

31.27я73
И15

С. Ибрагимова, Г. Сарсенбаева

ЭЛЕКТР ЖЕЛІЛЕРІ МЕН ЖҮЙЕЛЕРІ

**техникалық мамандық студенттеріне арналған
оқу құралы**



ӘОЖ 621.31 (075.8)

ҚБЖ 31.27я73

И 15

Рецензенттер:

Утегулов А.Б., т.ғ.к., С. Сейфуллин атындағы Қазақ агротехникалық университетінің электрмен жабдықтау кафедрасының ассоциирленген профессоры
Хабдуллина З.К., т.ғ.к., профессор, РИИ электроэнергетика мен жылу энергетикасының кафедра меңгерушісі

А. Құрманов, т.ғ.д., А. Байтұрсынов атындағы Қостанай мемлекеттік университетінің Машина жасау кафедрасының профессоры

Құрастырушы:

Ибрагимова Светлана Викторовна, т.ғ.к., электроэнергетика кафедрасының доценті
Сарсенбаева Гаухар Асановна, магистр, электроэнергетика кафедрасының аға оқытушы

А.Байтұрсынов атындағы Қостанай мемлекеттік университетінің оқу-әдістемелік кеңесімен бекітілген, 24.06.2020 ж. №3 хаттама.

Ибрагимова С.В., Сарсенбаева Г.А.

И 15 Электр желілері мен жүйелері. Техникалық мамандық студенттеріне арналған оқулық / С.В. Ибрагимова, Г.А.Сарсенбаева. - Қостанай, 2020. - 136 б.

ISBN 978-601-7640-11-8

Оқу құралында «Электр желілері және жүйелері» пәні бойынша оқытылатын мәселелер қарастырылған. Теориялық материалдар «Энергетика» мамандығының студенттеріне оқытылатын курстың тақырыптарын қамтиды: электр желілерінің элементтері мен дизайны; эквивалентті тізбектер және электр желілері мен күштік трансформаторлардың параметрлері; желілік тораптардағы элементтер мен кернеудің жоғалуын анықтау; ашық және жабық электр жүйелерін есептеудің практикалық әдістері. Теориялық материал есептеулердің мысалдарымен бірге жүреді. Қосымшада өндірістік аймақтың электр желісін жобалау үшін жеке тапсырманы орындау үшін қажетті анықтамалық мәліметтер бар.

Техникалық мамандықтардың студенттеріне, сонымен қатар колледждердің, университеттердің оқытушыларына және электр энергетикасы саласында жұмыс істейтін мамандарға арналған.

ӘОЖ 621.31 (075.8)

ҚБЖ 31.27я73

ISBN 978-601-7640-11-8

МАЗМҰНЫ

Кіріспе.....	5
1 Электр желілерін құрудың негізгі принциптері.....	6
1.1 Негізгі түсініктер мен анықтамалар.....	6
1.2 Электрлік жүктемелер. Жүктемелерді схемаларда ұсыну әдістері	8
2 Электр желілерінің элементтері мен сипаты. Әуе және кабельді электр желілері.....	11
2.1 Электр желісінің құрылымдық элементтері.....	11
2.2 Алмастыру схемалары, әуе және кабель желілерінің параметрлері.....	20
3 Күш трансформаторлары және автотрансформаторлар.....	28
3.1 Күштік трансформаторлардың алмастыру сұлбалары мен параметрлері.	28
4 Электр желілері элементтеріндегі қуат пен энергия шығынын анықтау	42
5 Электр желілерін есептеудің практикалық әдістері	50
5.1 Жалпы ережелер.....	50
5.2 Кернеуі 110 кВ және одан көп ашық электр желісін есептеу «басталу» және «соңы».....	51
5.2.1 Электр жеткізу желісінің соңындағы берілген кернеудегі режимді есептеу (тұтынушыда)	51
5.2.2 Электр жеткізу желісінің басындағы берілген кернеудегі режимді есептеу (қуат көзінде).....	52
5.3 Сақиналы желілер режимдерін есептеу	57
5.3.1 Тұйық желілерді есептеу туралы жалпы мәліметтер	57
5.3.2 екі жақты қоректенетін желіні есептеу.....	59
6 Тарату желілерін есептеу ерекшеліктері	66
7 Электр желілеріндегі кернеуді реттеу.....	70
8 Өнеркәсіптік аудан желісін жобалау үшін бастапқы деректер	75
9 Есепті орындау тәртібі.....	78
9.1 Техникалық-экономикалық есептеулер негізінде өнеркәсіптік ауданның электр желісінің сұлбасын таңдау	78
9.1.1 Электрмен жабдықтау сенімділігі талаптарын ескере отырып, электр сұлбасын таңдау	78
9.1.2 Электр желісінің конфигурациясын таңдау	78
9.1.4 Желі кернеуін таңдау және трансформация сатылары санын бағалау	85
9.2 Төмендететін қосалқы станциялар үшін трансформаторларды таңдау	86
9.3 Конструктивті орындауды, тізбектер санын және әуе желілерінің қималарын таңдау.....	88
9.4 бәсекеге қабілетті нұсқаларды техникалық-экономикалық салыстыру негізінде электр желісінің ұтымды сұлбасын	89
9.5 Электр энергиясының негізгі техникалық-экономикалық көрсеткіштері	93
9.6 Электр желісінің белгіленген режимінің параметрлерін анықтау.....	94
9.6.1 Жалпы ережелер.....	94
9.6.2 Электр желісін алмастыру схемасын жасау және оның параметрлерін анықтау	94
9.7 Активті қуатты және реактивті қуатты тұтыну. Қуат балансы	96

9.8 Электр желісіндегі кернеуді реттеу құралдарын таңдау.....	100
Глоссарий	101
Әдебиеттер тізімі	106
А қосымшасы	107
Б қосымшасы.....	113
В қосымшасы	122
Г қосымшасы.....	134

Кіріспе

Осы оқу-әдістемелік нұсқаулықта қарастырылған мәселелер «Электрэнергетика» мамандығының студенттерімен оқытылатын «Электр желілері және жүйелері» пәнінің оқу жоспарына енгізілген.

