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

Төлеп Исламбек Серікұлы

Энергия жүйесіндегі жиілікті реттеу

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

6В07101-«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
«02» ____06____ 2023ж.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
НАО «КазНИТУ им.К.И.Сатпаева»
Институт энергетики
и машиностроения

ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫС

Тақырыбы: «Энергия жүйесіндегі жиілікті реттеу»

6В07101-«Энергетика»

Орындаған Төлеп И.С.

Пікір беруші
Шоғырландырылған құрылыс тау-кен компаниясының бас энергетигі
_____ Е.А.Жолдыбеков
(колы)
«26» ____мамыр____ 2023ж.

Ғылыми жетекші
аға оқытушы
_____ Р.Ш. Абитаева
(колы)
«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

6В07101-«Энергетика»

«БЕКІТЕМІН»
«Энергетика» кафедрасының меңгерушісі
PhD,қауымдастырылған профессор
_____Е.А.Сарсенбаев
«16» 01 2023 ж.

Дипломдық жұмыс орындауға

ТАПСЫРМА

Білім алушы *Төлеп Исламбек Серікұлы*
Тақырыбы*: «Энергия жүйесіндегі жиілікті реттеу»*
Университеттің академиялық мәселелер бойынша проректоры бекіткен .
Бұйрық. *№ 408-п «28» қараша 2022 ж.*
Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі *«15» мамыр 2023 ж.*
Дипломдық жұмыстың бастапқы берілгендері *35км, 25км, 60км, 140км 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; қуат шығындарын есептеу; шығындар арқылы есептік жүктемелерді есептеу; б) Арнайы бөлім;*
Сызбалық материалдар тізімі *сызбалық материалдар слайдтармен көрсетілген:*
Ұсынылатын негізгі әдебиеттер: *10 атау*

Дипломдық жұмысты дайындау
КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, карастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекшіге көрсету мерзімдері	Ескерту
Негізгі бөлім	18.04.2023	жоқ
Арнайы бөлім	26.04.2023	жоқ
Экономика бөлімі	5.05.2023	жоқ

Аякталған жұмыска 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	
Арнайы 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	16.05.2023	

Жоба жетекші _____ Р. Ш. Абитаева
(қолы)

Тапсырманы орындауға алған студент _____ И.С. Төлеп
(қолы)

Күні «18» 01 2023 ж.

АҢДАТПА

Дипломдық жұмыста жиілікті реттеудің негізгі мәселелері қарастырылады: бірінші, екінші реттік жиілікті реттеу, олардың функционалдық ерекшеліктері көрсетілген. Реттеу кезеңдерінің уақыт кестесі берілген. Электр желісінің жиілігі мен қуат балансының өзара байланысы құбылысы көрсетілген. Статизм ұғымы қарастырылды. Жиілікті реттеу процесін суреттейтін графиктер берілген.

АННОТАЦИЯ

В данной дипломной работе рассматриваются основные вопросы регулирования частоты: первичное, вторичное регулирование частоты, указаны их функциональные особенности. Приведена временная диаграмма этапов регулирования. Указано явление взаимосвязи частоты энергосистемы и баланса мощности. Рассмотрено понятие статизма. Приведены графики, иллюстрирующие процесс регулирования частоты.

ANNOTATION

The dyploma work discusses the main questions of frequency regulation: primary, secondary, their functional features are indicated. A time diagram of the stages of regulation is given. The phenomenon of the relationship between the frequency of the power system and the power balance is indicated. The concept of statism is considered. Graphs illustrating the process of frequency control are given.

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	9
1.3	Қосалқы станцияларда күштік трансформатордың типін таңдау	10
1.4	Трансформаторлардың кедергілерін және шығындарын есептеу	12
2	Тұйықталған жүйені есептеу	17
2.1	Тұйықталған жүйе үшін желінің жұмыс режимдерінің анализі мен есептеулері	17
2.2	Тұйықталған жүйе үшін қиманы анықтап параметрлерін есептеу	18
2.3	Тұйықталған жүйе үшін желілердің қуат шығындары	22
3	Тұйықталмаған жүйені есептеу	24
3.1	Тұйықталмаған жүйедегі сымдардың қимасын және параметрлерін есептеу	24
3.2	Тұйықталмаған жүйе үшін желілердің қуат шығындары	26
4	Экономикалық бөлім	28
4.1	Техника-экономикалық есептеулер	28
4.2	Тұйықталған жүйе үшін экономикалық шығындар	28
4.3	Тұйықталмаған жүйе үшін экономикалық шығындар	31
5	Қысқаша тұйықталу тогын есептеу	33
6	Электр аппараттарын таңдау	36
7	Арнайы бөлім	38
7.1	ЭЭЖ жиілікті реттеу	38
7.2	Бірінші қозғалтқыш сипаттамалары	42
7.3	Бірінші және екінші реттік жиілікті реттеу	45
7.4	Статикалық және астатикалық кернеуді реттеу	50
	Қорытынды	55
	Пайдаланылған әдебиеттер тізімі	56

КІРІСПЕ

Электр беріліс желілері – электр жүйесінің бір бөлігі, құрамына қосалқы станциялар және әр түрлі кернеулі кабель және әуе желілері кіреді. Электр желісінің қызметі – электр энергиясын өндіретін жерден тұтынушыларға дейін жеткізу және оны тұтынушылар арасында тарату. Басқа энергия түрлерінен электр энергиясының тиімділігі – оны мыңдаған километр жерге асқан жылдамдықпен жеткізу мүмкінділігінің болуы. Бұл жұмысты энергия жүйесінің негізгі құрамды бөлігі – электр беріліс желілері (ЭБЖ) атқарады.

Энергожүйені жоспарлағанда қосымша күштік тұтынушыларды орнататындай жоспарланып, қуат коэффициенті жүйенің барлық жерінде жоғары деңгейде болып және де жүйеде электр энергия сапасын бақылайтын мүмкіндік болу керек. Осыған байланысты электрмен жабдықтауға төмендегідей талаптар қойылады: қорек көзінің сенімділігі, электр энергиясының сапасы, жекелеген элементтерді сақтау және қорғау. Өнеркәсіптік кәсіпорындардың электр жабдықтау жүйесін жобалап жасау және қолдануда техника-экономикалық жағынан дұрыс кернеуді таңдау, электрлік жүктемені анықтау, қосалқы трансформаторлардың қуатын және санын, олардың сақтандырғыштарын, кернеуді реттеу тәсілдерін және реактивті қуатты қалпына келтіру жүйесін таңдау қажет.

ГОСТ сәйкес синхрондалған электрмен жабдықтау жүйелеріндегі жиіліктің ауытқуының өлшенген мәні өлшеу интервалының 95% уақытында ±0,2 Гц және өлшеу интервалының 100% уақытында ±0,4 Гц аспауы керек. Жиіліктің ауытқуын бақылау үшін әдетте бір аптаға созылатын аралық алынады.

"Қазақстан ЭЖ-дегі активті қуаттың жиілігі мен ағындарын реттеу" ұйымының стандартына сәйкес, ЭЖ-дің және Қазақстанның оқшауланған жұмыс істейтін энергия жүйелерінің сенімді жұмыс істеуін қамтамасыз ету мақсатында жиіліктің ауытқуына қатаң талаптар орындалуы керек. Мәселен, Қазақстан ЭЖ-нің бірінші синхронды аймағында 15 минуттан аспайтын уақыт ішінде жиілікті (50,00 ± 0,05) Гц деңгейіне дейін қалпына келтіре отырып, жиілік мәндерін (50,0 ± 0,2) Гц шегінде табуға рұқсат етілгенде (50,00 ± 0,05) Гц шегінде квази-белгіленген жиілік мәндерін ұстап тұру қамтамасыз етілуі тиіс.

Негізгі бөлім

1 Электр тораптарын жобалау

1.1-кестеде есептелінуге қажетті мәндер берілген.

1.1-кесте-Бастапқы берілген мәндер

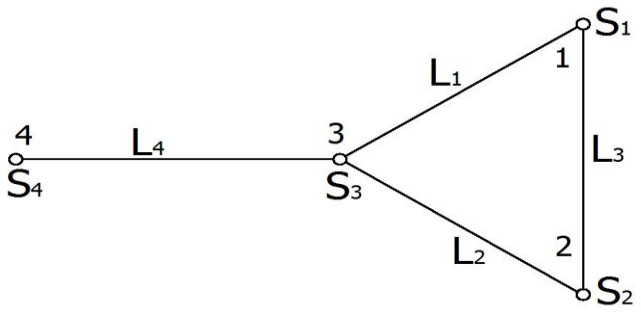
P_1, МВт	P_2, МВт	P_3, МВт	Q_1, МВар	Q_2, МВар	Q_3, МВар	L_1, км	L_2, км	L_3, км	L_4, км
25	20	50	10	10	30	35	25	60	140

Қосымша берілген мәндер:

$T_{max} = 5000$ сағ; $K_m = 0{,}8$ Көктайғақ бойынша II-ші аудан, электр беріліс желілерінің тірек материалы- темірбетон.

1.1 Электр беріліс желісінің схемаларын құру нұсқалары

Әртүрлі объектілерінің жұмыс істеу жағдайларының алуан түрлілігі олардың элетрмен 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-сурет – Тұйықталған жүйедегі электр беріліс желісінің схемасы

1.2-сурет – Тұйықталмаған жүйедегі электр беріліс желісінің схемасы

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.

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

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

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

$$U_1 = \frac{1000}{\sqrt{500/35 + 2500/25}} = 93{,}5 \text{ кВ},$$

$$U_2 = \frac{1000}{\sqrt{500/25 + 2500/20}} = 83{,}05 \text{ кВ},$$

$$U_3 = \frac{1000}{\sqrt{500/60 + 2500/50}} = 103{,}9 \text{ кВ},$$

$$U_4 = \frac{1000}{\sqrt{500/140 + 2500/95}} = 182{,}9 \text{ кВ}.$$

Одан әрі желінің номиналды кернеуін 220 кВ аламыз, кернеуді анықтаған соң, желінің активті және реактивті қуаттарын табамыз, біздің жағдайда активті қуат және реактивті қуат бізге белгілі

$$S_{н} = \sqrt{P^2 + Q^2},\ \text{МВА} \tag{1.2}$$

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

$$S_1 = \sqrt{25^2 + 10^2} = 27\ \text{МВА},$$

$$S_2 = \sqrt{20^2 + 10^2} = 22\ \text{МВА},$$

$$S_3 = \sqrt{50^2 + 30^2} = 58\ \text{МВА},$$

$$S_4 = \sqrt{95^2 + 50^2} = 107\ \text{МВА}.$$

1.3 Қосалқы станцияларда күштік трансформатордың типін таңдау

Күштік трансформаторлардың типін және қуатын анықтау
Қосалқы станция үшін:

$$S_{тр} \geq \frac{S_{н}}{1{,}4}, \tag{1.3}$$

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

Қосалқы станциялардағы жүктеме мен номиналды кернеу бойынша таңдалады

№1 қосалқы станция үшін

$$S_{тр1} \geq \frac{22}{1{,}4} = 15{,}7\ \text{МВА}.$$

1.2- кестеде №1 қосалқы станция үшін таңдалған ТДН – 16000/110 типті трансформатордың параметрлері көрсетілген.

1.2-кесте – ТДН-16000/110 типті трансформатордың параметрлері

$S_{ном}$, МВА	Орамдағы кернеу, кВ		Активті шығындар, кВт		$I_{х\%}$	$U_к$,%
	ВН	НН	$P_х$	$P_к$		
16	115	6,6	19	85	0,7	10,5

№2 қосалқы станция үшін

$$S_{тр2} \geq \frac{58}{1,4} = 41,4 \text{ МВА}.$$

№2 қосалқы станция үшін ТРДЦН – 63000/110 типті трансформатор таңдалады. Бұл трансформатордың параметрлері 1.3-кестеде келтірілген.

1.3-кесте – ТРДЦН-63000/110 типті трансформатордың параметрлері

$S_{ном}$, МВА	Орамдағы кернеу, кВ		Активті шығындар, кВт		$I_{х\%}$	$U_к$,%
	ВН	НН	$P_х$	$P_к$		
63	115	6,3	59	260	0,6	10,5

№3 қосалқы станция үшін

$$S_{тр3} \geq \frac{107}{1,4} = 76,4 \text{ МВА}.$$

№3 қосалқы станция үшін ТДЦ – 80000/220 типті трансформатор таңдалады. Бұл трансформатордың параметрлері 1.4-кестеде келтірілген.

1.4-кесте – ТДЦ-80000/220 типті трансформатордың параметрлері

$S_{ном}$, МВА	Орамдағы кернеу, кВ		Активті шығындар, кВт		$I_{х\%}$	$U_к$,%
	ВН	НН	$P_х$	$P_к$		
80	242	6,3	105	320	0,6	11

№4 қосалқы станция үшін

$$S_{тр4} \geq \frac{107}{1,4} = 76,4 \text{ МВА}.$$

1.5 - кестеде №4 қосалқы станция үшін таңдалған АТДЦТН – 80000/220/110 типті автотрансформатордың параметрлері көрсетілген.

1.5-кесте – АТДЦТН-80000/220/110 типті трансформатордың параметрлері

$S_{ном}$, МВА	Орамдағы кернеу, кВ			Активті шығындар, кВт		$I_х$ %	$U_к$,%		
	ВН	СН	НН	$P_х$	$P_к$				
80	230	121	11	45	215	0,5	11	35	22

1.4 Трансформаторлардың кедергілерін және шығындарын есептеу

Трансформатордың активті меншікті кедергісі:

$$r_{тр} = \frac{P_к \cdot U_{ном}^2}{S_{трн}^2}, \text{Ом}, \quad (1.4)$$

мұндағы $U_н$ – желінің номиналды кернеуі, кВ;

$\Delta Pк$ – трансформатордың қысқа тұйықталу кезіндегі активті шығын, кВт.

Трансформатордың реактивті меншікті кедергісі:

$$x_{тр} = \frac{U_к \cdot U^2}{100 \cdot S_к}, \text{Ом}, \quad (1.5)$$

$$\Delta Q = \frac{I_x \cdot S_{трн}}{100}, \text{МВАр}, \quad (1.6)$$

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

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

$I_х$ – трансформатордағы бос жүріс тоғы, %.

$$\Delta P_{тр} = \frac{P^2 + Q^2}{U_н^2} \cdot r_{тр}, \text{МВт}, \quad (1.7)$$

$$\Delta Q_{тр} = \frac{P^2 + Q^2}{U_н^2} \cdot x_{тр}, \text{МВАр}, \quad (1.8)$$

мұндағы $U_н$ – желінің номиналды кернеуі, кВ;

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

$x_{тр}$ – трансфориатордың реактивті меншікті кедергісі, Ом.

