымен қатар, асинхронды ауытқу. Соңғы жағдайлар электр жүйесі бөлігіндегі жиіліктің жоғарылауына (үлкен қуат) және қабылдау қуаты бөлігінің азаюына (қуаттың жетіспеуі) алып келеді.

Асинхронды режимді тоқтату үшін синхрондауды қалпына келтіруге (қуаттандыру) немесе қуат жүйесін асинхронды бөліктерге бөлуге әсер ететін ALAR құрылғылары қолданылады. Қайта синхрондауды қамтамасыз ету үшін жиілікті реттеу шаралары қабылданады: бөлік - жұмыс істеп тұрған генераторларды жүктеу немесе жүктемені ажырату.

Төтенше қоздырудың тағы бір түрі - екі қуат жүйесін қосатын электр желісінің ажыратылуы. Осылайша, шарттарда параллель желілердің бірінің жабылуы ЭС3-ЭС4 электр желілерінің жабылуына байланысты пайда болады, яғни екінші параллель желі жөнделген кезде, энергия жүйесінің бір бөлігінде (ЭС1-ЭС3 электр станциясы) генератор қуатының артықшылығы бар. Қуат артықшылығы жиіліктің қауіпті өсуіне әкелуі мүмкін. Бұл жағдайдың алдын алу үшін турбинаның электр станциясының жүктемесін түсіретін немесе генераторларды (әдетте гидро генераторларды) ажырататын немесе әдеттегі теңгерімді жүктемесі бар электр станциясын СЭС-тен ажырататын АОРС құрылғысы қолданылады.

Қуаттың жетіспеушілігі АОС құрылғылары қорғайтын жиілікті төмендетуге әкеледі, бұл автоматты жиілік резервін енгізуге, тұтынушы жиілігін автоматты түрде түсіруге (АНФ) немесе өз қажеттіліктерін қанағаттандыратын теңгерімді электр станциясының тоқтап қалуына әсер етеді. Кернеудің төмендеу қаупі тұтынушылардың тұрақсыздығына және кернеудің «лавасының» пайда болуымен байланысты болуы мүмкін. Кернеудің қауіпті төмендеуін болдырмау үшін генератордың қозуын, маневрлік реакторлардың жұмысын және жүктеме бөлігінің жұмысын реттеуге әсер ететін АОСН құрылғысы қарастырылған.

330 кВ желілері мен жоғары вольтты желілер бір жақты тоқтатылған жағдайда электр станциялары мен қосалқы станциялардың электр қондырғылары үшін қауіпті көздер болуы мүмкін. Қуаттың созылмалы болуын болдырмау үшін маневрлік реакторлардың қосылуына немесе желінің ажыратылуына әсер ететін АОРН құрылғысы қолданылады. Желілердің зақымдалуын болдырмау үшін электр станциясының электрмен жабдықталуын шектейтін (егер бұл шара тиімді болса) немесе жүктеме бөлігін өшіретін АРО құрылғылары қолданылады.

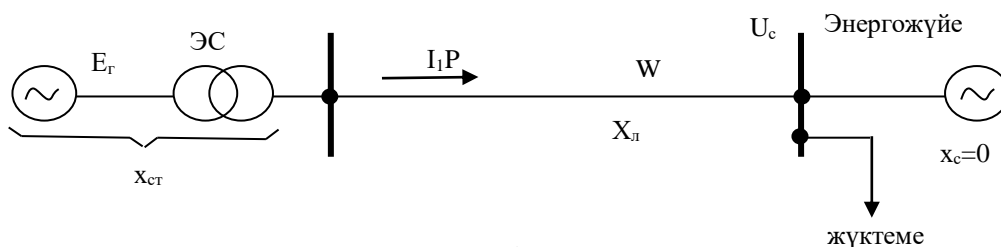
Осы тарауда келтірілген құрылғылардың бір бөлігі мыналар: параллель жұмыс және асинхронды режим тұрақтылығының бұзылуын болдырмауға арналған автоматты қорғаныс құралдары.

2.3 Энергожүйелердің орнықты параллельді жұмысы.