«Электр желілері және жүйелері» пәнін оқу математика, физика және электротехниканың теориялық негіздеріне негізделген.

Нұсқаулықта келесі мәселелер қарастырылған: электр желілерінің элементтері мен құрылысы; эквивалентті тізбектер және электр желілері мен күштік трансформаторлардың параметрлері; ашық және жабық жүйелер үшін ағынды бөлуді есептеу; электр желілерінің конкурстық нұсқаларын техникалық-экономикалық салыстырудың есептеу тәртібі; Желілік тораптардағы элементтер мен кернеудің жоғалуын анықтау, ашық және сақиналы электр желілерін есептеудің практикалық әдістері, электр желілеріндегі кернеуді реттеу мәселелері.

Мысал ретінде біз бес өнеркәсіптік объектіні тамақтандыратын электр желісінің дизайнын қарастырамыз.

Бес пункттің әрқайсысы үшін бастапқы деректер: ең үлкен қысқы жүктеме P , МВт; жүктеме қуатының коэффициенті $\cos\varphi$; жеткізу желісінің төменгі кернеулі шиналарында номиналды кернеу - 6 немесе 10 кВ; сенімділіктің талап етілетін санаттары бойынша тұтынушылардың құрамы - 1, 2, 3, және санаттар бойынша пайыздық құрам (тұтынушылардың максималды сыйымдылығынан):

- I санат - 50%;
- II санат - 30%;
- III санат - 20%.

Пайдаланылған әдебиеттер тізімі, бастапқы көздерден басқа, осы оқулықпен жұмыс жасау кезінде студенттерге пайдалы және қол жетімді болатын немесе қосымша сұрақтар қоюға және терең зерттеуге қажет қосымша материалдарды көрсетеді.

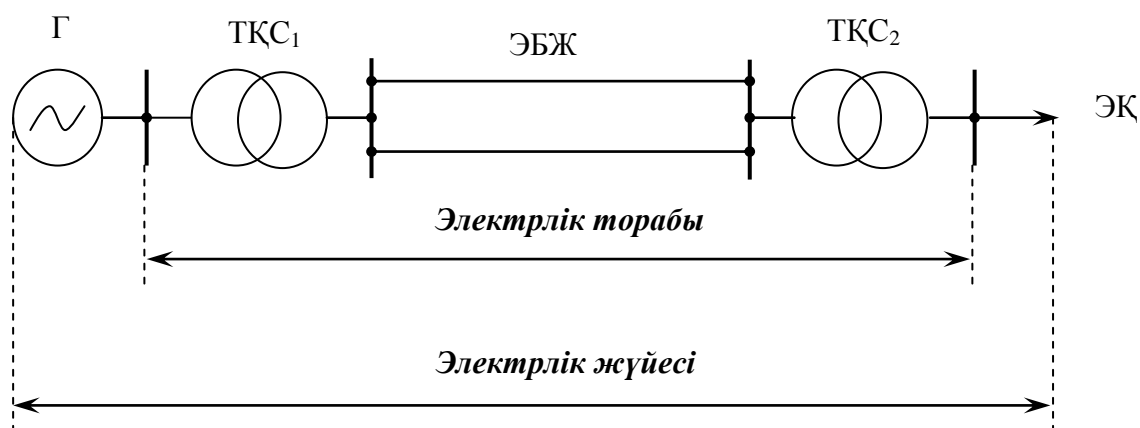
Оқу құралы «Электр желілері және жүйелері» курсына оқып жатқан жоғары оқу орындарының студенттеріне арналған, сонымен қатар колледж студенттері мен электроэнергетика саласында жұмыс жасайтын мамандар үшін пайдалы болады.

1 Электр желілерін құрудың негізгі принциптері

1.1 Негізгі түсініктер мен анықтамалар

Энергетикалық жүйе (энергия жүйесі) электр энергиясын өндіру, тарату және тұтынудың үздіксіз процесінде бір-бірімен байланысты және біртектес режиммен байланысқан электр станциялары, электр желілері және электр энергиясын тұтынушылардан тұрады, осы режимді жалпы басқарады.

Электр тізбектерінде электр жүйесін келесі түрде беруге болады (1-сурет).



1 сурет - Электр тізбектеріндегі электр жүйесінің сипаттамасы

Электр желісі - қосалқы станциядан, тарату құрылғыларынан, әуелік және кабельдік электр желілерінен тұратын электр энергиясын таратуға арналған электр қондырғыларының жиынтығы. Электр станцияларын тұтынушыларға тарату электр желісі арқылы жүзеге асырылады.

Қосалқы станция - бұл электр энергиясын түрлендіруге және таратуға қызмет ететін электр қондырғысы және трансформаторлардан немесе басқа энергия түрлендіргіштерінен, 1000 В және одан жоғары тарату құрылғыларынан, басқару құрылғылары мен қосалқы құрылғылардан тұратын батареядан тұрады.