№1 қосалқы станция үшін

Параметрлері:

$$r_{тр} = \frac{0{,}085 \cdot 115^2}{16^2} = 4{,}39 \text{ Ом},$$

$$x_{тр} = \frac{10{,}5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 86{,}7 \text{ Ом},$$

$$\Delta Q_{xx} = \frac{0{,}7 \cdot 16}{100} = 0{,}112 \text{ МВАр},$$

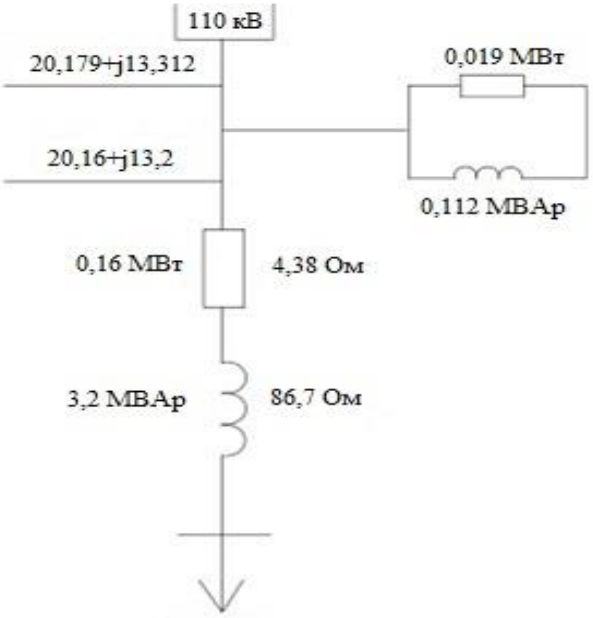
$$\Delta P_{тр} = \frac{20^2 + 10^2}{115^2} 4{,}38 = 0{,}16 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{тр} = \frac{20^2 + 10^2}{115^2} \cdot 86{,}7 = 3{,}2 \text{ МВАр}.$$

$$P_1^{`} + jQ_1^{`} = (20 + 0{,}16) + j(10 + 3{,}2) = 20{,}16 + j13{,}2$$

$$P_1 + jQ_1 = (20{,}16 + 0{,}019) + j(13{,}2 + 0{,}112) = 20{,}179 + j13{,}312.$$

Трансформатор типі*:* ТДН-16000/110 екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы 1.4 – суретте көрсетілген.



1.4-сурет – Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

№2 қосалқы станция үшін

Параметрлері*:*

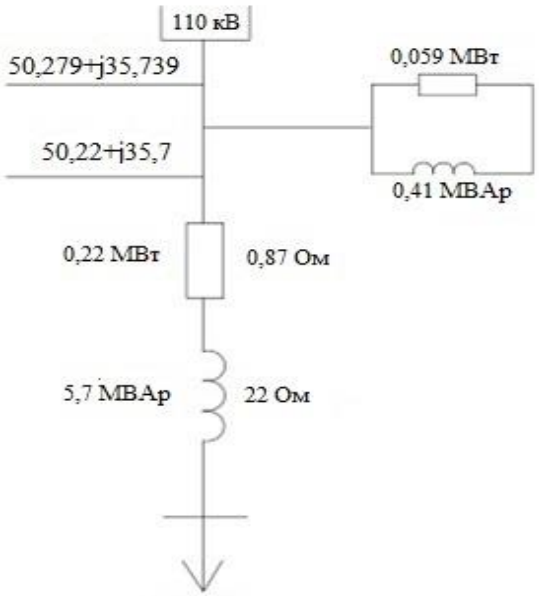
$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{50^2 + 30^2}{110^2} \cdot 0{,}87 = 0{,}22 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{50^2 + 30^2}{115^2} \cdot 22 = 5{,}7 \text{ МВАр}.$$

$$P_2^{`} + jQ_2^{`} = (50 + 0{,}22) + j(30 + 5{,}7) = 50{,}22 + j35{,}7,$$

$$P_2 + jQ_2 = (50{,}22 + 0{,}059) + j(35{,}7 + 0{,}41) = 50{,}279 + j36{,}11.$$

Трансформатор типі*:* ТРДЦН-63000/110 екі орамды трасформатордың алмастыру схемасы 1.5 – суретте көрсетілген.



1.5-сурет – Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

№3 қосалқы станция үшін

Параметрлері:

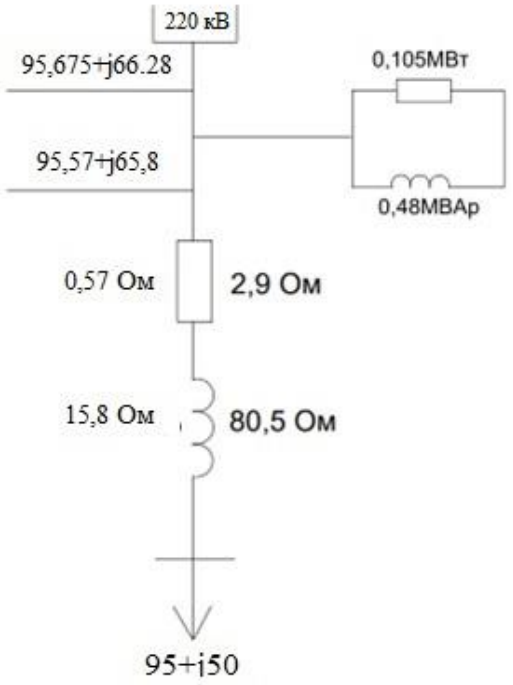
$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{95^2 + 50^2}{242^2} \cdot 2{,}9 = 0{,}57 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{95^2 + 50^2}{242^2} \cdot 80{,}5 = 15{,}8 \text{ МВАр}.$$

$$P_3^{`} + jQ_3^{`} = (95 + 0{,}57) + j(50 + 15{,}8) = 95{,}57 + j65{,}8$$

$$P_3 + jQ_3 = (95{,}57 + 0{,}105) + j(65{,}8 + 0{,}48) = 95{,}675 + j66{,}28.$$

Трансформатор типі: ТДЦ-80000/220 екі орамды трасформатордың алмастыру схемасы 1.6 – суретте көрсетілген.



1.6-сурет – Екі орамды трансформатордың алмастыру схемасы

№4 қосалқы станция үшін

Параметрлері:

$$\Delta P_{\text{Н}} = \frac{25^2 + 10^2}{230^2} \cdot 2{,}9 = 0{,}039 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{Н}} = \frac{25^2 + 10^2}{230^2} \cdot 193 = 2{,}64 \text{ МВАр}.$$

$$\Delta P_{\text{С}} = \frac{70^2 + 40^2}{230^2} \cdot 1{,}43 = 0{,}17 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{С}} = \frac{70^2 + 40^2}{230^2} \cdot 0 = 0\text{МВАр}.$$

$$\Delta P_{\text{В}} = \frac{95^2 + 50^2}{230^2} \cdot 1{,}43 = 0{,}31 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q_{\text{В}} = \frac{95^2 + 50^2}{230^2} \cdot 100 = 21{,}8 \text{ МВАр}.$$

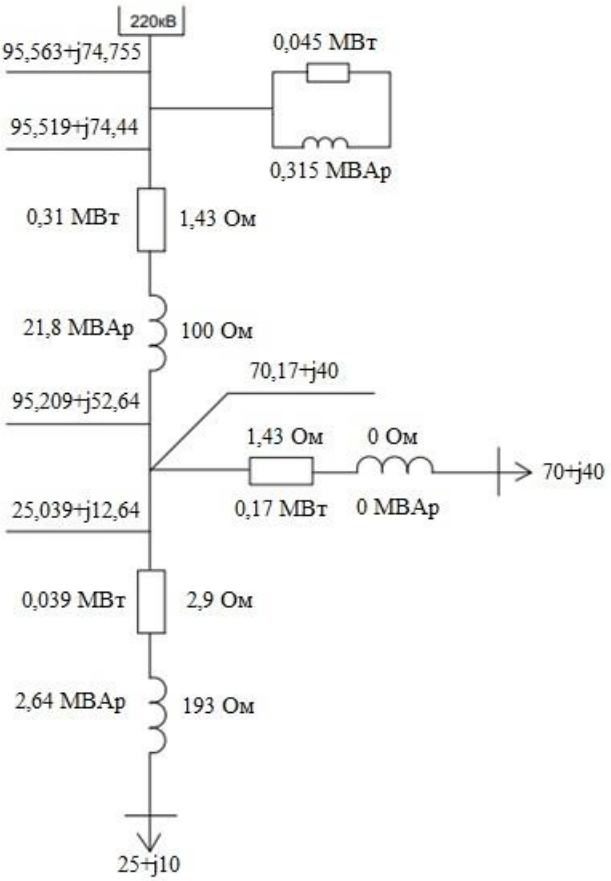
$$P_4^{\text{Н}} + jQ_4^{\text{Н}} = (25 + 0{,}039) + j(10 + 2{,}64) = 25{,}039 + j12{,}64,$$

$$P_4^{`} + jQ_4^{`} = (25{,}039 + 70{,}17) + j(12{,}64 + 40) = 95{,}209 + j52{,}64,$$

$$P_4^{\text{В}} + jQ_4^{\text{В}} = (95{,}209 + 0{,}31) + j(52{,}64 + 21{,}8) = 95{,}519 + j74{,}44,$$

$$P_4 + jQ_4 = (95{,}519 + 0{,}045) + j(74{,}44 + 0{,}315) = 95{,}563 + j74{,}755.$$

Трансформатор типі: АТДЦТН-80000/220/110 автотрасформатордың алмастыру схемасы 1.7 – суретте көрсетілген.

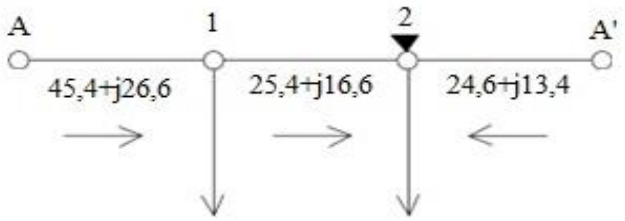


1.7-сурет – Автотрансформатордың алмастыру схемасы

2 Тұйықталған жүйені есептеу

2.1 Тұйықталған жүйе үшін желінің жұмыс режимдерінің анализі мен есептеулері

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



2.1-сурет – Электр беріліс желісінің схемасы

$$P_A = \frac{\sum P \cdot l}{\sum l}\text{, МВт.} \qquad (2.1)$$

мұндағы l – желінің ұзындығы, км.

$$P_A = \frac{50 \cdot (60 + 35) + 20 \cdot 35}{120} = 45{,}4 \text{ МВт,}$$

$$Q_A = \frac{20 \cdot (60 + 25) + 50 \cdot 25}{120} = j26{,}6 \text{ МВАр.}$$

$$P`_A = \frac{\sum P` \cdot l}{\sum l}\text{, МВт.} \qquad (2.2)$$

$$P`_A = \frac{20 \cdot (60 + 25) + 50 \cdot 25}{120} = 24{,}6 \text{ МВт,}$$

$$Q`_A = \frac{10 \cdot (60 + 25) + 30 \cdot 25}{120} = j13{,}4 \text{ МВА.}$$

$$P_A + P`_A = 45{,}4 + 24{,}6 \text{ МВт,}$$

$$Q_A + Q`_A = 26{,}6 + 13{,}4 \text{ МВАр,}$$

$$S_{1-2} = P`_A - Q`_A - S_2\ , \text{МВ}A. \qquad (2.3)$$

$$70 = 20 + 50,$$

$$40 = 10 + 30.$$

2.2 Тұйықталған жүйе үшін қиманы анықтап параметрлерін есептеу

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

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, A. \qquad (2.4)$$

Желілердегі токтар:

$$I_1 = I_{\text{А}-1} = \frac{\sqrt{45{,}4^2 + 26{,}6^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 270\ A,$$

$$I_2 = I_{1-2} = \frac{\sqrt{25{,}4^2 + 16{,}6^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 160\ A,$$

$$I_3 = I_{2-3} = \frac{\sqrt{24{,}6^2 + 13{,}4^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 140\ A,$$

$$I_4 = I_{3-4} = \frac{\sqrt{95{,}4^2 + 56{,}6^2}}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 2} = 150\ A.$$

Желілердегі есептік ток:

$$I_{\text{р}} = I_n \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, A, \qquad (2.5)$$

мұндағы I-желідегі ток, А; α–, квар.

j - токтың экономикалық тығыздығы.

$$I_{1p} = I_1 = 270 \cdot 1{,}05 \cdot 1{,}2 = 340{,}2\ A,$$

$$I_{2p} = I_2 = 160 \cdot 1{,}05 \cdot 1{,}2 = 201{,}6\ A,$$

$$I_{3p} = I_3 = 140 \cdot 1{,}05 \cdot 1{,}2 = 176{,}4\ A,$$

$$I_{4p} = I_4 = 150 \cdot 1{,}05 \cdot 1{,}2 = 189\ A.$$

Токтың экономикалық тығыздығына байланысты қиманы анықтаймыз:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}\ , \text{мм}^2 \qquad (2.6)$$

мұндағы $j_{эк}$ – ты анықтамадан аламыз, [1] ол ($j_{эк}$=1,3А/мм) тең.

$$S_{\text{эк1}} = \frac{270}{1{,}3} = 207\ \text{мм}^2, \qquad \text{АС} - 185/29,$$

$$S_{\text{эк2}} = \frac{160}{1{,}3} = 123\ \text{мм}^2, \qquad \text{АС} - 120/19,$$

$$S_{\text{эк3}} = \frac{140}{1{,}3} = 108\ \text{мм}^2, \qquad \text{АС} - 120/19,$$

$$S_{\text{эк4}} = \frac{150}{1{,}3} = 115\ \text{мм}^2, \qquad 2 \times \text{АС} - 240/32.$$

АС маркалы сымның параметрлері төмендегі 2.1-кестеде көрсетілген.

2.1-кесте – Таңдалған сымның берілгендері

Желі	Ұзындығы,км	Кернеуі, кВ	Маркасы	Тогы, кА	Ұзақ рұқсат етілген ток, кА
L_1	35	110	АС-185/29	0,27	0,51
L_2	25	110	АС-120/19	0,16	0,39
L_3	60	110	АС-120/19	0,14	0,39
L_4	140	220	2АС-240/32	0,15	1,21

Участоктар бойынша желінің параметрлерін анықтаймыз
Желінің активті кедергісін келесі формула арқылы есептейміз

$$R = r_0 \cdot l, \text{Ом} \qquad (2.7)$$

мұндағы r_0 – меншікті активті кедергі, Ом/км;
l – желінің ұзындығы, км.
Желінің реактивті кедергісін келесі формула арқылы есептейміз:

$$x_0 = 0{,}144 \cdot log\left(\frac{D_{\text{орт}}}{r_{\text{сым}}}\right) + 0{,}0157, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, \qquad (2.8)$$

$$X = x_0 \cdot l, \text{Ом}. \quad (2.9)$$

Желінің реактивті өткігіштігін келесідей есептеледі:

$$b_0 = \frac{7{,}58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(D_{\text{орт}}/r_{\text{сым}}\right)}, \frac{\text{См}}{\text{км}}, \quad (2.10)$$

$$\text{B} = b_0 \cdot l, \text{См}. \quad (2.11)$$

мұндағы x_0 – меншікті реактивті кедергі, Ом/км;
b_0 – меншікті реактивті өткізгіштік, См/км;
$D_{орт}$ – сымның орташа диаметрі, мм;
$r_{сым}$– сымның радусы , мм.