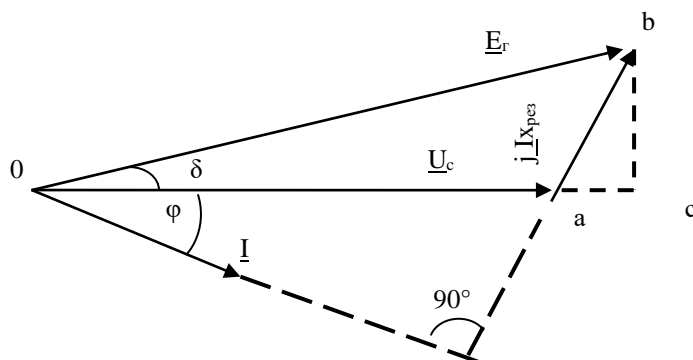
2.3.1 Статикалық орнықтылық

Статикалық орнықтылықтың астарында энергожүйенің режим параметрлерінің аз қозуы мен баяу өзгерісі кезіндегі генератордардың синхронды параллельді жұмысын сақтауы түсіндіріледі.

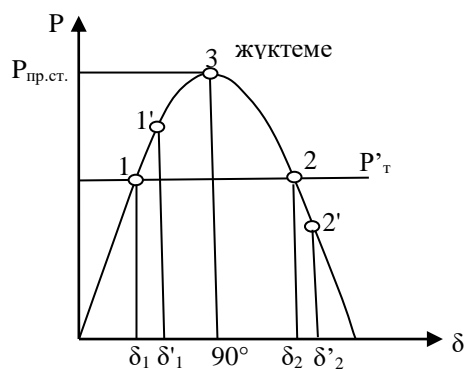
2.2,а-суретте электр жүйесінің схемасы көрсетілген, ол ЭС электрстанциядан, W электрберіліс желісінен және қуаты шексіз үлкен қабылдау энергожүйеден тұрады.



а) электр жүйесі схемасы;



б) ток пен кернеу векторлық диаграммасы;



в) электрберілістің бұрыштық сипаттамасы
2.3 - сурет Энергожүйе схемасы мен сипаттамалары

Электрстанциядан шығарылатын және энергожүйе жүктемесімен тұтынылатын электр қуаты келесіге тең екені белгілі:

$$P = \frac{E_G U_C}{X_{рез}} \sin \delta , \quad (2)$$

мұндағы E_G – электрстанция генераторлары ЭҚК;

U_C – энергожүйе кернеуі;

$X_{рез}$ – электрстанция генераторлары, электрберіліс желісі мен энергожүйенің нәтижелеуші кедергісі.

Егер E_G генераторлардың ЭҚК-і, U_C энергожүйе кернеуі мен $X_{рез}$ өзгеріссіз болса, электрстанциядан энергожүйеге берілетін электр қуаты E_G мен U_C арасындағы бұрыштан тәуелді (25,б-сурет). Бұл тәуелділік синусоидалы сипаттамаға ие, электрберілістің бұрыштық сипаттамасы деген атауға ие (26,в-сурет).

Энергожүйеге максималды беруге болатын қуаттың мәні, статикалық орнықтылықтың шегі деп аталады:

$$P_{пр.ст} = \frac{E_G U_C}{X_{рез}} \quad (2.1)$$

Қуат мәні бұрыштық сипаттама амплитудасына сәйкес келеді(в-сурет, 3 нүктеге сәйкес).

Электр станциясының параллельді жұмысының қабылдау энергия жүйесімен салыстырғанда тұрақтылығы турбина станциясында пайда болатын механикалық қуаттылық $P_T P_T$ пен генераторлардан берілетін электр қуатының P_G қатынасымен анықталады. Дұрыс орнықталған режим турбина өндіретін механикалық қуат P_T және генераторлардан келетін P_G қуатының қатынасы арқылы анықталады.

$$P_T = P_G \quad (2.2)$$

Турбина қуаты δ бұрышына тәуелді емес және турбинаға түсетін энерготасымалдағыш санымен анықталады.

(2.2) шарты 2.2,в-суреттегі 1 мен 2 нүктеге сәйкес келеді. Орнықты тепе-теңдік нүктесі 1, ал 2 нүкте – орнықсыз тепе-теңдік. Орнықты жұмыс аймағы болып 0° -тан 90° -қа дейінгі бұрыштар δ диапазондары жатады. 90° -тан жоғары жұмыс аймағында орнықты параллельді жұмыс мүмкін емес.

90° -қа тиісті максималды қуатпен жұмыс істеу мүмкін емес, яғни электр жүйесінде үнемі болатын шағын жүктеме өзгерісінің қозуы тұрақсыз аймаққа

ауысуға және синхронизмнің бұзылуына әкелуі мүмкін. Берілетін қуаттың максималды мәні статикалық тұрақтылық шегінен аз деп саналады.