Таратқыш құрылғы - бұл электр қуатын алуға және таратуға қызмет ететін және коммутациялық құрылғыларды, шиналар мен қосылатын автобустарды, қосалқы құрылғыларды (компрессор, аккумулятор және т.б.), сондай-ақ қорғаныс, автоматика және өлшеу құрылғыларын қамтитын электр қондырғысы.

Заманауи энергетикалық жүйелердің электр желілері көп сатылы сипатталады, яғни. электр энергиясының көздерінен тұтынушыларға өту жолындағы көптеген өзгерістер. Бұл көп сатылы желінің жеке байланыстарының топологиялық құрылымы өте күрделі және бірнеше ондаған, кейде жүздеген түйіндерден, бұтақтардан және тұйықтан тұрады.

Конфигурацияның күрделілігімен қатар, электр желілерінің сипаттамасы олардың көп режимділігі болып табылады. Бұл біз жүйенің қалыпты жұмыс істеуі кезіндегі күнделікті және жылдық қысқартулардағы желілік элементтердің жүктемелерінің әр түрлілігін ғана емес, уақыт өте келе тұтынушылар жүктемесінің табиғи өзгеруінен туындаған, сонымен қатар әртүрлі желілік элементтер жоспарлы жөндеуге және апаттық жағдайларды жою кезінде пайда болатын режимдердің көптігін білдіреді.

Барлық энергия тұтынушылары, генераторлар, трансформаторлар және электр жүйелерінің басқа элементтері белгілі бір кернеуде ұзақ қалыпты режимде жұмыс істеуге арналған, бұл кезде бұл элементтер ең мүмкін техникалық және экономикалық көрсеткіштерге ие. Бұл кернеулер номиналды деп аталады, және олардың мәндері әрқашан Мемлекеттік стандартта белгіленеді. Қазіргі уақытта электр желілері үшін 1 кВ-тан аз 4 кернеу стандартталған - 40, 220, 380, 660 В - және 1 кВ-тан жоғары 12 кернеу 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750, 1150 кВ.

Электр желісі (ЭЖ) - бұл электр энергиясын беруге арналған электр қондырғысы.

Электр желілері келесі өлшемдерге сәйкес бөлінеді:

- токтың түрі бойынша (айнымалы және тұрақты ток);
- кернеу (желінің кернеуі 1000 В дейін және 1000 В жоғары);
- дизайн бойынша: әуе және кабельдік желілер, сымдар мен өткізгіштер;
- желінің орналасқан жері бойынша сыртқы және ішкі болып бөлінеді;
- желі конфигурациясы бойынша ашық және жабық болып бөлінеді;
- резервтік деңгейге сәйкес желілер резервтелмеген және артық болып бөлінеді;
- орындалатын функцияларға сәйкес жүйелік, электр және тарату желілері ажыратылды;
- тұтынушылардың сипатына қарай желілер қалалық, өндірістік және ауылдық болып бөлінеді;
- электрмен жабдықтау схемасындағы мақсатқа сәйкес желілер жергілікті және аудандық болып бөлінеді.

Айнымалы және тұрақты ток түрлері бойынша ажыратылады. 110 кВ және одан жоғары үш фазалы айнымалы токтың желілері бейтарап жерге тұйықтаумен, ал төменгі кернеулі желілер - бейтарап немесе оқшауланған немесе қозғалмалы реактор арқылы жерге қосылады. Тұрақты ток желілері өнеркәсіптегі кейбір электротехнологиялық процестерді қамтамасыз ету, бірқатар механизмдердің электр жетектерін электрмен жабдықтау және ішінара автокөліктерді электрлендіру үшін қолданылады. Үлкен қуаттарды алыс қашықтыққа беру кезінде тұрақты токтың берілісі де қолданылады.

Кернеу бойынша:

- ультра жоғары қуат деңгейі (1150 кВ);
 - аса жоғары кернеулі (330 ÷ 750 кВ);
 - жоғары кернеулі (110 ÷ 220 кВ);
 - орташа кернеулі (3 ÷ 35 кВ)
- және төмен (1 кВ дейін) кернеу.

Желімен қамтылған аумақтың көлеміне сәйкес жергілікті ($U \leq 35$ кВ), аудандық (110 ÷ 220 кВ) және аймақтық ($U \geq 330$ кВ) желілерді бөлуге болады.

Олардың мақсатына сәйкес жүйелік құраушы және таратушы желілер ажыратылады.

Кернеуі 330-дан 1150 кВ-қа дейінгі магистральді желілер қуатты электр станцияларын біріктіретін және олардың біртұтас басқару объектісі ретінде жұмыс істеуін қамтамасыз ететін, сонымен қатар қуатты электр станцияларынан электр энергиясының берілуін қамтамасыз ететін интеграцияланған энергетикалық жүйелерді қалыптастыру функцияларын орындайды. Жүйе құрушы желілер жүйелік қосылыстарды жүзеге асырады, яғни электр жүйелері арасындағы өте ұзақ байланыстар. Магистральды желілердің режимін интегралды диспетчерлік басқарудың (ОДУ) контроллері басқарады.