Желінің соңындағы зарядтық қуатты келесі формуламен есептеледі:

$$Q_c = U_{\text{ном}}^2 \cdot B, \text{МВАр}. \quad (2.12)$$

Желідегі қуат шығындары:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot R, \text{МВт}. \quad (2.13)$$

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot R, \text{МВар}. \quad (2.14)$$

$I_{A\text{-}1}$ участок үшін L1 желісі:
Сым маркасы: АС-185/29
Параметрлері:

$$r_0 = 0{,}162 \text{ Ом /км},$$

$$R = 0{,}162 \cdot 35 = 5{,}67 \text{ Ом},$$

$$x_0 = 0{,}144 \cdot log\left(\frac{600}{1{,}08}\right) + 0{,}0157 = 0{,}413 \text{ Ом/км},$$

$$X = 0{,}413 \cdot 35 = 14{,}455 \text{ Ом},$$

$$b_0 = \frac{7{,}58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(600/1{,}08\right)} = 2{,}75 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

$$\text{B} = 2{,}75 \cdot 10^{-6} \cdot 35 = 9{,}6 \cdot 10^{-5} \text{См},$$

$$Q_c = \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 9{,}6 \cdot 10^{-5} = 0{,}58 \text{ МВАр.}$$

$I_{1\text{-}2}$ участок үшін L2 желісі:
Сым маркасы: АС-120/19
Параметрлері:

$$r_0 = 0{,}249 \text{ Ом /км},$$

$$R = 0{,}249 \cdot 60 = 14{,}94 \text{ Ом},$$

$$x_0 = 0{,}427 \text{ Ом/км},$$

$$X = 0{,}427 \cdot 60 = 25{,}62 \text{ Ом},$$

$$\text{B} = 2{,}66 \cdot 10^{-6} \cdot 60 = 1{,}596 \cdot 10^{-4} \text{ См},$$

$$Q_c = \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 1{,}596 \cdot 10^{-4} = 0{,}38 \text{ МВАр.}$$

$I_{2\text{-}3}$ участок үшін L3 желісі:
Сым маркасы: АС-120/19
Параметрлері:

$$r_0 = 0{,}249 \text{ Ом /км},$$

$$R = 0{,}249 \cdot 25 = 6{,}225 \text{ Ом},$$

$$x_0 = 0{,}427 \text{ Ом/км},$$

$$X = 0{,}427 \cdot 25 = 10{,}7 \text{ Ом},$$

$$\text{B} = 2{,}66 \cdot 10^{-6} \cdot 25 = 6{,}65 \cdot 10^{-5} \text{ См},$$

$$Q_c = \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 6{,}6 \cdot 10^{-5} = 0{,}4 \text{ МВАр.}$$

$I_{3\text{-}A'}$ участок үшін L4 желісі:
Сым маркасы: 2АС-240/32
Параметрлері:

$$r_0 = 0{,}12 \text{ Ом /км},$$

$$R = 0{,}5 \cdot 0{,}12 \cdot 140 = 8{,}4 \text{ Ом},$$

$$x_0 = 0{,}405 \text{ Ом/км},$$

$$X = 0{,}5 \cdot 0{,}405 \cdot 140 = 28{,}35 \text{ Ом},$$

$$\text{B} = 2 \cdot 2{,}81 \cdot 10^{-6} \cdot 140 = 7{,}87 \cdot 10^{-4} \text{ См},$$

$$Q_c = \frac{1}{2} \cdot 220^2 \cdot 7{,}87 \cdot 10^{-4} = 19{,}04 \text{ МВАр}.$$

2.3 Тұйықталған жүйе үшін желілердің қуат шығындары

Тұйықталған желі үшін желілердің қуат шығындары есептеледі:

L_1- желісіндегі шығындар

$$\Delta P = \frac{46{,}699^2 + 30{,}492^2}{110^2} \cdot 5{,}67 = 1{,}46 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{46{,}699 + 30{,}492^2}{110^2} \cdot 14{,}455 = 3{,}72 \text{ МВАр}.$$

L_2- желісіндегі шығындар

$$\Delta P = \frac{25{,}4^2 + 16{,}22^2}{110^2} \cdot 14{,}94 = 1{,}12 \text{ МВт},$$

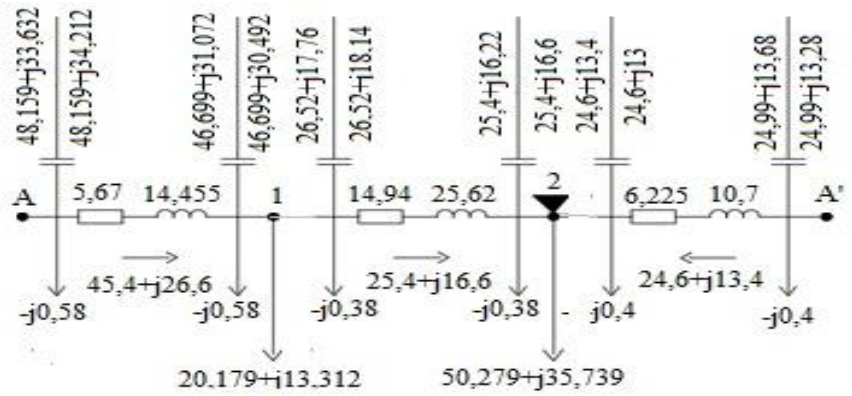
$$\Delta Q = \frac{25{,}4^2 + 16{,}22^2}{110^2} \cdot 25{,}62 = 1{,}92 \text{ МВар}.$$

L_3- желісіндегі шығындар

$$\Delta P = \frac{24{,}6^2 + 13^2}{110^2} \cdot 6{,}225 = 0{,}39 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{24{,}6^2 + 13^2}{110^2} \cdot 10{,}7 = 0{,}68 \text{ МВАр}.$$

2.2-суретте электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы көрсетілген.

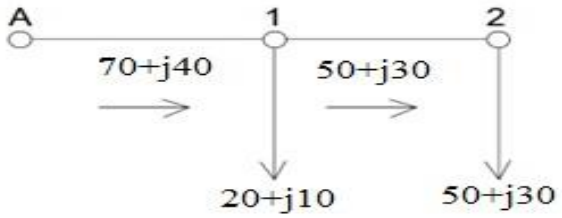


2.2-сурет- Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы

3 Тұйықталмаған жүйені есептеу

3.1 Тұйықталмаған жүйедегі сымдардың қимасын және параметрлерін есептеу

3.1-суретте тұйықталмаған жүйе үшін алмастыру схемасы берілген.



3.1-сурет – Электр беріліс желісінің схемасы

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

Желілердегі токтар:

$$I_1 = I_{\text{А}-1} = \frac{\sqrt{70^2 + 40^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 420\ A,$$

$$I_2 = I_{1-2} = \frac{\sqrt{50^2 + 30^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 300\ A.$$

Желілердегі есептік ток

$$I_{1p} = I_1 = 420 \cdot 1{,}05 \cdot 1 = 441\ A,$$

$$I_{2p} = I_2 = 300 \cdot 1{,}05 \cdot 1 = 315\ A.$$

$$S_{\text{эк}1} = \frac{420}{1{,}5} = 280\ \text{мм}^2, \qquad 2 \times \text{АС} - 120/19,$$

$$S_{\text{эк}2} = \frac{300}{1{,}5} = 200\ \text{мм}^2, \qquad 2 \times \text{АС} - 95/16.$$

Сонымен болатты алюминилі, яғни АС маркалы сымды таңдадым [2], олар төмендегі 3.1 - кестеде көрсетілген.

3.1 - кесте – Таңдалған сымның берілгендері

Желі	Ұзындығы, км	Кернеуі, кВ	Маркасы	Тогы, кА	Ұзақ рұқсат етілген ток, кА
L_1	35	110	2АС-120/19	0,42	0,78
L_2	60	110	2АС-95/16	0,30	0,66

I_{A-1} участок L_1 желісі:
Сым маркасы: 2АС-120/19
Параметрлері:

$$r_0 = 0{,}249 \text{ Ом /км},$$

$$R = \frac{0{,}249 \cdot 35}{2} = 4{,}36 \text{ Ом},$$

$$x_0 = 0{,}144 \cdot log\left(\frac{600}{1{,}33}\right) + \frac{0{,}0157}{3} = 0{,}427 \text{ Ом/км},$$

$$X = 0{,}5 \cdot 0{,}427 \cdot 35 = 7{,}47 \text{ Ом},$$

$$b_0 = \frac{7{,}58 \cdot 10^{-6}}{\lg\,(600/1{,}33)} = 2{,}66 \cdot 10^{-6} \text{ См/км},$$

$$\text{B} = 2{,}66 \cdot 10^{-6} \cdot 35 = 9{,}31 \cdot 10^{-5} \text{ См},$$

$$Q_c = \frac{2}{2} \cdot 110^2 \cdot 9{,}31 \cdot 10^{-5} = 1{,}12 \text{ МВАр}.$$

I_{1-2} участок үшін L_2 желісі:
Сым маркасы: 2АС-95/16
Параметрлері:

$$r_0 = 0{,}306 \text{ Ом /км},$$

$$R = \frac{0{,}306 \cdot 60}{2} = 9{,}18 \text{ Ом},$$

$$x_0 = 0{,}434 \text{ Ом/км},$$

$$X = \frac{0{,}434 \cdot 60}{2} = 13{,}02 \text{ Ом},$$

$$\text{B} = 2{,}61 \cdot 10^{-6} \cdot 60 \cdot 2 = 3{,}132 \cdot 10^{-4} \text{ См},$$

$$Q_c = \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 3{,}132 \cdot 10^{-4} = 1{,}89 \text{ МВАр}.$$

3.2 Тұйықталмаған жүйе үшін желілердің қуат шығындары

Электр беріліс желісінің максималды жүктеме кезіндегі алмастыру схемасы 3.2 – суретте көрсетілген.

L_1- желісіндегі шығындар

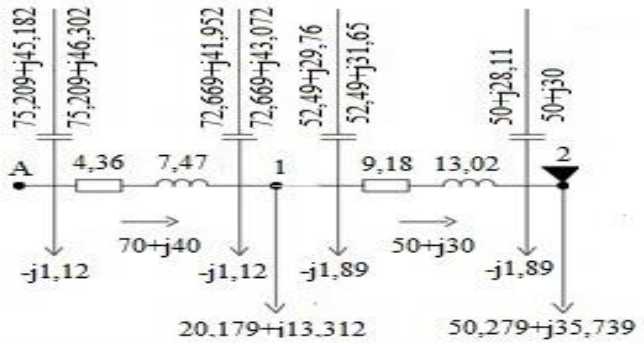
$$\Delta P = \frac{72{,}669^2 + 41{,}952^2}{110^2} \cdot 4{,}36 = 2{,}54 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{72{,}669^2 + 41{,}952^2}{110^2} \cdot 7{,}47 = 4{,}35 \text{ МВАр}.$$

L_2- желісіндегі шығындар

$$\Delta P = \frac{50^2 + 28{,}11^2}{110^2} \cdot 9{,}18 = 2{,}49 \text{ МВт},$$

$$\Delta Q = \frac{50^2 + 28{,}11^2}{110^2} \cdot 13{,}02 = 3{,}54 \text{ МВАр}.$$



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

Жүйенің қуаты $P_{\text{ном}}$= 95 МВт. ЭЭЖ жүктемесі f_0 = 50 Гц кезінде $P_{\text{н}}$= 60 МВт. Реттеу сипаттамасының тік коэффициенті $k_{\text{г}}$= 20, жүктеменің статикалық сипаттамасының тік коэффициенті $k_{\text{н}}$= 1. ЭЭЖ жүктемесінің қуатын 10 МВт-қа түсіру кезінде ЭЭЖ жиілігінің өзгеруін анықтаймыз.

Резерв коэффициенті:

$$\rho = \frac{P_{\text{г ном}}}{P_{\text{н}}} = \frac{95}{60} = 1{,}6,$$

$$\Delta f = \frac{\Delta P}{P_{\text{н}}(\rho k_{\text{г}} + k_{\text{н}})} f_0 = \frac{10}{60(1{,}6 \cdot 20 + 1)} \cdot 50 = 0{,}25 \text{ Гц},$$

$$f = f_0 - \Delta f = 50 - 0{,}25 = 49{,}75.$$

$k_{\text{г}} = 0$ реттеуі болған кезде:

$$\Delta f = \frac{10}{60(1{,}25 \cdot 0 + 1)} \cdot 50 = 8 \text{ Гц және } f = 50 - 8 = 42 \text{ Гц}.$$

4 Экономикалық бөлім

4.1 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.

4.2 Тұйықталған жүйе үшін экономикалық шығындар

4.1-кестеде тұйықталған жүйе үшін таңдалған АС маркалы сымдардың есептік бағалары мен тірек түрлері берілген.

4.1-кесте - Таңдалған сымдардың берілгендері мен бағаларының берілгендері

Желі	Ұзындығы, км	Кернеуі, кВ	Маркасы	Тірек түрі	Бағасы, млн.тг
L_1	35	110	АС-185/29	Біртізбекті сым	7,74
L_2	25	110	АС-120/19		6,84
L_3	60	110	АС-120/19		6,84

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

$$K_л = \sum K_0 \cdot l \text{, млн. тг} \quad (4.1)$$

$$K_л = K_{л1} + K_{л2} + K_{л3} \text{, млн. тг} \quad (4.2)$$

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

$$K_л = 7{,}74 \cdot 35 + 6{,}84 \cdot 25 + 6{,}84 \cdot 60 = 852{,}3 \text{ млн. тг.}$$

4.2-кестеде таңдалған трансформатор маркалары мен тірек есептік бағалары көрсетілген.

4.2-кесте – Таңдалған трансформатордың бағаларының берілгендері

Қосалқы станциясы	Трансформатор типі	Бағасы, млн.тг
№1	ТДН-16000/110	158,4
№2	ТРДЦН-63000/110	232,8

Қосалқы станцияның құны:

$$K_{\text{пс}} = K_{\text{пс1}} + K_{\text{пс2}}\text{, млн. тг} \quad (4.3)$$

мұндағы $К_{пс}$ – қосалқы станцияның толық бағасы.

$$K_{\text{пс}} = (48 \cdot 2 + 42 \cdot 4) \cdot 600 + (110 \cdot 2 + 42 \cdot 4) \cdot 600 = 391{,}2 \text{ млн. тг.}$$

$$\text{К} = K_{\text{пс}} + K_{\text{л}}\text{, млн. тг} \quad (4.4)$$

$$\text{К} = 852{,}3 + 391{,}2 = 1243{,}5 \text{ млн. тг.}$$

Эксплуатациялық шығындар.

$$\text{И}_{\text{т}} = \text{И}_{\text{пс}} + \text{И}_{\text{л}} + \text{И}_{\Delta w}\text{, млн. тг} \quad (4.5)$$

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

$$\text{И}_{\text{л}} = \frac{\alpha_{\text{а}} + \alpha_{\text{в}}}{100} \cdot \text{К}_{\text{л}}\text{, млн. тг} \quad (4.6)$$

мұндағы α_a=2,4; $\alpha_в$=0,4 ;

$$\text{И}_{\text{л}} = \frac{2{,}4 + 0{,}4}{100} \cdot 852{,}3 = 23{,}86 \text{ млн. тг.}$$

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

$$\text{И}_{\text{пс}} = \frac{\alpha_{\text{а}} + \alpha_{\text{р}}}{100} \cdot \text{К}_{\text{пс}}\text{, млн. тг} \quad (4.7)$$

мұндағы α_a=2; [1], $\alpha_р$,=6,4.

$$И_{пс} = \frac{2 + 7{,}4}{100} \cdot 391{,}2 = 36{,}77 \text{ млн. тг.}$$

Қуаттың максималды шығын уақытын келесі формула арқылы есептейміз: Максималдық жүктеменің жылдық сағаты $T_{мах}$=5000 сағ.