Қор статикалық орнықтылық қоры коэффициентімен бағаланады, %:

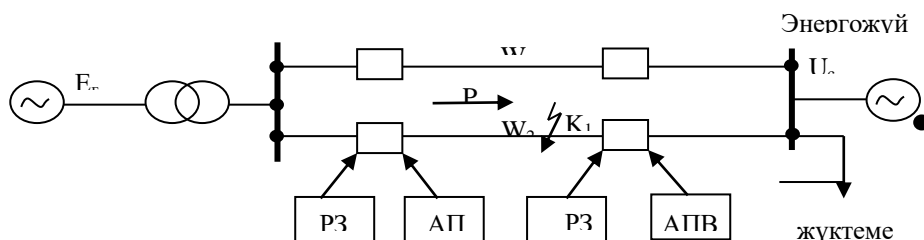
$$k_{з.ст} = \frac{P_{пр.ст} - P_{доп}}{P_{доп}} \cdot 100 \quad (2.3)$$

Дұрыс режим үшін статикалық орнықтылық қоры 20% -тен кем болмауы керек, ал қысқауақытты авария кейінгі (режим реттелуіне персонал араласпағанға дейін) режимде - 8% -тен кем болмауы.

2.3.2 Динамикалық орнықтылық

Энергетикалық жүйеде қозғалудың динамикалық тұрақтылығы жағдайында, ол бірден ескеріледі (ҚТ, Генераторлардың, желілердің, трансформаторлардың апаттық тоқтауы генераторлардың синхронды параллель жұмысын сақтау мүмкіндігін түсіндіреді.

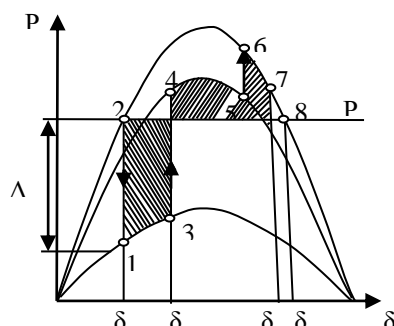
Динамикалық тұрақтылықты бағалау үшін аймақтық әдіс қолданылады. ҚТ кезіндегі зақымдалған желі сөндірілуімен және оның сәтті АҚҚ(АПВ) кезіндегі энергожүйемен электрстанцияны қосады (2.3,а -сурет).



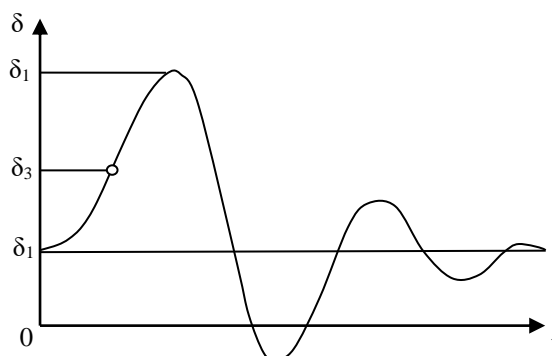
а) электр жүйесі схемасы;

2.3 - сурет - Электрберіліс желісінде ҚТ кезіндегі динамикалық орнықтылықтың сапалы анализі

Электрберілістің бастапқы режимі І нүктемен сипатталады, ол І бұрыштық сипаттамада орналасқан электрберілістің бастапқы схемасына сәйкес келеді (2.3,б-сурет).



б) ток пен кернеу векторлық диаграммасы;



в) электрберілістің бұрыштық сипаттамасы.

2.4 - сурет - Электрберіліс желісінде ҚТ кезіндегі динамикалық орнықтылықтың сапалы анализі

W_2 желісіндегі $K1$ нүктесіндегі ҚТ кезінде электрберіліс бұрыштық сипаттамасы ІІ жағдайды қабылдайды. ІІ сипаттамада амплитуданың төмендеуі E_T мен U_c арасындағы $X_{рез}$ нәтижелі кедергінің ескерілетін жоғарылуымен орналадф. ҚТ мезеті кезінде ΔP шамасына электр қуатының құлауы, станция шиналарындағы кернеу құлауынанпайда болады (2.4,б-суретте 2-нүкте).