Тарату желісі бірнеше трансформаторлық қосалқы станцияларды немесе тұтынушылардың электр қондырғыларына кірістерді беретін желі болып саналады. Қазіргі уақытта аса жоғары кернеулі (СВН) желілері дамыған сайын таратушы желілердің кернеу диапазонының жоғарғы шегі 330 кВ-қа ауысты. Жүктеме тығыздығы, электр станциясының қуаты және электр желілерінің ұзындығы өскен сайын тарату желілерінің кернеуі 500 кВ-қа дейін артады.

Жергілікті және таратушы желілер тұтынушылар сипатына қарай әртүрлі болуы мүмкін - өндірістік, қалалық және ауылдық. Ауылдық желілер айтарлықтай дәрежеде сипатталады. Олар салыстырмалы түрде төмен жүктеме тығыздығы мен жылдық максималды пайдалану сағатының аз саны бар аумақтарды қамтиды. Өнеркәсіптік желілер салыстырмалы түрде қысқа, бірақ жүктеме тығыздығы жоғары аумақты электр қуатымен қамтамасыз етеді. Аралық орынды қалалық желілер алады. Қалалық жерлерде тұрмыстық және өнеркәсіптік тұтынушылардың үйлесуі қалалық желілер түйіндерінің жүктеме кестесінің айтарлықтай біркелкі еместігін тудырады. Бұл біркелкілік жүйенің кенеттен төмендеуіне және жүктеме көтерілуіне тез және жылдам әрекет етуге мүмкіндік беретін қосымша қуаттарды тартуды қажет етеді.

Конфигурация тұрғысынан ашық және жабық желілер бар. Ашық желілерге тұтынушыларға бір қуат көзінен қуат беретін, әр тұтынушы бір бағыттан қуат алатын радиалды немесе радиалды-магистральдық желілер арқылы құрылған желілер жатады. Жабық желілерге тұтынушыларды кем дегенде екі жағынан қуат беретін желілер жатады. Жабық желілер қарапайым және күрделі болып бөлінеді. Жабық желінің қарапайым түрі - сакиналық желі.

Бөлмеде ішкі және сыртқы желілер ажыратылады.

Дизайнға сәйкес желілер ішкі сымдар (1 кВ-қа дейін), кабель (500 кВ-қа дейін) және әуелік (1150 кВ-қа дейін) болып бөлінеді.

1.2 Электрлік жүктемелер. Жүктемелерді схемаларда ұсыну әдістері

Барлық электр энергиясын тұтынушылар шартты түрде келесі топтарға бөлінеді:

- үй шаруашылығы;

- өнеркәсіптік;
- электрлендірілген көлік;
- ауыл шаруашылығының өнеркәсіптік тұтынушылары;
- басқа тұтынушылар.

Пайдалану-техникалық сипаттамаларына байланысты барлық қуат тұтынушылары бөлінеді:

- жұмыс режимдері бойынша;
- қуат және кернеу;
- токтың түрі бойынша;
- сенімділік дәрежесі бойынша.

Бекітілетін параметрдің түрі бойынша электр қабылдағыштың белсенді, реактивті, жалпы (көрінетін) қуаты мен тогының графиктері ажыратылады.

Графиктер белгілі бір уақыт аралығында жүктің өзгеруін көрсетеді. Осы негізде олар күнделікті, маусымдық және жылдық болып бөлінеді.

Қуат қабылдағыштың нақты жүктеме кестесін уақыт өте келе тиісті параметрдің өзгеруін тіркейтін жазба құралдарының көмегімен алуға болады. Бір қуат қабылдағыштың күнделікті жүктеме кестесінің құрылымы жұмыс күнінің немесе демалыс күнінің, жылдың уақытына байланысты өзгереді. Оның құрамына көптеген шартты факторлар да әсер етеді. Сондықтан жүктемедегі бір күндік қуат қабылдағыштың жұмысын сипаттауға болмайды.

Есептеулердің ыңғайлылығы үшін нақты түсірілім кестесі сатылы кестемен алмастырылады. Әдетте, әр тұтынушы үшін жылдың әр уақытында және аптаның әртүрлі күндерінде оның жұмысын сипаттайтын бірнеше күнделікті кестелер беріледі. Бұл жұмыс күндеріне арналған қыс және жаз күндерінің кестесі, демалыс күндерінің кестесі. Ең бастысы - қысқы жұмыс кестесі. Оның максималды жүктемесі 100% қабылданады, ал қалған барлық графиктердің ординаталары осы мәнге пайыз ретінде белгіленеді.

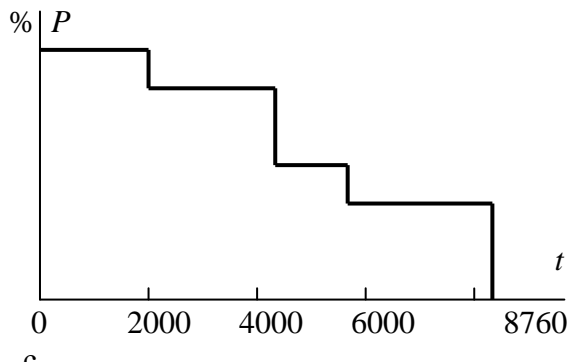
Бір типтегі кәсіпорындардың кестелеріне сәйкес олар анықтамалық әдебиетте келтірілген жүктемелердің стандартты кестелерін алады.

Реактивті қуат графигі болмаған кезде оларды белсенді қуат графигінен мына формула бойынша алуға болады:

$$Q_{\max} = P_{\max} \operatorname{tg}\varphi_{\max}, \quad (1)$$

мұндағы $\operatorname{tg}\varphi_{\max}$ – мына анықтама бойынша анықталады $\cos\varphi_{\max}$, ол әр тұтынушы үшін бастапқы параметр ретінде орнатылады.