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{5000}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3410{,}9 \text{ сағ.}$$

Желідегі активті қуаттың тұрақты шығыны:

$$\Delta P_{пост} = \Delta P_{xx} \cdot n \text{ , МВт} \quad (4.8)$$

$$\Delta P_{пост1} = 0{,}019 \cdot 2 = 0{,}038 \text{ МВт,}$$

$$\Delta P_{пост2} = 0{,}059 \cdot 2 = 0{,}118 \text{ МВт.}$$

Желідегі активті қуаттың айнымалы шығыны:

$$\Delta P_{max} = 3 \cdot I^2 R_{\Sigma} \text{ , МВт} \quad (4.9)$$

$$\Delta P_{max1} = 3 \cdot 0{,}27^2 \cdot (5{,}67 + 2{,}19) = 1{,}719 \text{ МВт,}$$

$$\Delta P_{max2} = 3 \cdot 0{,}16^2 \cdot (14{,}94 + 0{,}435) = 1{,}18 \text{ МВт,}$$

$$\Delta P_{max3} = 3 \cdot 0{,}14^2 \cdot 6{,}225 = 0{,}36 \text{ МВт}$$

$$И_{\Delta w} = \beta \cdot (\tau \cdot \Delta P_{max} + 8760 \cdot \Delta P_{пост}) \text{ млн. тг} \quad (4.10)$$

$$И_{\Delta w1} = 1{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot (3410{,}9 \cdot 1{,}719 + 8760 \cdot 0{,}038) = 9{,}29 \text{ млн. тг}$$

$$И_{\Delta w2} = 1{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot (3410{,}9 \cdot 1{,}18 + 8760 \cdot 0{,}118) = 7{,}59 \text{ млн. тг}$$

$$И_{\Delta w3} = 1{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot (3410{,}9 \cdot 0{,}36) = 1{,}84 \text{ млн. тг}$$

$$И_{\Delta w} = 9{,}29 + 7{,}59 + 1{,}84 = 18{,}72 \text{млн. тг}$$

$$И = 23{,}86 + 36{,}77 + 18{,}72 = 79{,}35 \text{ млн. тг.}$$

1 жылдық келтірілген шығындарды есептейміз:

$$З_i = p_н \cdot \sum К + И \text{ млн. тг} \quad (4.11)$$

$$З_i = 0{,}15 \cdot 1243{,}5 + 79{,}35 = 265{,}87 \text{ млн. тг.}$$

4.3 Тұйықталмаған жүйе үшін экономикалық шығындар

4.3-кестеде тұйықталмаған жүйе үшін таңдалған АС маркалы сымдардың есептік бағалары мен тірек түрлері берілген.

4.3-кесте – Таңдалған сымдардың берілгендері мен бағаларының берілгендері

Желі	Ұзындығы, км	Кернеуі, кВ	Маркасы	Тірек түрі	Бағасы, млн.тг
L_1	35	110	2АС-120/19	Екітізбекті сым	10,86
L_2	60	110	2АС-95/16		10,68

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

$$K_л = 10{,}86 \cdot 35 + 10{,}68 \cdot 60 = 1020{,}9 \text{ млн. тг},$$

$$К = 1020{,}9 + 391{,}2 = 1412{,}1 \text{ млн. тг}.$$

Эксплуатациялық шығындар.

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

$$И_л = \frac{2{,}4 + 0{,}4}{100} \cdot 1020{,}9 = 28{,}58 \text{ млн. тг}.$$

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

$$И_{пс} = \frac{2 + 7{,}4}{100} \cdot 391{,}2 = 36{,}77 \text{ млн. тг}.$$

Қуаттың максималды шығын уақытын келесі формула арқылы есептейміз:

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{5000}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3410{,}9 \text{ сағ}.$$

Желідегі активті қуаттың тұрақты шығыны:

$$\Delta P_{пост1} = 0{,}019 \cdot 2 = 0{,}038 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_{\text{пост2}} = 0{,}059 \cdot 2 = 0{,}118 \text{ МВт}.$$

Желідегі активті қуаттың айнымалы шығыны:

$$\Delta P_{max1} = 3 \cdot 0{,}42^2 \cdot (4{,}36 + 2{,}19) = 3{,}47 \text{ МВт},$$
$$\Delta P_{max2} = 3 \cdot 0{,}3^2 \cdot (9{,}18 + 0{,}435) = 2{,}59 \text{ МВт}.$$

$$\text{И}_{\Delta w1} = 1{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot (3410{,}9 \cdot 3{,}47 + 8760 \cdot 0{,}038) = 18{,}2 \text{ млн. тг},$$
$$\text{И}_{\Delta w2} = 1{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot (3410{,}9 \cdot 2{,}59 + 8760 \cdot 0{,}118) = 14{,}8 \text{ млн. тг}.$$

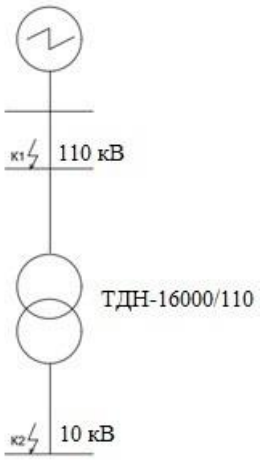
$$\text{И}_{\Delta w} = 18{,}2 + 14{,}8 = 33 \text{ млн. тг},$$
$$\text{И} = 28{,}58 + 36{,}77 + 33 = 98{,}35 \text{млн. тг}.$$

1 жылдық келтірілген шығындарды есептейміз:

$$\text{З}_i = 0{,}15 \cdot 1412{,}1 + 98{,}35 = 310{,}16 \text{ млн. тг}.$$

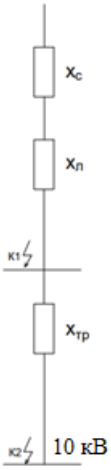
5 Қысқаша тұйықталу тогын есептеу

5.1-суретте қысқаша тұйықталу токтарының жоғарғы 110 кВ және төменгі 6 кВ ТДН-16000/110 трансформаторы үшін есептік схемасы берілген.



5.1-сурет – Есептік схема

5.2-суретте қысқаша тұйықталу токтарының жоғарғы 110 кВ және төменгі 6 кВ ТДН-16000/110 трансформаторы үшін алмастыру схемасы берілген.



5.2-сурет – Алмастыру схемасы

$$S_{КЗ} = \sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110 = 381 \text{ МВА}$$

Жүйе кедергісі:

$$X_{с*} = \frac{S_б}{S_{КЗ}} \tag{5.1}$$

$$X_{с*} = \frac{100}{381} = 0{,}26$$

Желінің кедергісі:

$$X_{л*} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_б^2}\,, \tag{5.2}$$

$$X_{л*} = 0{,}413 \cdot 35 \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}109\,.$$

Трансформаторлардың кедергісі:

$$X_{тр*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{тр}}, \tag{5.3}$$

мұндағы U_k- трансформатордың қ.т. кернеуі %;

$U_б$ - трансформатордың базистік кернеуі %;

$S_б$- трансформатордың базистік қуаты, МВ·А.

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

$$X_{тр*} = \frac{10{,}5}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0{,}65.$$

Қосынды кедергі:

$$X_{кос\ к1} = X_{с*} + X_{л*,} \tag{5.4}$$

$$X_{кос\ к1} = 0{,}26 + 0{,}109 = 0{,}307.$$

Базистік ток келесі формуламен анықталады, кА:

$$I_{б1} = \frac{S_{б1}}{U_{б1} \cdot \sqrt{3}}, \tag{5.5}$$

$$I_б = \frac{100}{115 \cdot \sqrt{3}} = 0{,}50\ кА\,.$$

К-1 нүктесіндегі қысқаша тұйықталу тогын анықтайық:

$$I_{к1} = \frac{I_{б1}}{X_{кос\,к1}}, \tag{5.6}$$

$$I_{к1} = \frac{0{,}50}{0{,}309} = 1{,}61 \text{ кА}.$$

К-2 нүктесіндегі қысқаша тұйықталу тогын анықтаймыз:

$$X_{кос\,к2} = X_{с*} + X_{л*} + X_{тр*}, \tag{5.7}$$

$$X_{кос\,к2} = 0{,}26 + 0{,}109 + 0{,}65 = 1{,}019,$$

$$I_{б2} = \frac{100}{6{,}6 \cdot \sqrt{3}} = 8{,}74 \text{ кА}.$$

$$I_{к2} = \frac{I_{б2}}{X_{кос\,к2}} \text{ кА}, \tag{5.8}$$

$$I_{к2} = \frac{8{,}74}{1{,}019} = 8{,}57 \text{ кА}.$$

Қысқаша тұйықталудың соққы тогын анықтаймыз:

$$i_{сок} = I_к \cdot \sqrt{2} \cdot к_{сок,} \tag{5.9}$$

$$i_{сок\ к1} = 1{,}61 \cdot \sqrt{2} \cdot 1{,}8 = 4{,}09 \text{ к А},$$

$$i_{сок\ к2} = 8{,}57 \cdot \sqrt{2} \cdot 1{,}8 = 21{,}81 \text{ к А},$$

$$B_{к1} = 1{,}61^2 \cdot 3 = 7{,}7 \text{ к А}^2 \cdot \text{С},$$

$$B_{к2} = 8{,}57^2 \cdot 3 = 220{,}3 \text{ к А}^2 \cdot \text{С}.$$

6 Электр аппараттарын таңдау

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

Кернеуі U=110 кВ жақтағы айырғыш пен ажыратқыш және ток трансформаторы таңдалған.

6.1 - кесте – Таңдалған электр аппататтарының параметрлері

Тандау шарты	Есептік мәндер	Паспорттағы берілгендері		
		ВТГ-110	РДЗ-110	ТФЗМ110-У1
1) $U_к \geq U_{ном}$ кВ	110	110	110	110
2)$I_к \geq I_{ном}$ A,	270	2500	1000	750
3)$I_{сок} \geq I_{кт}$кA,	1,61	40	-	-
4)$i_d \geq i_c$ кА,	4,09	102	31,5	62
5)$i_{терм} \geq$ Вб$_c$ кА$^2 \cdot$ С	7,7	40/3	25	14/3

6.2 –кестеде ТФЗМ 110-У1 ток трансформаторының жүктемесі көрсетілген , А және С фазаларының трансформаторлары көбірек жүктелгені көрініп тұр.

6.2-кесте – ТФЗМ 110-У1 ток трансформаторының жүктемесі

Аспаптар	Түрі	Жүктеме ,ВА фазалар		
		А	В	С
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Амперметр	Э-379	0,5	0,5	0,5
Актив қуат санауыш	СА3-И670	2,5	-	2,5
Барлығы		4	0,5	4

Аспаптардың жалпы кедергілері:

$$r_{аспап} = \frac{S_{аспап}}{I_2^2}, Ом \qquad (6.1)$$

мұндағы $S_{аспап}$ аспаптар қуаты,

I_2– құрылғының екінші номинал ток.

$$r_{аспап} = \frac{4}{1} = 4 \text{ Ом}.$$

Аспаптардың ортақ кедергісі:

$$r_2 = Z_{2ном} - r_{аспап} - r_к, \text{Ом} \quad (6.2)$$

$$r_2 = 4{,}47 - 4 - 0{,}05 = 0{,}42 \text{ Ом}$$

мұндағы $r_к$=0,05 Ом көп жағдайда.

Мыс өзекшелі кабель таңдаймыз: p=0,0175Ом · мм^2/м

$$q = \frac{\rho \cdot l_{есеп}}{r_2}, \text{мм}^2, \quad (6.3)$$

мұндағы $l_{есеп} = l = 70$ м.

$$q = \frac{0{,}0175 \cdot 90}{0{,}42} = 3{,}75 \text{ мм}^2.$$

Қимасы 4 мм² КРВГ сым кабельді таңдаймын.

Кернеуі U=10 кВ жақтағы айырғыш пен ажыратқыш және ток трансформаторы таңдалып, 6.3 –кестеде көрсетілген.

6.3-кесте – Таңдалған электр аппараттарының параметрлері

Тандау шарты	Есептік мәндер	Паспорттағы берілгендері		
		ВВЭ-М-10-40	РВФ	ТПОЛМ-10
1) $U_к \geq U_{ном}$ кВ	10	10	10	10
2)$I_к \geq I_{ном}$ A,	656	2000	1000	1000
3)$I_{сок} \geq I_{кт}$кA,	8,57	40	-	-
4)$i_d \geq i_c$ кА,	24,81	50	100	155
5)$i_{терм} \geq$ Вб$_c$ кА$^2 \cdot$ С	220,3	40/3	1800	1200

7 Арнайы бөлім

7.1 ЭЭЖ жиілікті реттеу

ЭЭЖ-дегі электр станцияларында адам үшін аз уақыт аралығында өндірілетін электр энергиясы бірден жүктемелермен тұтынылады және оны беру кезінде шығындарға жұмсалады. Электр энергиясын өндіру және тұтыну процестерінің бір мезгілде жүретіні айтылады. Жеңілдетілген ЭЭЖ электр станцияларының N генераторларының, тұтынушылардың m жүктемелерінің және электр желілерінің жиынтығы түрінде ұсынылуы мүмкін, олар генераторлар мен жүктемелерді электр желілері мен трансформаторлар арқылы байланыстырады (7.1-сурет). Бұл ретте ЭЭЖ-дегі генераторлар параллель жұмыс істейді және олардың әрбір сәтте бірлік генерациясының жиынтық қуаты ЭЭЖ тұтынылатын қуатына тең болады. $\sum Q_{\text{г}}$ және $\sum Q_{\text{г}}$ реактивті қуат үшін де дәл осылай айтуға болады:

$$\sum P_{\text{Г}} = \sum P_{\text{п}} = \sum P_{\text{Н}} + \sum P_{\text{СН}} + \Sigma\Delta P, \qquad (7.1)$$

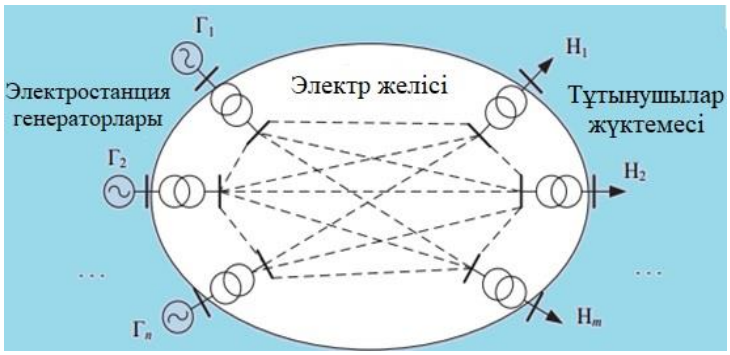
$$\sum Q_{\text{Г}} = \sum Q_{\text{п}} = \sum Q_{\text{Н}} + \sum Q_{\text{СН}} + \Sigma\Delta Q - \sum Q_{\text{с}}, \qquad (7.2)$$

мұндағы $\sum P_{\text{Н}}$ және $\sum Q_{\text{Н}}$– ЭЭЖ жүктемелерінің жиынтық активті және реактивті қуаты;

$\sum P_{\text{СН}}$ және $\sum Q_{\text{СН}}$ – электр станцияларының меншікті қажеттіліктерінің жиынтық активті және реактивті қуаты;

$\Sigma\Delta P$ және $\Sigma\Delta Q$ – ЭЭЖ – тегі қуаттың жиынтық активті және реактивті шығыны;

$\sum Q_{\text{с}}$-ЭЭП-тің жиынтық зарядтау қуаты.