Электр қуаттың құлауы ҚТ типіне және орнына байланысты. Станция шиналарыдағыүш фазалық қысқа тұйықталу кезіндегі шектік мәнге қуат түсуі нөлге дейін болады. Электр қуатының механикалық қуат көп болып кетуінен станцияда генераторлар роторлары тездетіледі, ал δ бұрышы көбейеді. Қуат өзгеру процесі ІІ сипаттама бойынша өтеді. 3 нүкте зақымдалған желіде екі жағынан РҚ құрылғыларымен сөндірілуі моментіне сәйкес келеді. Желі ажыратылуынан кейін электрберіліс режимі ІІІ сипаттамада орналасқан 4 нүктемен сипатталады, ол бір сөндірілген желісі бар электрберіліс схемасына сәйкес. Бұрыштардың δ_1 – ден δ_2 –ге ауысу кезінде генератор станциясының роторы қосымша кинетикалық энергия алады. Бұл энергия P_T шектелген ауданына сәйкес, ол ІІ сипаттамамен және 1 мен 3 нүктелер ординаталарымен сәйкес келеді. Бұл аудан жеделдету ауданы S_y деп аталады. 4 Өту кезінде генераторлық станцияның роторы қосымша кинетикалық энергия алады δ бұрышы өсуі кинетикалық энергия потенциалдық энергияға ауысқанға дейін жалғасады. Потенциалдық энергия, P_T шектелген сызығы ауданына және авариядан кейінгі бұрыштық сипаттамаларына пропорционалды. Бұл аудан тежелу ауданы деп аталады. 5 нүктеде W_2 желісі сөндірілгеннен кейінгі үзілістен кейін АҚҚ (АПВ) құрылғысы (үшфазалы тезәрекетті аз үзілісті АҚҚ (АПВ) қолданылуы қарастырылады) іске қосылады. Сәтті АҚҚ (АПВ) кезінде бұрыштың өсуі процесі І сипаттама бойынша жалғасады (6 нүкте), ол бастапқы электрберіліс схемасына сәйкес келеді. Бұрыштың өсуі 7 нүктеде тоқтатылады, бұл S_T мен S_y аудандарының теңесуімен сәйкестенеді. 7 нүктеде

өтпелі процесс тоқтатылмайды: өйткені электр қуаты турбина қуатынан асады, I сипаттама бойынша тежелу процесі жалғасады, бірақ бұрыш азаюымен болады. Процесс 1 нүктеде осы нүкте жанындағы бірнеше тербелістерден кейін тұрақтанады. Уақыт бойынша бұрыштық өзгеру сипаттамасы 27,в –суретте көрсетілген.

Талдауды жеңілдету үшін өтпелі кезеңдегі турбина қуаты $P_{тұрақты}$ болады деп қабылданады. Шын мәнінде, ол турбинаның жылдамдық реттегішінің әсерінен аздап өзгереді.

Тиісінше, талдау параллель жұмыс орнықтылығы осы мысал жағдайында сақталатынын көрсетті. Динамикалық тұрақтылықтың қажетті шарты - апаттан кейінгі режимдегі статикалық тұрақтылықты сақтау. Бұл мысалда бұл шарт қанағаттандырылды, яғни турбинаның қуаты статикалық тұрақтылық шегінен аспайды.

Параллельді жұмыстың тұрақтылығы бұзылады, егер ауысу процесінде 8 нүктеге сәйкес келетін бұрыш мәнінен асып кетсе. 8 балл тежеу аймағын оңға қарай шектейді. 8 нүктеге сәйкес келетін бұрыш критикалық $\delta_{кр}$ деп аталады. Бұл шектен асқан кезде ағынның δ бұрышы артады, яғни. генератор синхрондалады. Динамикалық тұрақтылық шегі максималды тежеу аймағының үдеу аймағына қатынасы арқылы анықталады:

$$k_{з.дин} = \frac{S_{т.макс}}{S_y} \quad (2.4)$$

$k_{з.дин}$ кезінде режим орнықты, $k_{з.дин} < 1$ болғанда орнықтылық бұзылады.