Күнделікті жүктеме кестесіне сәйкес жылдық жүктеме кестесі ұзақтығы бойынша құрылады. Графиктегі жүктемелер P_{\max} -тан P_{\min} –ге дейін төмендеу реті бойынша орналастырылған (2-сурет).



2-сурет – Ұзақтығы бойынша жылдық кесте.

Белсенді жүктеме графигінің қисық сызығымен шектелген аудан электр қабылдағыштың бір жыл ішінде тұтынатын энергиясына санмен тең:

$$W_{\text{п}} = \sum P_i \cdot \Delta t_i, \quad (2)$$

мұндағы P_i – i -нші саты қуатының графигі;
 Δt_i – сатының ұзақтығы.

Жылдық орташа жүктеме:

$$P_{\text{ср}} = W_{\text{п}} / 8760. \quad (3)$$

Орнату кестесінің біркелкі еместігі толтыру коэффициентімен бағаланады:

$$k_{\text{сг}} = \frac{W_{\text{п}}}{P_{\text{макс}} \cdot 8760} = \frac{P_{\text{н.д.}}}{P_{\text{макс}}}. \quad (4)$$

Графиктің толтыру коэффициенті тұтынылған электр энергиясының мөлшері, егер қондырғы жүктемесі барлық уақытта ең жоғары болса, тұтынылған қуат мөлшерінен қанша есе аз екенін көрсетеді. Әлбетте, график неғұрлым біркелкі болса, толтырғыш фактордың мәні бірлікке жақын болады.

Графикті сипаттау үшін $T_{\text{мах}}$ ең көп жүктеме уақытын пайдаланыңыз. Бұл уақыт желіден максималды жүктеме кезінде жұмыс істеп тұрған кезде, нақты жүктеме кестесіне сәйкес бірдей электр қуаты жұмсалатын уақыт. $T_{\text{мах}}$ мәнін келесідей есептеуге болады:

$$T_{\text{мах}} = W_{\text{п}} / P_{\text{макс}}. \quad (5)$$

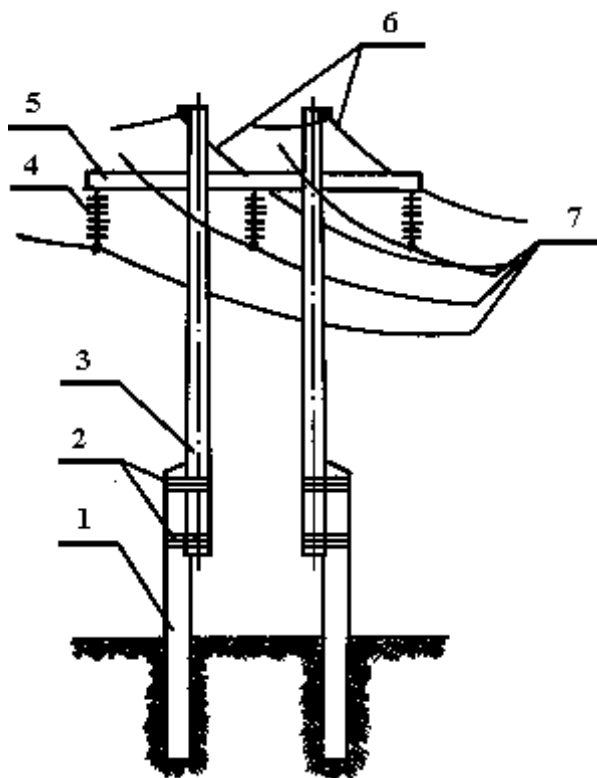
Әр түрлі тұтынушылар үшін $T_{\text{мах}}$ мәні анықтамалық әдебиетте келтірілген.

2 Электр желілерінің элементтері мен сипаты. Әуе және кабельді электр желілері

2.1 Электр желісінің құрылымдық элементтері

Электр жеткізу желісі - бұл ашық ауада орналасқан және оқшаулағыштар мен арматурамен инженерлік құрылымдардың тіректеріне немесе кронштейндеріне бекітілген сымдар арқылы электр энергиясын беруге арналған құрылғы. Электр жеткізу желісінің негізгі элементтері (3-сурет):

- электр энергиясын беру үшін қолданылатын сымдар;
- найзағайдан қорғайтын кабельдер атмосфералық толып кетуден (найзағайдың түсуі). Олар тіректердің жоғарғы жағына орнатылады;
- тірек сымдар мен кабельдерді жер үстінен белгілі бір биіктікте қолдайды;
- оқшаулағыштар, тірек корпусынан оқшаулағыш сымдар;
- сымдар оқшаулағыштарға, ал тіректердегі оқшаулағыштарға бекітілген арматура.



1 – пасынок; 2 – таңғыш; 3 – тірек; 4 – оқшауландырғыштар гирляндары; 5 – траверс; 6 – найзағайдан қорғайтын кабельдер; 7 – сымдар.

3-сурет - Ауа тізбегінің бір элементі - найзағайдан қорғайтын сымдары бар ағаш аралық тірек (қосалқы станцияға барар жолда).