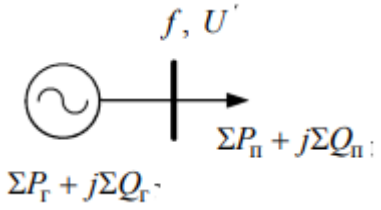


7.1 – сурет. ЭЭЖ жеңілдетілген моделі

7.1 және 7.2-теңдеулер ЭЭЖ қуаттарының тепе-теңдігін білдіреді.

Эквивалентті ЭЭЖ схемасын қарастырайық, мұнда эквивалентті генератор электр станцияларының өз қажеттіліктерінің қуатын $\sum P_{\text{Г}} + j\Sigma Q_{\text{Г}}$ қоса алғанда,

электр желілері арқылы ЭЭЖ-нің барлық жүктемелері қоректенетін қабылдау шиналарына берілетін энергия жүйесінің жалпы қуатын шығарады (7.2-сурет). Қарапайым жағдайда, бұл тізбекте генераторға жақын орналасқан кейбір жүктемелерді беретін бір нақты генератор орнатылуы мүмкін.



7.2 – сурет. ЭЭЖ эквивалентті схемасы

Жүктеме қуатының белгіленген режимінде олардың j жиілігі және U кернеуі бойынша статикалық сипаттамалары ұсынылады:

$$P_{\text{н}} = \varphi_p(f, U) \text{ және } Q_{\text{н}} = \varphi_q(f, U). \tag{7.3}$$

ЭЭЖ-дегі тұтынудың жалпы қуаты f және U - ге де байланысты:

$$P_{\text{п}} = \varphi_p(f, U) \text{ және } Q_{\text{п}} = \varphi_q(f, U). \tag{7.4}$$

Демек, ЭЭЖ - дегі қуат балансы жиілік пен кернеудің белгілі бір мәндеріне жауап береді.

ЭЭЖ-дегі жиілік пен кернеулер тұрақты бола алмайды, өйткені активті және реактивті қуатты тұтыну үнемі өзгеріп отырады. ГОСТ-32144-2013 электр энергиясының сапа көрсеткіштеріне қойылатын талаптарды анықтайды, олардың ішінде номиналды Δf жиіліктен жиіліктің ауытқуы және теріс $\delta U_{(-)}$ жиілік және оң $\delta U_{(+)}$ кернеудің ауытқуы:

$$\Delta f = f_m - f_{\text{ном}},$$

$$\delta U_{(-)} = \frac{U_0 - U_{m(-)}}{U_0} 100\%, \; \delta U_{(+)} = \frac{U_{m(+)} - U_0}{U_0} 100\%,$$

мұндағы f_m– кернеудің негізгі жиілігінің өлшенген мәні, Гц; $U_{m(-)}$, $U_{m(+)}$ – кернеудің өлшенген мәндері, тиісінше U_0 кіші және U_0 үлкен, кВ; U_0 – стандартты номиналды кернеуіне немесе $U_{\text{с}}$ келісілген кернеуіне тең кернеу, кВ.

Тұрақты режимде электр желісінің барлық бөліктерінде бірдей болатын жиіліктен айырмашылығы, олар өлшенетін нүктенің орналасуына байланысты кернеудің ауытқуларына әр түрлі талаптар қойылады. Жалпы жағдайда мемлекеттік стандартқа сәйкес электр энергиясын беру нүктесіндегі кернеудің теріс және оң ауытқуы кернеудің номиналды немесе келісілген мәнінің 10% - нан аспауы тиіс. Жалпы қосылу нүктелеріндегі кернеудің оң және теріс ауытқуларының рұқсат етілген мәндерін электр энергиясын беру нүктелерінде

ГОСТ-32144–2013 нормаларын орындау қажеттілігін ескере отырып, желілік ұйым белгілеуі тиіс.

Қуат балансын 7.1 және 7.2 ескере отырып, келесідей жазуға болады:

$$\sum P_{\text{Г}} = \sum P_{\text{п}} = \varphi_p(f, U), \tag{7.6}$$

$$\sum Q_{\text{Г}} = \sum Q_{\text{п}} = \varphi_p(f, U). \tag{7.7}$$

Біз кейбір бастапқы режимнің параметрлерін 0 индексімен белгілейміз, содан кейін жиілік пен кернеудің ауытқуы бастапқы режимнен кез-келген кішігірім ауытқуларда пайда болады . Бұл жағдайда (7.6) және (7.7) теңдеулерді параметрлердің ауытқулары арасындағы шамамен сызықтық тәуелділіктермен ұсынуға болады (тек сызықтық терминдерді сақтай отырып, Тейлор қатарына ыдырау):

$$\Delta P_{\text{Г}} = a_f \Delta f + a_U \Delta U, \tag{7.8}$$

$$\Delta Q_{\text{Г}} = b_f \Delta f + b_U \Delta U.$$

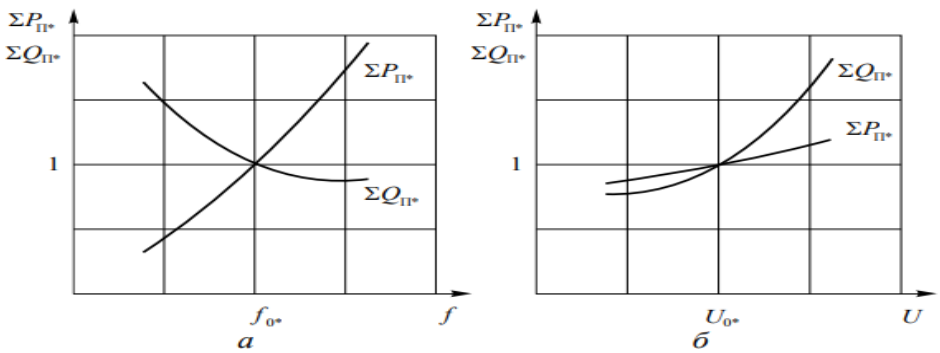
онда коэффициенттер жиілік кернеу бойынша ішінара туындылар болып табылады:

$$a_f = \frac{\partial \varphi_p(f,U)}{\partial f}, a_U = \frac{\partial \varphi_p(f,U)}{\partial U},$$

$$b_f = \frac{\partial \varphi_q(f,U)}{\partial f}, b_U = \frac{\partial \varphi_q(f,U)}{\partial U}.$$

Теңдеулер жүйесі жиілік пен кернеудің өсуінің пайда болатын активті және реактивті қуаттың өзгеруімен байланысын анықтайды.

АЭС үшін активті және реактивті қуатты тұтынудың жалпыланған статикалық сипаттамалары 7.3 – суретте көрсетілген.



7.3 – сурет. Жиілік (а) және кернеу (б) бойынша активті және реактивті қуатты тұтынудың статикалық сипаттамалары (салыстырмалы бірліктерде)

$a_f, a_{U,} b_f, b_U$ коэффициенттер жиілік пен кернеуді реттейтін жүктеме әсерлері деп аталады. Бұл коэффициенттердің шамасы неғұрлым үлкен болса, абсцисса осіне сызықтық тәуелділіктердің көлбеу бұрышы соғұрлым үлкен болады және жиіліктің немесе кернеудің өзгеруіне активті және реактивті қуаттың реакциясы соғұрлым күшті болады:

$$a_f = \tan\alpha_f, b_f = \tan\beta_f,$$
$$a_U = \tan\alpha_U, b_f = \tan\beta_U,$$

мұндағы $\alpha_f, \alpha_{U,} \beta_f, \beta_U$ - тиісті статикалық сипаттамалар үшін f_0 және U_0 нүктелеріндегі абсцисса осіне жанама бұрыштар.

7.8-теңдеулер жүйесін шешеміз, ол үшін оны матрицалық түрде қайта жазамыз:

$$\binom{\Delta P_г}{\Delta Q_г} = \begin{pmatrix} a_f & \alpha_U \\ b_f & b_U \end{pmatrix} \binom{\Delta f}{\Delta U}. \qquad (7.9)$$

$\begin{pmatrix} a_f & \alpha_U \\ b_f & \beta_U \end{pmatrix}$ кері матрицаны тауып, теңдеудің екі бөлігін де солға көбейтіңіз. Бастапқы матрицаның детерминанты

$$\Delta = a_f b_U - \alpha_U b_f$$

оң мән болып табылады, себебі $a_f b_U > 0$, ал $\alpha_U b_f < 0$ (7.3 – сурет).
Нәтижесінде бізде

$$\binom{\Delta f}{\Delta U} = \frac{1}{\Delta} \begin{pmatrix} b_U & -\alpha_U \\ -b_f & a_f \end{pmatrix} \binom{\Delta P_г}{\Delta Q_г}, \qquad (7.10)$$

немесе

$$\Delta f = \frac{1}{\Delta}(b_U \Delta P_г - a_U \Delta Q_г), \qquad (7.11)$$

$$\Delta U = \frac{1}{\Delta}(-b_f \Delta P_г + a_f \Delta Q_г). \qquad (7.12)$$

Осы қатынастарға сәйкес өндірілген қуаттылықтағы өзгерістердің жиілік пен кернеудің өзгеруіне әсерін көруге болады.

Теңдеу $\Delta P_г < 0$ болсын, жеңіл болу үшін $\Delta Q_г = 0$. Сонда

$$\Delta f = \frac{1}{\Delta}(b_U \Delta P_г) < 0,$$

$$\Delta U = \frac{1}{\Delta}(-b_f \Delta P_г) < 0,$$

Енді $\Delta Q_г < 0$, ал $\Delta P_г = 0$ деп қарастырайық. Бұл жағдайда

$$\Delta f = \frac{1}{\Delta}(-a_U \Delta Q_г) > 0,$$

және

$$\Delta U = \frac{1}{\Delta}(a_f \Delta Q_{\text{г}}) < 0.$$

Демек $a_f \gg a_U$ екенін ескерсек, реактивті қуаттың төмендеуі жиіліктің өзгеруіне қарағанда кернеудің төмендеуіне көбірек әсер етеді.

Осылайша, келесі қорытындылар жасауға болады:

•генерацияланған қуаттың төмендеуі кезінде жүйеде жиілік пен кернеудің өзгеруі байқалады;

•генерацияланған активті қуаттың төмендеуі жиіліктің де, кернеудің де төмендеуіне әкеледі;

•генерацияланған реактивті қуаттың төмендеуі кернеудің төмендеуіне және жиіліктің шамалы жоғарылауына әкеледі.

Физикалық тұрғыдан алғанда, өндірілген реактивті қуаттың төмендеуімен жиіліктің жоғарылауын желідегі активті қуаттың жоғалуының төмендеуімен түсіндіруге болады, бұл ЭЭЖ-де тұтынылатын активті қуаттың төмендеуіне әкеледі.

Ұқсас тұжырымдарды өндірілетін қуаттылықтың оң өзгерістері үшін де жасауға болады. Нәтижесінде жиілік пен кернеуді реттеуді жүзеге асыру үшін ЭЭЖ режиміне қалай әсер ету керектігін анықтауға болады. Осылайша, жиілікті реттеуге энергия тасымалдаушыны (бу немесе су) турбинаға қосуды реттеу арқылы генерацияланатын активті қуатты өзгерту арқылы қол жеткізіледі. Өндірілетін активті қуаттың мәні жиілік талаптарымен анықталатындықтан, кернеуді реттеу үшін реактивті қуаттың өзгеруі қолданылады, бұл өз кезегінде синхронды генератордың қозу тогын реттеуді қажет етеді.

Айта кету керек, ЭЭЖ-дегі жиілік оның барлық нүктелерінде бірдей (тек тұрақты режимдер қарастырылады), ал кернеулер желінің барлық түйіндерінде әр түрлі болады, сондықтан кернеуді реттеу туралы айтатын болсақ, кернеуді бір уақытта өзгерту қажет болатын белгілі бір түйінді немесе түйіндер тобын есте ұстаған жөн (арттыру немесе азайту).

7.2 Біріншілікті қозғалтқыш сипаттамалары

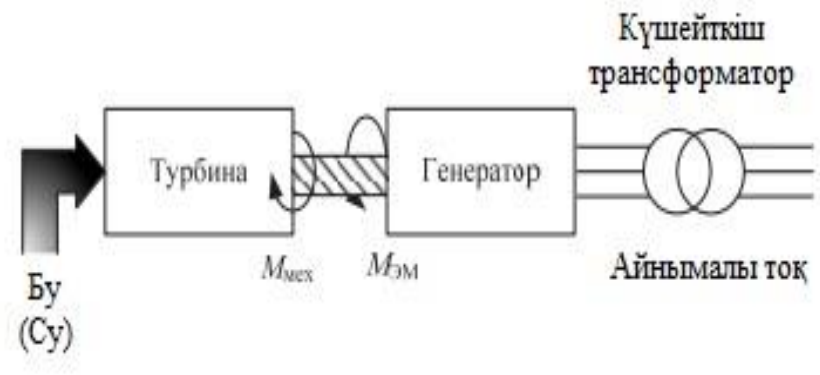
Тұтынушылардың қуаты уақыттың әр сәтінде өзгереді, өзгерістер баяу немесе секірулермен жүруі мүмкін.

Баяу өзгерістер күн сайын бірдей дерлік көрінеді, сондықтан оларды болжауға болады. Олар, әдетте, кездейсоқ сипаттағы күрт жылдам өзгерістерге ұшырайды.

Қуаттылықтың күрт өзгеруінің себебі генераторлардың авариялық ажыратылуы болып табылады, бұл генераторлық қуаттардың тапшылығына, жүктемелерді өшіруге және қосуға, сондай-ақ электр желісінің элементтерін өшіруге және қосуға әкеледі.

Жүктеменің күрт жоғарылауы немесе күрт төмендеуі жағдайында қуаттың лезде теңгерімсіздігі айналмалы машиналардың (генераторлардың, қозғалтқыштардың) инерциясына байланысты кинетикалық энергиямен өтеледі. Бұл жиіліктің төмендеуіне (немесе жоғарылауына) әкеледі. Жиіліктің ауытқуын жою үшін генерация мен қуат тұтыну арасындағы тепе-теңдікті қалпына келтіру қажет, оған турбинаның қуатын оған энергия тасымалдаушысын іске қосуды реттеу арқылы өзгерту арқылы қол жеткізіледі.