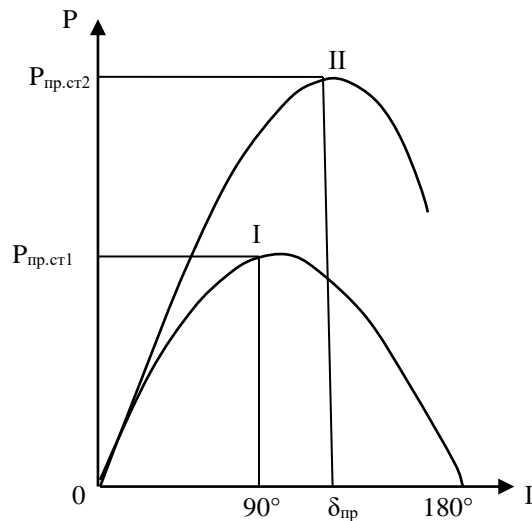
Сәтсіз АҚК (АПВ) кезінде (желінің алынбаған ҚТ-ға өтуі) процесс 5 нүктеден II сипаттамаға ауысады. Сену онша қиын емес, берілген мысал шарттарынан қайтадан ҚТ мен желінің келесі сөндірілуінен кейін орнықтылық сақталмайды.

2.4 Статикалық және динамикалық орнықтылықты жоғарылату құралдары

2.4.1 Статикалық орнықтылықты жоғарылату құралдары

Статикалық тұрақтылықты арттырудың тиімді әдістерінің бірі - АРВ қолдану.

2.5 – Суретте электр қозғағышты басқарусыз (I сипаттамасы) және автоматты реттегіші бар (II сипаттамасы) электр жеткізу генераторларының бұрыштық сипаттамалары көрсетілген.



I сипаттама - автоматты қоздыруды реттеуіші жоқ;
 II сипаттама - автоматты реттеуішпен;

2.5 – сурет - Электрберілістің бұрыштық сипаттамасына генераторлар АРВ-ның әсері

АРВ құрылғысының әсерінен электр станциясының генераторларының бұрыштық сипаттамалары өзгереді: сипаттамалары 90° -дан жоғары мәндерге ауысады.

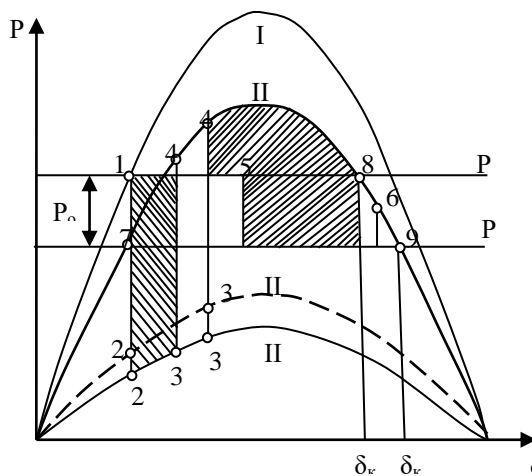
АРВ барлық түрлері тұрақтылықты арттырудың тиімді құралы болып табылады, егер жоғарыда айтылған құралдар қажетті тұрақтылықты қамтамасыз етпесе, онда турбинаны өшіру немесе тарату генераторларын ажырату арқылы жүзеге асатын қуат жүйесінің таратушы бөлігіне бөлінетін қуаттың шектелуі болады. Бөлу динамикалық тұрақтылықты арттыру үшін де қолданылады.

Қуат жүйесінде қажетсіз жиіліктің төмендеуіне жол бермеу үшін генераторлардың энергияны беру бөлігіндегі шектеуі кейбір тұтынушыларды қабылдау бөлігінде ажыратумен бірге жүзеге асырылады. Мұндай біріктірілген басқару тұрақтылықты арттырудың тиімді құралы болып табылады, оның іске асырылуы айтарлықтай ресурстарды қажет ететін автоматтандырылған өшіру жүйесін (АБЖ) қажет етеді.

Ажырататын генераторлар гидроэлектростанцияларда кеңінен қолданылады, өйткені гидро генераторлар қысқа мерзімде қайта іске қосылады.

2.4.2 Динамикалық орнықтылықты жоғарылату құралдары

ҚТ созылуын азайту кезінде динамикалық орнықтылықты түбегейлі жоғарылатудың құралы ретінде тезәрекетті қорғаныс пен ажыратқыштарды пайдалану жатады. Бұл құралдардың тиімділігі 2.6- суретте көрсетілген.



I - бастапқы режим кезіндегі сипаттама; II - ҚТ сипаттамасы; II' - генераторлар қозуында реттеуіш әсері ескерілген ҚТ кезінде; III – авариядан кейінгі режим сипаттамасы.