Олардың дизайны бойынша әуе желілері бір тізбекті және көп тізбекті болып бөлінеді, яғни. бір тіректерге бір немесе бірнеше тізбектердің

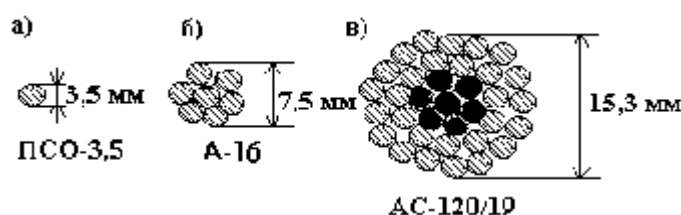
орналасуымен. Ең көп таралған бір тізбекті және қос тізбекті әуе желілері алынды. Схема түсінігі бір үш фазалы сызықтың үш сымын білдіреді.

Құрастырылуы бойынша олар мыналарды ажыратады:

а) үздіксіз қиманың бір сымнан тұратын бір сымды сымдар (сурет 4, а);

б) 7 металдан тұратын бір металдан жасалған көп сымды сымдар (сымның көлденең қимасына байланысты); 19 және 37 жеке сымдар бір-бірімен бұралған (4-сурет, б);

в) екі металдан жасалған болат және алюминий немесе болат және қоладан жасалған сымдар. Кәдімгі дизайндағы болат-алюминий сымдары (айнымалы ток) мырышталған болаттан тұрады (бір сымды немесе 7 немесе 19 сымнан тұратын бұралған), оның айналасында 6, 24 және одан да көп сымдардан тұратын алюминий бөлігі бар (4-сурет, в).



а – жалғызбасты сымдар; б – көпжақты сымдар; в – болат-аллюминий сымдары.

4-сурет - Әуе желілерінің сипаты.

Әуе желілерінің тіректеріндегі сымдарды әртүрлі жолдармен орналастыруға болады: бір тізбекті желілерде - үшбұрыш немесе көлденең; қос тізбектегі сызықтарда - кері шырша немесе алтыбұрыш («бөшке» түрінде).

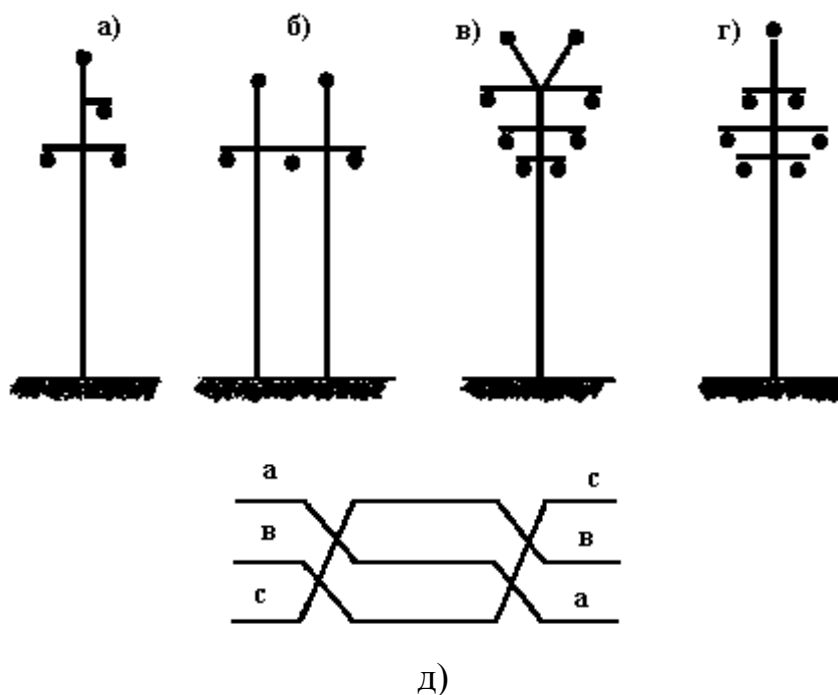
Үшбұрыш бар сымдардың орналасуы (5, а-сурет) кернеуі 20 кВ дейінгі желілерде және кернеуі 35 ... 330 кВ металл және темірбетон тіректері бар желілерде қолданылады.

Сымдардың көлденең орналасуы (5-сурет, б) ағаш тіректері бар кернеуі 35 ... 220 кВ болатын желілерде қолданылады. Сымдардың бұл орналасуы жұмыс жағдайлары бойынша ең жақсы болып табылады, өйткені ол төменгі тіректерді пайдалануға мүмкіндік береді және мұзды және би сымдарын түсірген кезде сымдардың қабаттасуын болдырмайды.

Екі мәнді сызықтарда сымдар кері шыршамен жабдықталған (5-сурет, в), орнату шарттары бойынша ыңғайлы, бірақ тіректердің массасын көбейтеді және екі қорғаныс кабелінің немесе алтыбұрышты тоқтата тұруды талап етеді (5-сурет, d). Соңғы әдіс қолайлы. 35 ... 330 кВ кернеуі бар екі мәнді желілерде пайдалану ұсынылады.

Барлық осы параметрлер сымдардың бір-біріне қатысты асимметриялық орналасуымен сипатталады, бұл фазалардың электрлік параметрлерінің өзгеруіне әкеледі. Бұл параметрлерді теңдеу үшін сым өткізгіштік қолданылады, яғни. сызықтың әртүрлі учаскелеріндегі бір-біріне қатысты

тіректердегі сымдардың салыстырмалы орнын біртіндеп өзгертіңіз. Бұл жағдайда әр фазаның сымы бір жолда ұзындықтың үштен бірін, екіншісінде - екінші және үшінші орында үшіншіден өтеді (5-сурет е).