Реттеу жүйелерінің әсерінен олардың қуатының өзгеруін анықтайтын жылу және гидравликалық турбиналардың бірінші реттік қозғалтқыштарының сипаттамаларын қарастырыңыз. 7.4-суретте бу немесе су энергиясын электр энергиясына айналдыру схемасы көрсетілген.



7.4 – сурет. Энергия түрлендіру схемасы

Тұрақты режимде турбо немесе гидрогенератор білігіндегі күш моменттерінің тепе-теңдігі болады:$M_{мех} = M_{ЭМ}$. Турбина дамытатын қуат генераторға беріледі: $P_Т = P_Г$ турбинаның белгілі бір Ω айналу жылдамдығымен. Турбинаның қуаты $P_Т = M_{мех}\,\Omega$ механикалық моментпен , ал генератордың қуаты $P_Г = \sqrt{3}$ генератордың статор тогымен анықталады .

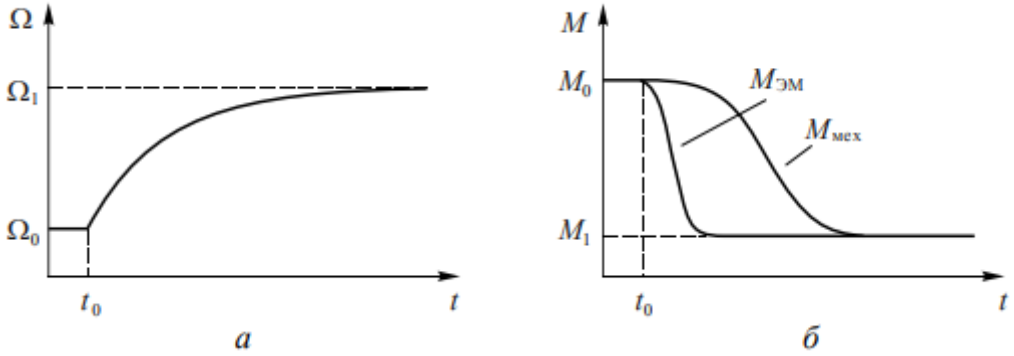
ЭЭЖ-дегі жүктеменің төмендеуі генератордың статор орамаларындағы токтың төмендеуіне және ротор білігіндегі электромагниттік моменттің төмендеуіне әкеледі. Механикалық момент электромагниттік моменттен $M_{мех} > M_{ЭМ}$ үлкен болады және артық механикалық моменттің әсерінен ротордың айналу жылдамдығы арта бастайды.

Реттелмеген турбина жағдайында оның $P_Т$ қуаты өзгеріссіз қалады және жылдамдықтың жоғарылауымен $M_{мех}$ момент күш моменттерінің жаңа тепе-теңдігін беретін M_1 мәнге дейін төмендейді (7.5-сурет). Бұл жағдайда турбинаның айналу жылдамдығы Ω_1 тең болады . 7.5-суретте t_0 уақыт жүйенің жүктемесінің төмендеу сәтін білдіреді.

Реттелетін турбина жағдайында оның айналу жылдамдығын арттыру генератор роторының айналу жылдамдығын тұрақты ұстап тұру үшін турбинаға

энергия тасымалдаушының (бу немесе су) берілуін азайтуды қамтамасыз ететін автоматты жылдамдық реттегішін (АРС) іске қосады.

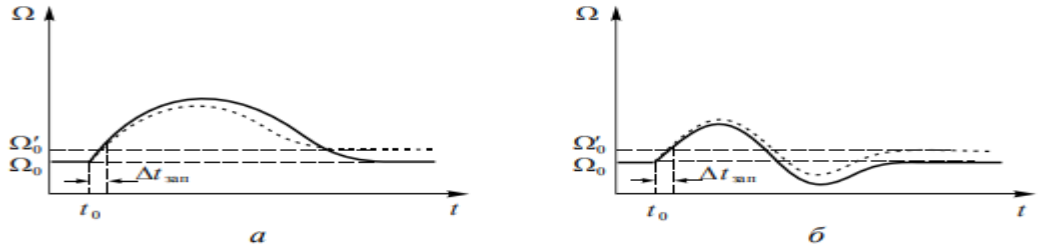
АРС жұмысының принципі реттеу жүйесінің кері теріс байланысына (ҚОҚ) негізделген: реттелетін параметр жоғарылаған кезде жүйе азаяды, ал төмендеген кезде энергия жеткізілімін арттырады.



7.5 – сурет. Турбинаның айналу жылдамдығын (А) және механикалық моментін (б) өзгерту

Біраз кідіріспен әрекет ететін АРС процестің сипатын өзгертеді. Бұл процесс апериодты немесе тербелмелі болуы мүмкін (сурет. 4.6, А және б) сәйкесінше. АРС әсерінен бұрынғы жылдамдық қалпына келеді немесе 0-ге жақын жылдамдық орнатылады.

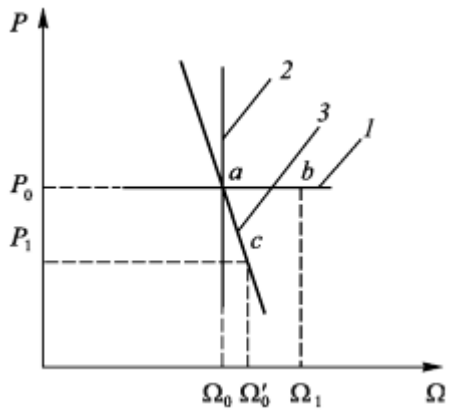
Бірінші жағдайда, жүктеме өзгергеннен кейін және өтпелі кезең аяқталғаннан кейін АРС бұрынғы жылдамдығын қалпына келтіреді, реттеу статикалық деп аталады. Әйтпесе, бұрынғыдан басқа жылдамдық орнатылған кезде реттеу статикалық деп аталады және реттеу жүйесі статикалық деп те аталады.



7.6 – сурет. Процестің апериодтық (а) және тербелмелі (б) сипатындағы турбинаның айналу жылдамдығының өзгеруі

Турбиналық АРС сипаттамасы көбінесе генератордың жылдамдығы мен қуатының координаттарында ұсынылады (7.7-сурет). Реттелмейтін турбина жағдайында P_0 қуаты тұрақты болып қалады және тек жылдамдық өзгереді (бастапқы а режимінің түзу l жұмыс нүктесі, жаңа режим – b). Астатикалық

реттеу жағдайында, керісінше, турбинаның айналу жылдамдығы тұрақты болып қалады, ал қуат энергия тасымалдағышты іске қосумен реттеледі (2-түзу). Реттегіштің статизмінде сипаттама абсцисса осіне қарай қисайған (3-түзу) және ЭЭЖ жүктемесі өзгерген кезде жылдамдық бұрынғы мәнге дейін қалпына келтірілмейді (c жұмыс нүктесі). Жаңа жылдамдық бастапқы жылдамдықтан неғұрлым күшті болса, реттеу жүйесінің статистикасы соғұрлым үлкен болады, яғни АРС сипаттамасы мен ординат осі арасындағы бұрыш соғұрлым үлкен болады.



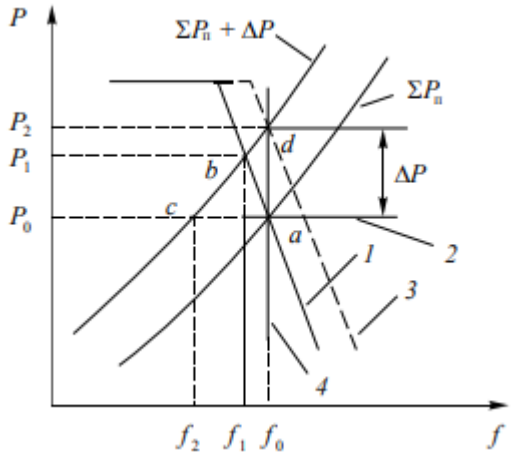
7.7 – сурет. АРС сипаттамасы

АРС сипаттамасының абсцисса осіне көлбеу бұрышының тангенсіне тең k_{Γ} коэффициенті реттеу сипаттамасының тіктігі деп аталады.

7.3 Бірінші және екінші реттік жиілікті реттеу

7.2-суреттегі эквивалентті схемамен ұсынылған электр жүйесін қайтадан қарастырыңыз. Бұл жүйеде жиілікті реттеу процесін турбина қуатының синхронды генератор шиналарындағы айнымалы ток жиілігіне тәуелділігін көрсететін графиктер арқылы бақылауға болады (7.8-сурет). Бұл координаттарда турбина 1 АРС сипаттамасы 7.7-суреттегідей болады, өйткені синхронды генератордың айнымалы ЭҚК жиілігі айналу жылдамдығына пропорционалды.

Жылдамдықтың (демек, жиіліктің) үлкен төмендеуімен АРС турбинаның бағыттаушы аппаратын толығымен ашады. Бұл жағдайда турбина номиналды қуатты дамытады. Жылдамдықтың төмендеуімен оны одан әрі өзгерту мүмкін болмайды. 7.8-суретте 1-сипаттаманың көлденең бөлігі осы жұмыс режиміне жауап береді.



7.8 – сурет. Бірінші және екінші реттік жиілікті реттеу

7.8-суретте $\sum P_{\text{п}} = \varphi_p(f)$ жиілік бойынша ЭЭЖ активті тұтыну қуатының статикалық сипаттамасы көрсетілген. АРС және ЭЭЖ сипаттамаларының қиылысы жиілігі бар бастапқы режимнің жұмыс нүктесі (а) болып табылады. Бұл режимде ЭЭЖ жиілігі номиналды, яғни $f_0 = 50$ Гц деп есептейміз. Бастапқы режимнің қуатын P_0белгілейміз.

Енді ЭЭЖ-де тұтынылатын қуаттың ΔP мөлшеріне күрт өсуі орын алсын, жаңа жүктеме $\sum P_{\text{п}}$ сипаттамасынан жоғары орналасқан $\sum P_{\text{п}} + \Delta P$ статикалық сипаттамаға жауап береді . Қуатты тұтынудың жоғарылау режиміне сәйкес келетін жиіліктің f_1 мәні АРС 1 сипаттамасының жаңа статикалық тұтыну сипаттамасымен (b жұмыс нүктесі) қиылысуымен қайтадан анықталады. Суреттен $f_1 < f_0$ және $P_1 > P_0$ екендігі байқалады.

7.8-суретте көрсетілген l статикалық реакцияда турбинаның АРС жиілікті бұрынғы мәнге қайтармайды, бірақ жиіліктің номиналды мәннен ауытқуын азайтады. АРС болмаған кезде жиілік f_2 мәнге дейін төмендейді(2 түзудегі С нүктесі, $f_2 < f_1 < f_0$).

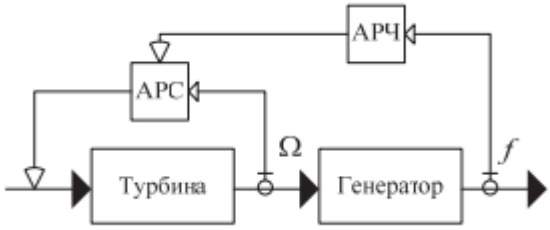
Осылайша, турбина жылдамдығын реттегіш ЭЭЖ жиілігіне тұрақтандырушы әсер етеді, сондықтан көбінесе бірінші ретті жиілікті реттегіш деп аталады, ал осы реттегіштің әсерінен жиілікті өзгерту процесі бірінші реттік жиілікті реттеу болып табылады.

Бірінші реттік жиілікті реттеудің тиімділігі АРС сипаттамасының координаталық осьтерге бейімділігін сипаттайтын жылдамдық реттегішінің статистикасына байланысты. Кішігірім статистика жиіліктің үлкен мәнімен ЭЭЖ сипаттамасымен қиылысатын реттеудің неғұрлым тік сипаттамасына сәйкес келеді.

Реттегіштің нөлдік статизмі кезінде (астатикалық реттеу) сипаттама тігінен орналасады (4-сипаттама) және ол турбинаның шекті қуатының асып кетуіне әкелмесе, ЭЭЖ жүктеме қуатының кез келген эскроуындағы номиналдыға тең жиілікті қамтамасыз етеді.

Бірінші реттік реттеуден кейін жиілікті қосымша түзету үшін екінші реттік реттеу деп аталады, оның барысында турбинаның қуаты электр желісіндегі айнымалы токтың жиілігіне тікелей байланысты өзгереді.

Екінші реттік реттеу кезінде турбинаның қуаты басқа реттеуші құрылғының – автоматты жиілікті реттегіштің әсерінен өзгереді.



7.9 – сурет. Жиілікті реттеу схемасы

АРЧ сонымен қатар ҚОҚ принципіне негізделген және АРС-қа тікелей әсер етеді. Графикалық түрде екінші реттік реттеу көрсетіледі (7.8-сурет) реттеу сипаттамасын 1 оңға тең қашықтықтан жылжыту (3-Сипаттама). Турбина жаңа ЭЭЖ жүктемесіне сәйкес келетін Р2 қуатын алады (d жұмыс нүктесі).

Реттеушінің статистикасын анықтайтын реттеу сипаттамасының көлбеуі өзгермейді.

ЭЭЖ - ке жүктеме қуатын төгу кезінде реттеу бағыты кері болады және реттеу турбина шығаратын қуаттың азаюына әкеледі.

ЭЭЖ-дегі барлық турбиналардың астатикалық сипаттамасы бар жылдамдық реттегіштерімен бірлескен жұмысын іске асыру мүмкін емес.

Бұл астатикалық реттегішпен параллель жұмыс істейтін турбиналардың әрқайсысы жүктемені итеру кезінде барлық қуат теңгерімсіздігін өзіне қабылдауға ұмтылатындығына байланысты. Бұл жағдайда жеке қондырғылардың жұмыс режимін реттеу мүмкін емес: кейбір қондырғыларда қуаттың өсуі байқалады, ал басқалары жүктемені босатады.

Астатикалық реттегіш қондырғылардың біріне орнатылуы мүмкін. Бұл жағдайда жеке машиналар арасында қуаттың белгісіз таралуы болмайды, өйткені қуат теңгерімсіздігі жиілікті номиналды мәнге жақын ұстауға тырысатын астатикалық реттегішпен жабдықталған генератормен жабылады. Алайда, астатикалық сипаттамалары бар АРС жиілікті ұстап тұрудың қажетті дәлдігін қамтамасыз етуге мүмкіндік бермейді, сондықтан әрдайым белгілі бір статизмге ие, ал берілген жиілік жиілікті екінші реттік реттеу кезінде энергия тасымалдаушысының іске қосылуының қосымша өзгеруімен қамтамасыз етіледі.

АРС сипаттамасының көлбеу бұрышының тангенсіне тең $k_{\text{г}}$коэффициент абсцисса осіне қарай реттеу сипаттамасының тіктігі деп аталады.

$$k_{\text{г}} = -\frac{\Delta P_{\text{г}*}}{\Delta f_*}, \qquad (7.13)$$

мұндағы $\Delta P_{\text{г}*} = \frac{\Delta P_{\text{г}}}{P_{\text{г ном}}}$; $\Delta f_* = \frac{\Delta f}{f_0}$;

f_0- номиналды жиілік.