2.6 – сурет - Параллельді желілер біреуінің ҚТ кезіндегі автоматика құрылғылары әсері ескерілгендегі электрберіліс бұрыштық сипаттамасы

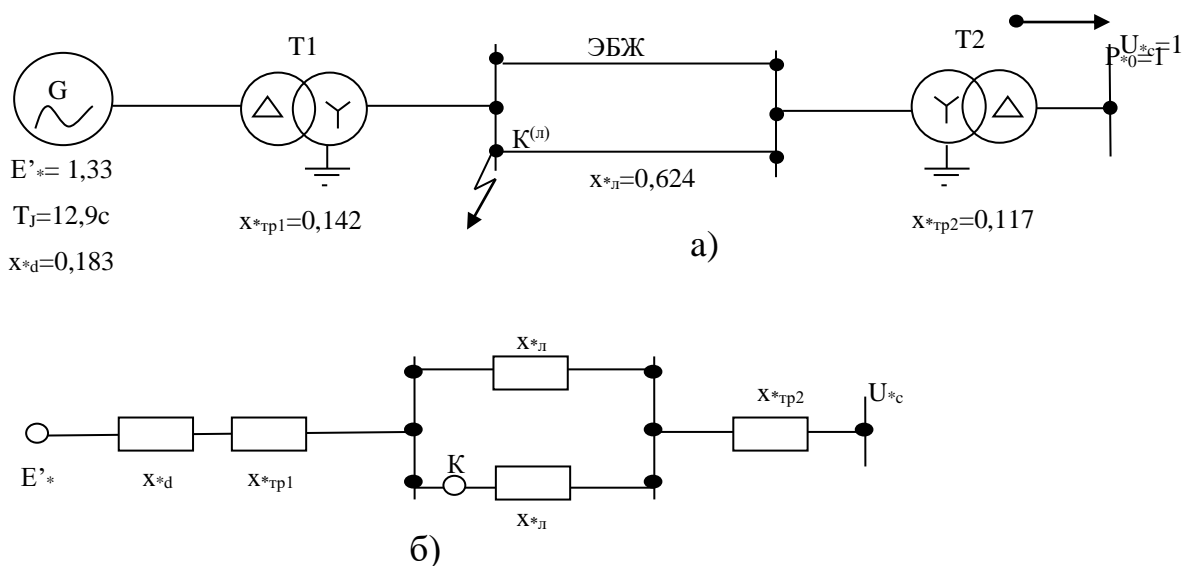
3 және 3-тармақтарда әр түрлі ұзындықтардың қысқа тұйықталуы кезіндегі жұмыс сәті көрсетіледі. Дірілді реттеу тұрақтылықты арттырады. 2.6 суретте оның әсері көрсетілген. Қысқа тұйықталу жағдайында жұмыс істейтін генераторлар электр қозғалтқыш күші мен электр станциясының шиналарындағы кернеуді жоғарылатады, бұл шығу қуатының төмендеуіне әкеледі. Қысқа тұйықталу режиміне сәйкес келетін бұрыштық сипаттама II 'позициясына сәйкес келеді, үдеу ауданы төмендейді: P_{T1} , II' және 1-2' 3"- 4 ордината сызықтарымен шектелген. Өрісті реттеу қысқа тұйықталу өшірілгеннен кейін де пайдалы болуы мүмкін. Бұл жағдайда тежеу аймағы артады. Автоматты түрде қайта қосуды егер APV токтың тоқтап қалу уақыты δ бұрышы критикалық мәнге жеткен уақыттан аз болса, желінің динамикалық тұрақтылығын жоғарылату үшін пайдалануға болады. Бұл жағдайда сәтті АПВ тежеу аймағын ұлғайтады, сондықтан бұрышының ұлғаюын шектейді (2.4,б– суретте). Практикада қарастырылған эффект тезәрекетті АПВ тоқсыз пауза 0,3 – 0,5 –тен аз болмауы керек.

Генератор жиынтығын ажырату электр станцияларында энергия жүйесінің беріліс бөлігінде қолданылады. Бұл құралдың тиімділігі 2.6 суретте көрсетілген. Жалпы генератор қуатынан 5 балл $P_{ог}$ ажырауы турбина қуаттарының бастапқы мәнінен P_{T1} –ден P_{T2} –ге төмендеуіне, сәйкесінше максималды тежелу ауданының көбеюіне әкеледі. Бірмезетте критикалық бұрыштың $\delta_{кр1}$ – тен $\delta_{кр2}$ –ке көбейуі болады. 5 нүктенің орналасуы автоматика

құрылғысының әсер ету уақытына және генераторлар ажыратқышы сөндірілуі уақытына тәуелді. Суреттегідей өтпелі процесс кезінде δ бұрыштың максималды мәні (6 нүкте) $\delta_{кр2}$ критикалық мәнінен аспайды. Динамикалық орнықтық бұзылмайды. Жаңа режим 7 нүктеде орнықталады, энергожүйеге қалған жұмыстағы берілетін турбина қуатымен P_{T2} мен электр қуатының теңдігімен сипатталады.