а – үшбұрышпен; б – горизонтальды; в – керісінше бағытпен; г – алтыбұрышпен; д - сымды ауыстырудың бір тізбекті сызықтығы.

5-сурет - Сымдар мен қорғаныс кабельдерін тіректерге салу.

Тірек (оның ішінде соңы), аралық, бұрыштық, транспозициялық және арнайы. Осы немесе басқа тірек түрін қолдану олардың мақсатына байланысты, бұл өз кезегінде үстіңгі сызықтағы тіректердің орналасуына байланысты болады.

Сымдарды тоқтата тұру әдісіне байланысты әуе желілерінің тіректері (ОНЛ) екі негізгі топқа бөлінеді:

а) сымдар тірек қысқыштарына бекітілген аралық тіректер;

б) сымдарды тарту үшін қолданылатын тірек түрі. Бұл тіректерге сымдар тартқыш қысқыштарға бекітілген.

ПУЭ талаптарына сәйкес, кейбір инженерлік құрылыстардың, мысалы, теміржолдардың қиылыстары якорь түріндегі тіректерде орындалуы керек. Сызықтың айналу бұрыштарында бұрыштық тіректер орнатылады, олардың үстінде тірек немесе кернеу қысқыштарында сымдар тоқтап қалуы мүмкін. Осылайша тіректердің екі негізгі тобы - аралық және тірек арнайы мақсатқа ие түрлерге бөлінеді.

Аралық тікелей тіректер желінің тікелей учаскелеріне орнатылады. Аспалы оқшаулағыштары бар аралық тіректерде сымдар тігінен ілулі тірек гирляндларына, ал оқшаулағыштары бар аралық тіректерге сымдар сым

тоқумен бекітіледі. Екі жағдайда да аралық тіректер көлденең жүктемелерді сымдардағы жел қысымынан, тірек және тік жүктемелерден - сымдардың, оқшаулағыштардың салмағынан және тіректің өзіндік салмағынан қабылдайды.

Бітелмеген сымдар мен кабельдермен аралық тіректер, әдетте, сымдар мен кабельдердің кернеуінен көлденең жүктемені желінің бағыты бойынша қабылдамайды, сондықтан оларды басқа типтегі тіректерге қарағанда, мысалы, сымдар мен кабельдердің кернеуін қабылдайтын терминалға қарағанда жеңілірек етіп жасауға болады. Дегенмен, желінің сенімді жұмысын қамтамасыз ету үшін аралық тіректер желдің бағыты бойынша кейбір жүктемелерге төтеп беруі керек.

Аралық бұрыштық тіректер тірек гирляндаларында сымдардың суспензиясымен желінің айналу бұрыштарында орнатылады. Аралық тікелей тіректерге әсер ететін жүктемелерден басқа, аралық бұрыштық тіректер сымдар мен кабельдердің кернеуінің көлденең компоненттерінен жүктемелерді қабылдайды.

Электр желісінің айналу бұрыштары 20° -дан жоғары болса, аралық бұрыштардың тіректері салмағы айтарлықтай артады. Сондықтан бұрыштардың аралық тіректері $10 - 20^\circ$ бұрыштарға қолданылады. Айналудың үлкен бұрыштарында якорлы бұрыштық тіректер орнатылады.

Аралық тікелей тіректер желінің тікелей учаскелеріне орнатылады. Аспалы оқшаулағыштары бар аралық тіректерде сымдар тігінен ілулі тірек гирляндаларына, ал оқшаулағыштары бар аралық тіректерге сымдар сым тоқумен бекітіледі. Екі жағдайда да аралық тіректер көлденең жүктемелерді сымдардағы жел қысымынан, тірек және тік жүктемелерден - сымдардың, оқшаулағыштардың салмағынан және тіректің өзіндік салмағынан қабылдайды.

Үзілмеген сымдар мен кабельдермен аралық тіректер, әдетте, сымдар мен кабельдердің кернеуінен көлденең жүктемені желінің бағыты бойынша қабылдамайды, сондықтан оларды тіректердің басқа түрлеріне қарағанда жеңіл жасауға болады, мысалы, терминал, қабылдайтын сымдар және арқан. Дегенмен, желінің сенімді жұмысын қамтамасыз ету үшін аралық тіректер желдің бағыты бойынша кейбір жүктемелерге төтеп беруі керек.

Аралық тікелей тіректер (6-сурет) сызықтың тік учаскелеріне орнатылады. Аспалы оқшаулағыштары бар аралық тіректерде сымдар тігінен ілулі тірек гирляндаларына, ал оқшаулағыштары бар аралық тіректерге сымдар сым тоқумен бекітіледі. Екі жағдайда да аралық тіректер көлденең жүктемелерді сымдардағы жел қысымынан, тірек және тік жүктемелерден - сымдардың, оқшаулағыштардың салмағынан және тіректің өзіндік салмағынан қабылдайды.

Бітелмеген сымдар мен кабельдермен аралық тіректер, әдетте, сымдар мен кабельдердің кернеуінен көлденең жүктемені желінің бағыты бойынша қабылдамайды, сондықтан оларды басқа типтегі тіректерге қарағанда, мысалы, сымдар мен кабельдердің кернеуін қабылдайтын терминалға қарағанда жеңілірек етіп жасауға болады. Дегенмен, желінің сенімді жұмысын қамтамасыз ету үшін аралық тіректер желдің бағыты бойынша кейбір жүктемелерге төтеп беруі керек.