"Минус" белгісі коэффициентті оң мәнге келтіру үшін қажет, өйткені реттегішті сипаттау үшін $\Delta P_г$ және Δf әр түрлі белгілерге ие.

Турбина жылдамдығын реттегіштердің тік болуы басқару құрылғысының дизайны мен конфигурациясына байланысты. Әдетте тіктік коэффициенті гидрогенераторлар үшін 25-50, турбогенераторлар үшін 15-20 шегінде таңдайды.

S реттегішінің статистикалық сипаттамасы-бұл тіктік коэффициентке кері мән:

$$s = \frac{1}{k_г}, s_{\%} = \frac{100}{k_г} \text{(процентте)}.$$

Астатикалық реттеуге $k_г = \infty$ мән сәйкес келеді . 1.13-тен бұл

$$\frac{\Delta f}{f_0} + \frac{1}{k_г} - \frac{\Delta P_г}{P_{г\,ном}} = 0. \qquad (7.14)$$

Стандартқа сәйкес бірінші реттік реттегіштің эквивалентті сипаттамасының статистикасы 4-6% шегінде болуы тиіс, бұл 15-25% тіктік коэффициентіне сәйкес келеді.

Тіктілік коэффициентінің ($k_г \neq 0$) соңғы мәні кезінде теңдеу статикалық немесе бірінші реттік жиілікті реттеу заңын анықтайды. Бұл жағдайда генераторлық қуат $\Delta P_г$ шамасына өзгерген кезде теңдеу $\Delta f \neq 0$ болған кезде қанағаттандырылады, яғни.статикалық реттеуге сәйкес келетін жағдайлар бар. Екінші реттік реттеу $\Delta P_г$ мәніне қарамастан $\Delta f = 0$ мәнінің теңдігін шарттайды, яғни оның соңғы әсері бойынша екінші реттік реттеу жылдамдықтың астатикалық реттелуіне тең. Бұл жағдайда $k_г = \infty$ кезінде

$$\frac{\Delta f}{f_0} = 0. \qquad (7.15)$$

Бұл теңдеу екіншілікті жиілікті реттеу заңын анықтайды.

Жиілік өзгерген кезде ЭЭЖ генерациялау қуатының өзгеруін алуға болады

$$\Delta P_г = -P_{г\,ном} \frac{\Delta f}{f_0} k_г. \qquad (7.16)$$

Мұнда "минус" белгісі ($\Delta f < 0$) жиіліктің төмендеуімен АРС әсерінен генератордың қуаты артады дегенді білдіреді ($\Delta P_г > 0$).

Реттеу сипаттамасының $k_г$ тік коэффициентіне ұқсас, ЭЭЖ жүктемесінің статикалық сипаттамасының тік коэффициенті ұғымы енгізіледі. Шын мәнінде, бұл коэффициент тангенстің жұмыс нүктесінде өткізілетін жүктеме сипаттамасына бейімділігін сипаттайды және жиілік бойынша активті жүктеменің реттеуші әсері болып табылады.

Желідегі шығындарды ескере отырып, ЭЭЖ жүктемесінің активті қуатын өзгерту

$$\Delta P_н = P_н \frac{\Delta f}{f_0} k_н, \qquad (7.17)$$

мұндағы $P_н$-жүктеменің жалпы қуаты(желідегі шығындарды қоса алғанда); $k_н$-тіктілік коэффициенті ЭЭЖ жүктемесінің активті қуатының сипаттамалары:

$$k_н = \frac{\Delta P_{н*}}{\Delta f_*}; \Delta P_{н*} = \frac{\Delta P_н}{P_н}; \Delta f_* = \frac{\Delta f}{f_0}.$$

7.17-теңдеудегі «плюс» белгісі $(\Delta f > 0)$ жиіліктің жоғарылауымен жүктеме қуаты өсетінін білдіреді($\Delta P_н > 0$).

Активті жүктеменің жиіліктік статикалық реакциясының тіктігі тек 1-2,5-ке тең, яғни жүктеменің өзгеруі жиіліктің 1% өзгеруіне 1-2,5% құрайды.

Жиіліктің Δf мәніне өзгеруіне себеп болған қосымша ΔP жүктеме (қуат эскизі):

$$\Delta P = \Delta P_г - \Delta P_н = -P_{г\,ном}\frac{\Delta f}{f_0}k_г - P_н\frac{\Delta f}{f_0}k_н = -\frac{\Delta f}{f_0}(P_{г\,ном}k_г + P_н k_н)$$
$$= -P_н\frac{\Delta f}{f_0}\left(\frac{P_{г\,ном}}{P_н}k_г + k_н\right).$$

Номиналды генерациялау қуатының нақты жүктемеге қатынасы($P_{г\,ном}/P_н$) резерв коэффициенті деп аталады. Осылайша

$$\Delta P = -P_н\frac{\Delta f}{f_0}(\rho k_г + k_н). \qquad (7.18)$$

Демек, біріншілік реттеуді орындау кезінде қосымша жүктемеден туындаған жиіліктің өзгеруі:

$$\Delta f = \frac{\Delta P}{P_н(\rho k_г + k_н)}f_0. \qquad (7.19)$$

Генератордың номиналды қуаты $P_{г\,ном}$= 1000 МВт. ЭЭЖ жүктемесі f_0 = 50 Гц кезінде $P_н$= 600 МВт. Реттеу сипаттамасының тік коэффициенті $k_г$= 20, жүктеменің статикалық сипаттамасының тік коэффициенті $k_н$= 1. ЭЭЖ жүктемесінің қуатын 60 МВт-қа түсіру кезінде ЭЭЖ жиілігінің өзгеруін анықтаймыз.

Резерв коэффициенті:

$$\rho = \frac{P_{г\,ном}}{P_н} = \frac{1000}{600} = 1{,}6,$$

$$\Delta f = \frac{\Delta P}{P_н(\rho k_г + k_н)}f_0 = \frac{60}{600(1{,}6\cdot 20 + 1)}\cdot 50 = 0{,}15 \text{ Гц},$$

$$f = f_0 - \Delta f = 50 - 0{,}15 = 49{,}85.$$

$k_г = 0$ реттеуі болған кезде:

$$\Delta f = \frac{60}{600(1{,}25\cdot 0 + 1)}\cdot 50 = 5 \text{ Гц және } f = 50 - 5 = 45 \text{ Гц}.$$

7.4 ЭЭЖ жиілікті реттеу

Нақты ЭЭЖ-де параллель жұмыс істейтін көптеген станциялар бар. Осы станциялардың әрқайсысының турбиналары статикалық жылдамдық реттегіштерімен жабдықталған. Демек, барлық станциялардың әрбір генераторы үшін 7.14-теңдеуі жарамды.

ЭЭЖ құрамына кіретін станциялардың барлық n генераторлары үшін осы теңдеуді жазайық:

$$\Delta P_{\text{г}1} = -\frac{\Delta f}{f_0} P_{\text{г ном}1} k_{\text{т}1},$$

$$\Delta P_{\text{г}2} = -\frac{\Delta f}{f_0} P_{\text{г ном}2} k_{\text{т}2},$$

$$\Delta P_{\text{г}n} = -\frac{\Delta f}{f_0} P_{\text{г ном}n} k_{\text{т}n}.$$

Жазылған теңдеулердің сол және оң жақтарын жалпылай келе:

$$\Delta P_{\text{г}\Sigma} = \sum_{i=1}^{n} P_{\text{г}\,i} = -\frac{\Delta f}{f_0} \sum_{i=1}^{n} P_{\text{г ном}\,i}\ k_{\text{т}i}. \qquad (7.20)$$

ЭЭЖ генерациялау қуатын реттеудің орташа тік сипаттамасының тұжырымдамасын енгіземіз, ол үшін теңдеу:

$$\sum_{i=1}^{n} P_{\text{г ном}\,i}\ k_{\text{т}i} = k_{\text{т}\Sigma} \sum_{i=1}^{n} P_{\text{г ном}\,i}\,,$$

бұл теңдеуден:

$$k_{\text{т}\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{\text{г ном}\,i}\ k_{\text{т}i}}{\sum_{i=1}^{n} P_{\text{г ном}\,i}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{\text{г ном}\,i}\ k_{\text{т}i}}{P_{\text{ЭЭЖ}}}, \qquad (7.21)$$

мұнда $P_{\text{ЭЭЖ}}$ арқылы ЭЭЖ электр станциялары генераторларының жиынтық номиналды қуаты белгіленеді.

Жиілік f мәніне өзгерген кезде бірінші реттеу нәтижесінде ЭЭЖ генерациялау қуатының жиынтық өзгерісін келесі формула бойынша анықтауға болады:

$$\Delta P_{\text{г}\Sigma} = -\frac{\Delta f}{f_0} k_{\text{г}\Sigma} \sum_{i=1}^{n} P_{\text{г ном}\,i}\ . \qquad (7.22)$$

7.22-теңдеуді ескере отырып, 1.16-теңдеуі келесідей жазылады:

$$\frac{\Delta f}{f_0} + \frac{1}{k_{\text{т}\Sigma}} \frac{\Delta P_{\text{г}\Sigma}}{P_{\text{ЭЭЖ}}} = 0. \qquad (7.23)$$

7.23-теңдеуі нақты жүйеде жиілікті біріншілікті реттеу заңын сипаттайды. Қарапайым бір турбина жүйесі сияқты, күрделі жүйеде турбина жылдамдығын реттегіштер берілген жиілік мәнін сақтауды қамтамасыз етпейді. Бұл 7.22-ден туындайды, өйткені $k_{\text{т}i} \neq \infty (i = 1, 2, \dots, n)$ -де орташа өлшенген $k_{\text{т}i}$ соңғы мән болып табылады және реттеу статикалық болып шығады.

ЭЭЖ-ге 4.1-кестеде көрсетілгендей турбо және гидрогенераторлар кіреді.

4.1 - кесте – ЭЭЖ генераторлары бойынша ақпараттар

Сипаттамалар	Турбогенератор	Гидрогенератор
Қуат P, МВт	200	50
Саны	20	10
Статикалық сипаттамасының тік коэффициенті $k_{\text{г}}$	15	30
Генераторларды жүктеу	10 генератор 100% 10 генератор 50 %	60%

Жүктеменің статикалық сипаттамасының тіктігі $k_{\text{н}}$= 2. Тұтынушылардың жүктемесі ΔP = 100 МВт артқан кезде ЭЭЖ жиілігінің ауытқуын анықтаймыз.

Жүйенің номинальды қуаты:

$$P_{\text{ЭЭЖ}} = 20 \cdot 200 + 10 \cdot 50 = 4500 \text{ МВт}.$$

Жүктеме қуаты:

$$P_{\text{Н}} = 10 \cdot 200 + 10 \cdot 200 \cdot 0{,}5 + 10 \cdot 50 \cdot 0{,}6 = 3300 \text{ МВт}.$$

Резерв коэффициенті:

$$\rho = \frac{P_{\text{ЭЭЖ}}}{P_{\text{н}}} = \frac{4500}{3300} = 1{,}36,$$

$$k_{\text{г}\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{\text{г ном } i}\ k_{\text{г}i}}{P_{\text{ЭЭЖ}}} = \frac{200 \cdot 10 \cdot 0 + 200 \cdot 10 \cdot 15 + 50 \cdot 10 \cdot 30}{4500} = 10.$$

Жиілік ауытқуы:

$$\Delta f = \frac{\Delta P}{P_{\text{н}}(\rho k_{\text{г}} + k_{\text{н}})} f_0 = \frac{100}{3300(1{,}36 \cdot 10 + 2)} \cdot 50 = 0{,}09 \text{ Гц},$$

$$f = f_0 - \Delta f = 50 - 0{,}09 = 49{,}91 \text{ Гц}.$$

Астатикалық реттеудің әсерін алу үшін екінші реттік реттеу жүргізілуі керек, онда $k_{\text{т}\Sigma} = \infty$. Күрделі жүйеде мұндай $k_{\text{т}i}$ мәні, егер кем дегенде бір станция үшін $k_{\text{т}i} = \infty$ болса, алынуы мүмкін.

Демек, кез-келген ЭЭЖ станциясында екінші реттік реттеуді жүзеге асыра отырып, астатикалық реттеудің әсерін алуға болады. Дәл осындай әсер екінші реттік реттеу кезінде және көптеген станцияларда алынады.

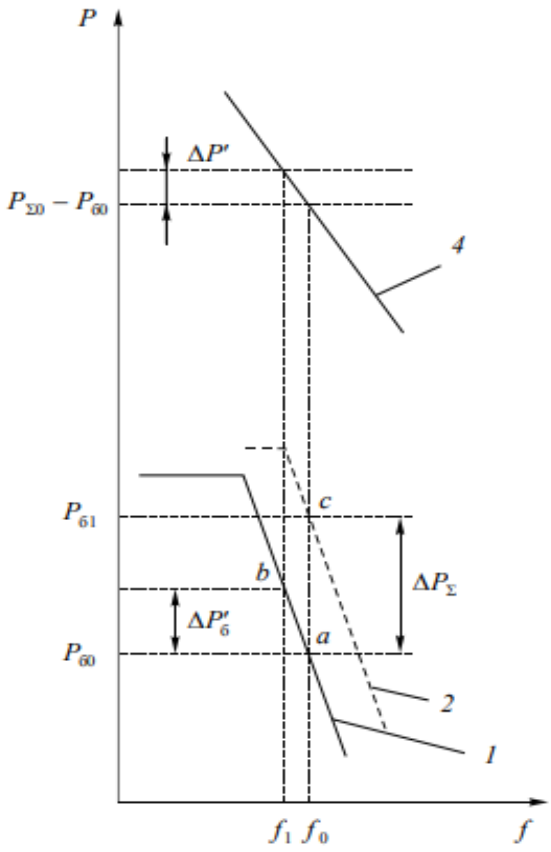
Ең қарапайым екінші реттік реттеу бір станцияның көмегімен жүзеге асырылады. Мұндай реттеу әдісі жетекші станцияның жиілік әдісі деп аталады. Осы әдіспен жиілікті реттеу кезінде станциялардың жұмысын қарастырыңыз. Сайып келгенде, жиілікті реттейтін станция ЭЭЖ-де пайда болатын барлық қуат теңгерімсіздіктерін өз мойнына алатындықтан, оны теңгеруші деп те атайды.

Бастапқы режимде ЭЭЖ f_0 номиналды жиілігімен және $\Delta P_{\sum 0}$ станцияларының жиынтық қуатымен жұмыс істесін . Жиілікті реттейтін станция $P_{б0}$ жүктемені көтереді (7.10-сурет). Бұл станцияның жылдамдық реттегішінің сипаттамасы 1-позицияны алады. Барлық басқа станциялар $P_{\sum 0}$ -$P_{б0}$ айырмашылығына тең жүктеме алады .