Мысалға есептесек: жылу электр станцияда зақымдалған ЭБЖ тізбегіндегі шектегі сөндірілу уақытын есептеу,оның схемасы 2.7,а- суретте көрсетілген (желі басында үшфазалы қысқа тұйықталу кезінде).

Шешімі: Үш фазалы қысқа тұйықталу кезіндегі шекті коммутация уақытын шекті коммутация бұрышымен анықтауға болады, және ол аудан әдісімен анықталады. Ол үшін біз дұрыс режимге және апаттан кейінгі режимге арналған бұрыштық қуат сипаттамасын жасаймыз. Жылу электр станциясы апаттық режимінде үш фазалы қысқа тұйықталу жағдайында желіге берілетін қуат нөлге тең, апаттық және дұрыс режимді ауыстыру схемасы 2.7,в және б- суреттерінде көрсетілген.



2.7 - сурет - Есептің схемасы

2.5 Жаңа басқару жүйесін пайдаланудың техникалы-экономикалық дәлелдемесі

Жобаланып отырған автоматты басқару жүйесі батыс Германиялық "SIEMENS" фирмасының "SIMATIC" контроллерінің базасында құрылған. Бұл фирма автоматтандыру жүйені металлургияда, энергетикада және т.б. бұл құрал-саймандарды, бақылауды және компьютерлік техниканы жасау бойынша алғашқы жаңалықтардың бірі. Бақылау жүйесін пайдалану шикізат өндірісін 1 пайызға арттыруға мүмкіндік береді.

а) Экономикалық тиімділікті есептеу келесідей:

- қосымша шығындар (тік және жанама);
- автоматтандыру жүйелерін құруға бөлінген күрделі қаражат;
- өтімділік мерзімі экономикалық тиімділікке балама ретінде.

б) автоматтандыру жүйелерін дамытуға және пайдалануға қаражат есептеу

Жұмыс істейтін автоматика жүйелерінің шығындары келесі шығындардан тұрады:

- процессорлардың жалақысы;
- автоматика сатып алуға және жеткізуге қаражат;
- орнату құны.

Келесі адамдар автоматтандыру жүйесін жобалауы керек:

- автоматика жүйесі. Даму кезеңі - 1 ай;
- автоматтандыру жүйесін енгізу мерзімі - 1 ай;

2.6 Құрастыруға кеткен шығындарды есептеу

$$Ж'_1 = 15 \times 1030 = 15450 \text{ теңге}$$

$$Ж'_2 = (15450 - 1545 - 1030) \times 4 \times 0,2 = 10300 \text{ теңге}$$

$$Ж'_3 = [200000 - 15450 - (200000 - 1545 \times 4)] \times 0,15 = -1390,5 \text{ теңге}$$

$$\Sigma Ж'_\theta = B + Ж'_2 + Ж'_3 = 200000 + 10300 + (-1390,5) = 208909,5 \text{ теңге}$$

2.1 - кесте - Бақылау –өлшегіш және тіркеу аспаптары

Аталуы	саны	Біреуінің құны, тг	Жалпы құны, тг
Шығын өлшегіш	6	64 800	388 800
Қысымды өлшеу түрлендіргіш	4	25 000	100000
Кедергі термометрі	4	2500	10 000
Газоанализатор	3	225 000	675 000
Орындаушы механизм	4	35 000	140 000
SIMATIC S7-400, CPI 413-1 MPI РАБ(барлық жинақталған блокті, интерфейстерді, кабельдерді, модульдерді және т.б. қоса отырып)			443 404,8
Барлығы			1 757 204,8

Жеткізуге жұмсалатын қаржы барлық аспаптардың құнының 5%-тін құрайды 87860.24 теңге.

Барлық шығындарды 2.2 кестеде келтіреміз.