ЭЭЖ жүктемесі $\Delta P_{\sum}$ ұлғайды делік . ЭЭЖ жиілігі f_1 мәніне дейін төмендеді . Реттеу процесінің бұл кезеңі ЭЭЖ жиілігін бірінші реттік реттеу болып табылады. Теңгерімдеу станциясында қуат $\Delta P'_б$, ал қалған станцияларда $\Delta P'$ өсті. $\Delta P'_б + \Delta P'$ әлі де қуат сызбасына тең емес.

ЭЭЖ-де номиналды жиілікті белгілеу екінші реттік реттеу сатысында жүреді. Жиілікке жетекшілік ететін станцияның АРЧ осы станцияның АРС реттеу сипаттамасының орнын өзгертеді, осылайша оңға жылжу арқылы ол 2-позицияны алады, онда барлық қуат эскизі теңгерім станциясының генераторларымен өтеледі. Бірінші реттік жиілікті реттеу сатысында реттеуге қатысқан басқа станциялар бастапқы режимнің бұрынғы қуатын шығарады. ЭЭЖ жиілігі номиналды мәнге дейін қалпына келтіріледі.

7.10-суретте теңгерімдеу станциясының жұмыс режимінің нүктелері көрсетілген. А нүктесі-бастапқы режим, В нүктесі-бірінші реттік реттеу кезеңінің соңындағы режим және С нүктесі – бүкіл реттеу процесінің соңында жаңа режим. Айта кету керек, уақыт бойынша бірінші және екінші реттік реттеудің мұндай нақты бөлінуі іс жүзінде жоқ және реттеу процесінде жиілікті реттеудің екі түрі де қабаттасады.



7.10 – сурет. ЭЭЖ жиілігін реттеу

Жиілікті сәтті реттеу үшін ЭЭЖ-де жетекші ретінде таңдалған станция белгілі бір талаптарды қанағаттандыруы керек, олардың негізгілері келесідей:

•осы ЭЭЖ басқа электр станцияларының қуаттылығына қатысты жеткілікті үлкен қуат;

•электр станциясы шығаратын қуаттың жылдам өзгеруі мүмкін қуатты реттеудің үлкен диапазоны;

•электр станциясын қуатты жүктеме тораптарымен және басқа электр станцияларымен байланыстыратын желілердің (электр желісінің қималарының) жеткілікті үлкен өткізу қабілеті, өйткені жиілікті реттеу желілердегі қуаттың айтарлықтай өзгеруімен байланысты.

Жылу станцияларында берілетін қуаттың өзгеру шектері қазандық агрегаттары мен бу турбиналарының жұмыс жағдайларымен айқындалады. Реттеу диапазонының ең үлкен шектеулері қазандықтардың жұмысына байланысты, олар әдетте номиналды жүктеменің 60% - дан төмен жүктеменің төмендеуіне жол бермейді. Төмендеуі қазандық жүктемесінің шектеледі қаупі бар тозаңды көмірлі алаудың сөну оттықтарды және қауіптілігі бұзу қалыпты айналымы үшін тұрғыда тең емес жылыту жекелеген бөліктерін қазандық азайту кезінде жану қарқындылығы. Бу турбиналарының реттеу диапазонының төменгі шегі әдетте олардың номиналды қуатының 20-30% құрайды. Бұл жүктеме айтарлықтай төмендеген кезде турбинаның температуралық режимін күрт бұзу

мүмкіндігімен анықталады, нәтижесінде температураның шамадан тыс кернеуі және машинаның соған байланысты зақымдануы мүмкін.

Осылайша, жылу электр станцияларының реттеу диапазонын шектеу салдарынан қуаты осы ЭЭЖ-дегі жүктеменің ең үлкен ықтимал сызылуының немесе түсірілуінің шамасынан 2-3 есе асатын станциялар жиілігі бойынша жетекші станциялар ретінде таңдалады. Жиілікті реттеудің ең жақсы шарттары конденсациялық турбиналары мен газ тәрізді отынмен жұмыс істейтін қазандықтары бар электр станциялары болып табылады.

Гидравликалық электр станцияларының реттеу диапазоны олардың белгіленген қуатына жақын. Сондықтан жиілікті реттеу үшін пайдаланылатын гидроэлектростанциялардың қуаты бір ЭЭЖ жағдайында ҰБТ жылу станцияларының қуатынан едәуір аз болуы мүмкін.

Қазақстанның ЭЖ-де ЭЖЖ бойынша қуаттың жиілігі мен ағынын реттеуге Бұқтырма, Шүлбі, Қапшағай, Өскемен, Мойнақ, Шардара сияқты ірі гидроэлектростанциялар жұмылдырылады.

Активті қуат теңгерімі бұзылғаннан кейін ЭЭЖ-де номиналды жиілікті қалпына келтіру ЭЭЖ-де генераторлық қуаттың жеткілікті резерві болған кезде ғана мүмкін болады. 7.11-суретте $\sum P_{\text{г}} - 1$ өндірілетін қуатының сипаттамалары және қуаттың кернеу балансы жағдайында ЭЭЖ $\sum P_{\text{п}}$ жүктемесінің статикалық сипаттамасы көрсетілген. Мұндай жүйеде f_0 бастапқы режиміндегі жиілік мәні генераторлар үшін шекті мәнге жақын қуат мәндерінің аймағында орналасқан 1 және $\sum P_{\text{п}} - a$ сипаттамаларының қиылысу нүктесіне жауап береді. Генераторлардың авариялық сөнуіне байланысты генераторлық қуаттың $\sum P_{\text{г}}$ мәніне өзгеруі (азаюы) жиіліктің f_1 мәніне дейін төмендеуіне әкеледі – жұмыс нүктесі b. Бұл жағдайда генераторлардың қуатын реттеу арқылы бұл мәнді өзгерту мүмкін емес, өйткені генераторлар шекті қуат береді және турбиналардың реттеу диапазоны толығымен таусылады.

ЭЭЖ жиілігінің айтарлықтай төмендеуіне, атап айтқанда электр станциялары жабдықтарының қалыпты жұмысының бұзылуына әкеп соғуы мүмкін қауіпті салдарлар мұндай жағдайларда ЭЭЖ-де жиілік бойынша автоматты авариялық түсіруді (ААРЖ) қолдануға мәжбүр етеді. Мұндай түсірудің мақсаты ЭЭЖ жүктемелері тұтынатын қуатты азайту арқылы активті қуаттың теңгерімін қалпына келтіру болып табылады. ААРЧ жұмысының мәні жүйелік автоматика арқылы ЭЭЖ жиілігін белгілі бір шекарадан төмен төмендету кезінде тұтынушылардың бір бөлігін ажырату болып табылады.

7.11-суретте жүктеменің бір бөлігінің ажыратылуы ЭЭЖ жүктемесінің басқа статикалық $\sum P_{\text{п}} - \Delta P_{\text{п}}$ сипаттамасымен көрінеді. Бұл жағдайда жиілікті бірінші және екінші реттік реттеу мүмкін болады (жұмыс нүктесі С).

Жиілік төмендеген сайын тұтынушылардың бір бөлігін ажыратудан болатын залалды азайту үшін тұтынушылар автоматты түрде бірнеше кезекке ажыратылады. ААРЧ жиіліктің номиналдыдан ауытқуына жауап беретін және ЭЭЖ-тің белгілі бір элементтерін өшіруге пәрмен беретін құрылғылардың көмегімен орындалады.

ҚОРЫТЫНДЫ

Берілген дипломдық жұмыста мен электр торабын жобалау барысында кернеуі 220/110 кВ қосалқы станцияларды қарастырдым. Жобалау кезінде қосалқы станциялардағы трансформаторлардың ТДН-16000/110, ТРДЦН-63000/110, ТДЦ-80000/220, АТДЦТН-80000/220 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-95/16, 120/19 және т.б сым маркаларын таңдадым. Желінің максималды жүктеме кезіндегі қуатты шығындарын есептедім. 110/10 кВ кернеулі торапта қысқа тұйықталу токтары есептелініп, комутациялық аппараттар және күштік жабдықтар таңдап алынды. ВТГ-110 және ВВЭ-М-10-40 типті ажыратқыштармен ТФЗМ110-У1 және ТПОЛМ-10 типті тоқ трансформатрларымен қатар НТМИ-10-66 және НАМИ-110 типті кернеу трансформаторлары таңдалынды.

Жиілік электр энергиясының сапасының көрсеткіші ғана емес, сонымен қатар электр жүйесі режимінің маңызды параметрі болып табылады. Электр энергиясын өндірудің үздіксіздігі, энергияны сақтау мүмкіндігінің болмауы және тұтынудың үздіксіз өзгеруі өндіріс пен тұтынудың сәйкестігін бірдей үздіксіз бақылауды қажет етеді. Бұл сәйкестікті сипаттайтын параметр жиілік болып табылады.

Энергия жүйесінде өндірілетін және тұтынылатын қуаттардың тепе-теңдігін сақтаудан басқа, жүктемелерді жеке қондырғылар арасында бөлу қажет. Бұл мәселе жиілік пен қуат реттегіштерін қолдану арқылы шешіледі. Дипломдық жұмыстың негізінде жиілік пен қуат реттегіштерін пайдалану энергия жүйесіндегі қуат алмасу жиілігі мен тепе-теңдігін қалыпты деңгейде ұстап тұруға және электр жүйесінің статикалық және динамикалық тұрақтылығын сақтауға мүмкіндік береді деген қорытынды жасауға болады.

Жиіліктің өзгеруі жүктеме тұтынатын қуат пен электр станциялары шығаратын қуат арасындағы теңгерімсіздікке байланысты. Тепе-теңдік болмаған кезде барлық жиілікті басқару жүйелері қуат балансын қалпына келтіруге әсер етеді. Біріншілік, екіншілік және үшіншілік жиілікті реттеу жүйелері энергия жүйесіндегі генерация резервтерін жүзеге асырады. Аварияға қарсы автоматика жиілік жоғарылаған жағдайда генерацияны өшіруге немесе жиілік төмендеген жағдайда жүктемені өшіруге әсер етеді.

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 Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. М.: Норматика, 2016. 464 с.

3 Ананичева С.С., Мезенцев П.Е. Модели развития электроэнергетических систем : учебное пособие. Екатеринбург : Изд-во Урал.ун-та, 2013. 147 с.

4 Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии : учеб. пособие. 3-е изд.М. : КНОРУС, 2012. 648 с.

5 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

6 Проектирование систем электрификации: Учебное пособие для выполнения курсового проекта по дисциплине «Проектирование систем электрификации» / С. Н. Антонов – Ставрополь: «АГРУС», 2015 – 92 с.

7 Оржанова Ж.К., Тергеусизова М.А. Проектирование электрических сетей и систем. Конспект лекций для студентов специальности – 5В071800 – Электроэнергетика. - Алматы: АУЭС, 2015 - 78с.

8 Проектирование электропередач, сетей и систем : практикум к курсовой работе / сост. А. Л. Плиско. – Ульяновск : УлГТУ, 2016. – 29 с.

9 Проектирование подстанции: учебное пособие для выполнения карового проекта по дисциплине «Электрические станции и подстанции» / А.В. Ефанов– Ставрополь: АГРУС, 2014-70 с.

10 СТ КазНИТУ-09-2023. Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию текстового и графического материала. Работы учебные. Алматы, КазНИТУ, 2023.

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЖОҒАРЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ
«Қ.И.СӘТБАЕВ АТЫНДАҒЫ ҚАЗАҚ ҰЛТТЫҚ ТЕХНИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУ УНИВЕРСИТЕТІ»

Төлеп Исламбек Серікұлы
(аты-жөні)

6В07101 - Энергетика мамандығы бойынша
(мамандығы)

«Энергия жүйесіндегі жиілікті реттеу»
(дипломдық жобаның тақырыбы)

тақырыбындағы дипломдық жұмысына

ҒЫЛЫМИ ЖЕТЕКШІНІҢ ПІКІРІ

Осы дипломдық жұмыста студент Төлеп Исламбек, кернеуі 220/110 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, жиілікті реттеудің есептеулері жүргізілді.

Арнайы бөлімде электр желілерінде жиілікті реттеу әдістері қарастырылды. Сонымен қатар жиілікті реттеу мақсатында жасалған есептеуде реттеу трансформаторының стандартты жиілік тармағын қою арқылы жиілікті көтеру көрсетілді.

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 Төлеп Исламбек теориялық дайындығын жеткілікті көрсетті, практикамен ұштастыра білді, алдына қойылған тапсырмаларды өздігінен шешіп, жұмысты өте жақсы меңгерді. Дипломдық жұмыс берілген тапсырмаларына сай орындалған. Барлық есептеулер жоғары деңгейде жүргізілген. Әдеби көздерден алынған мәліметтерді дипломдық жұмысында білікті қолданды.

Дипломдық жұмыс қойылатын талаптарға сәйкес келеді және мемлекеттік аттестациялық комиссияның отырысында қорғауға жіберіледі. Түлек Төлеп Исламбек «Энергетикасы» 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» маусым 2023 ж.

Ф КазНИТУ 706-16. Отзыв научного руководителя

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ ЖОҒАРЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ
СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ

Тақырыбы: **«Энергия жүйесіндегі жиілікті реттеу»**

6В07101 – Энергетика
(шифр және мамандық атауы)

Төлеп Исламбек Серікұлы
(Студенттің аты-жөні)

Дипломдық жұмысына
(жұмыс түрінің атауы)

СЫН ПІКІР

Бұл дипломдық жұмыста электр торабын жобалау барысында кернеуі 220/110 кВ қосалқы станциялары қарастырылған. Электр беріліс желісінің номиналды кернеуі, қосалқы станцияның күштік трансформаторларының саны мен қуаты анықталып, электр желісінің жұмыс режимдерін есептеу жүргізілді. Электр энергиясын беру кезінде жиілікті реттеу мақсатында есептеулер жүргізілді.

Дипломдық жұмыс үш басты бөлімнен тұрады, олар 220/110 кВ электр торабын жобалау, электр энергиясын беру кезінде жиілікті реттеу және экономикалық жағынан тиімді электр беріліс желісінің схемасын анықтау, сонымен қатар қорытынды мен 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 айтуға болады. Жалпы дипломдық жұмысы талаптарға сәйкес жасалынған. Барлық есептеулер жоғары деңгейде жүргізілген. Тақырыбы толығымен ашылған.

Жұмысты бағалау

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

Сын-пікір беруші
Шоғырландырылған құрылыс тау-кен
компаниясының бас энергетигі
_____ Е.А.Жолдыбеков
«26» _____ 2023 ж.

Ф КазНИТУ 706-17. Рецензия

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Төлеп Исламбек Серікұлы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Энергия жүйесіндегі жиілікті реттеу.doc

Научный руководитель: Рахимаш Абитаева

Коэффициент Подобия 1: 22.6

Коэффициент Подобия 2: 6.6

Микропробелы: 6

Знаки из здругих алфавитов: 43

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

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

Заведующий кафедрой Энергетики

Сурсенбаев Е.А.

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Төлеп Исламбек Серікұлы

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Энергия жүйесіндегі жиілікті реттеу.doc

Научный руководитель: Рахимаш Абитаева

Коэффициент Подобия 1: 22.6

Коэффициент Подобия 2: 6.6

Микропробелы: 6

Знаки из здругих алфавитов: 43

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

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

Заведующий кафедрой Энергетика

Сурсенбаев Е.А.