2.2 - кесте - Барлық шығындар есептелуі

Барлықшығындар	Шамасы, тг.
Өңдеушілержалақысы	208909,5
Барлықшығындар	Шамасы, тг.
Материалдар мен толықтырушылар құны	1845065.04
Монтаждау шығындары	43930.12
Барлығы	2097904,66

Автоматтандыру құралдарын сатып алу мен оларды жеткізуге жұмсалатын қаржы: $1757204.8 + 87860.24 = 1845065.04$ теңге.

в) монтаждау шығынын барлық аспаптар құнын 2.5 %-ін құрайды 43930.12 теңге.

Сонда, АБЖ-ға дейінгі шығын - 1757204.8 теңге құрайды. Шығындарды есептеу: өз құнын өтеу уақыты 2,06 жыл.

ҚОРЫТЫНДЫ

Дипломдық жұмыстың арнайы бөлімі «Өнеркәсіптік кәсіпорындарды электрмен жабдықтау жүйесін оңтайландыруды арттыру үшін техникалық шешімдер» тақырыбы бойынша жасалынды 35 кВ тарату электр тораптарын жобалау арқылы және энергожүйелердің параллель жұмыс орнықтылығының анализін жасау арқылы орындалды.

Осы дипломдық жобадан мен 35 кВ қосалқы станцияның тұтынушылары үшін электрмен жабдықтау желісін жобаладым. Осы диссертацияның бірінші бөлімінде мен 5 қосалқы станцияның белгіленген нүктелеріне электрлік есеп жүргіздім. Мен осы подстанциялардағы электр желісінің номиналды кернеуін таңдадым. Мен TMN-4000/35 трансформаторларын олардың қажеттіліктеріне қарай таңдадым.

Осы жұмысқа дайындық барысында мен 35 кВ электр желісін жобаладым. Ең алдымен, сызықтық кернеуді Илларионов формуласы бойынша анықтадым. Жобалау барысында мен қосалқы станция трансформаторларының типі мен қуатын таңдап, олардың қуат тұтынуын есептедім. Сымдардың параметрлерін таңдамас бұрын, мен сымның көлденең қимасын таңдадым, бұл көлденең қиманың токтарына байланысты.

Мен сонымен қатар желінің кернеуінің құнын, желінің техникалық және экономикалық тиімділігін есептедім. Ең бастысы, оңтайландыруды арттыру үшін қуатты максималды және минималды жүктеме кезінде есептеу, содан кейін қосалқы станцияның минималды жұмыс режимін есептеу болды. Төтенше жағдай режимін есептеу кезінде мен бір бөлімді кесіп тастадым, содан кейін қалған бөлімдерге жүктемелер қосып, оның номиналды қуаты мен кернеу шығынын есептедім. Соңында мен механикалық сымдар есептеулерін жасадым.

ПАЙДАЛАНҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

- 1 Барыбин Ю.Г., Л.Е. Федоров. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования. – М.: Энергоатомиздат, 1991. - 465с.
- 2 Федоров А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий - М.: Энергия, 1967. – 465 с.
- 3 Епанешников М.М. Электрическое освещение. Учебное пособие для студентов высших учебных заведений. Изд.4-е, перераб. - М.: Энергия, 1976. 125 с.
- 4 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования//Под редакцией Ю.Г.Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991. - 464 с.
- 5 Васин В.М., Липкин Б.Ю. Дипломное проектирование для специальности «Электрооборудование промышленных предприятий и установок». - М.: Высшая школа, 1977. 245 с.
- 6 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочник. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 7 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий. - М., 1975. – 348 с.
- 8 Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1987 . - 368 с.
- 9 Федоров А.А., Ристхейн Э.М. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для ВУЗов. – М.: Энергия, 1981. – 360с.
- 10 Князевский В.Н. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для ВУЗов. – М.: Энергия, 1986. – 408с.
- 11 Правила устройства электроустановок. - М.: Главгосэнергонадзор России, 1998. – 607 с.
- 12 Андреев В.А. Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения - М.: Высшая школа, 1985. – 420 с.
- 13 Чернобровов Н.В. Релейная защита. Учебное пособие. - М.: Энергия, 1989. – 745 с.
- 14 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1987. -386 с.
- 15 Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб.пособие для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 448с., ил.
- 16 Афанасьев Е.И., Скобилов В.М. Источники света и пускорегулирующая аппаратура. 2-е изд. перераб. - М.: Энергоатомиздат, 1987. 301 с.