Аралық бұрыштық тіректер тірек гирляндаларында сымдардың суспензиясымен желінің айналу бұрыштарында орнатылады. Аралық тікелей тіректерге әсер ететін жүктемелерден басқа, аралық және якорлық бұрыштық тіректер сымдар мен кабельдердің кернеуінің көлденең компоненттерінен жүктемелерді де сініреді.



6-сурет – Аралық тіректер.

Анкерлік тіректер. Аспалы оқшаулағыштары бар желілерде сымдар тартпалы гирляндардың қысқыштарында бекітіледі. Бұл гирляндтар сымның жалғасы болып табылады және оның ауырлығын тірекке береді. Қадаланған оқшаулағыштары бар желілерде сымдар анкерлік тіректерде сымдардың толық ауырлығын қадаланған оқшаулағыштар арқылы тірекке беруді қамтамасыз ететін күшейтілген тұтқыр немесе арнайы қысқыштармен бекітіледі.

Анкерлік тіректерді орнату кезінде (7-сурет) трассаның тік учаскелерінде және тіректің екі жағынан бірдей ауырлығы бар сымдарды ілу кезінде сымдардан көлденең бойлық жүктемелер теңестіріледі және анкерлік тірек аралық сияқты жұмыс істейді, яғни тек көлденең және тік жүктемелерді қабылдайды



Сурет 7-Анкерлік типті ӘЖ тіректері.

Қажет болған жағдайда, анкерлік тіректің бір және екінші жағынан сымдарды әртүрлі ауырлықпен тартуға болады, сонда анкерлік тірек сымдардың ауырлық айырымын қабылдайды. Бұл жағдайда көлденең және тік жүктемелерден басқа, тірекке көлденең бойлық жүктеме де әсер етеді.

Анкерлік тіректерді бұрыштарда (желінің бұрылу нүктелерінде) орнату кезінде анкерлік бұрыштық тіректер сымдар мен тростардың ауырлығын көлденең құрайтын жүктемені қабылдайды.

Шеткі тіректер желінің ұшына орнатылады. Бұл тіректерден қосалқы станциялардың порталдарына ілінген сымдар кетеді. Қосалқы станция құрылысы аяқталғанға дейін желілерде сымдарды ілу кезінде шеткі тіректер ӘЖ сымдары мен тростарының толық біржақты ауыруын қабылдайды.

Тіректердің аталған үлгілерінен басқа, желілерде арнайы тіректер қолданылады: **транспозициондық**, тіректерде сымдардың орналасу тәртібін өзгерту үшін қызмет ететін, **тармақтаушы-негізгі** сызықтан тармақтарды орындау үшін, өзендер мен су кеңістіктері арқылы үлкен өту тіректері және т. б.

Әуе желілеріндегі тіректердің негізгі түрі аралық болып табылады, олардың саны әдетте тіректердің жалпы санының 85-90% құрайды.

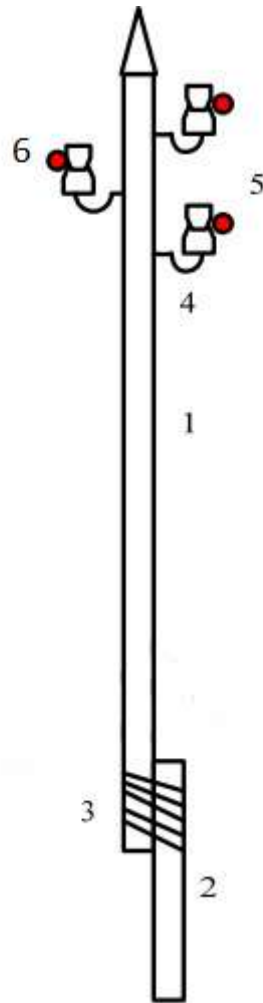
Тіректерді конструктивтік орындау бойынша **бос тұратын тіректерге** және **тартқыштарға** бөлуге болады. Тартқыштар әдетте болат арқандардан жасалады. Әуе желілерінде ағаш, болат және темір бетон тіректер қолданылады. Сондай-ақ, алюминий қорытпаларынан жасалған тіректердің конструкциялары әзірленді.

ӘЖ тіректерінің конструкциялары

1. 6 кВ ЭБЖ ағаш тірегі (8 - сурет) - бір жақты, аралық. Қарағай, кейде балқарағайдан жасалады. Өгей бұтақша сіңірілген қарағайдан жасалады. 35-110 кВ желілер үшін П-тәрізді екі жақты тіректер қолданылады. Тірек конструкциясының қосымша элементтері: аспалы қысқышы бар аспалы гирлянда, траверс, раскостар.

2. Темір-бетон тіректер бір жақты бос тұратын, тартусыз немесе жерге тартумен орындалады. Тірек центрифугирленген темір бетоннан, траверсадан, әрбір тіректе жерге қосқышы бар найзағайдан қорғау арқанынан (желінің найзағайдан қорғау үшін) жасалған тіректен (оқпаннан) тұрады. Жерге тұйықтау қаңқасының көмегімен трос жерге тұйықтағышпен байланысты (тіректің жанында жерге соғылған құбыр түріндегі өткізгіш). Трос желілерді найзағайдың тікелей соққысынан қорғау үшін қызмет етеді. Басқа элементтер: тіреуіш (оқпан), тартқыш, траверс, арқанға төзімді.

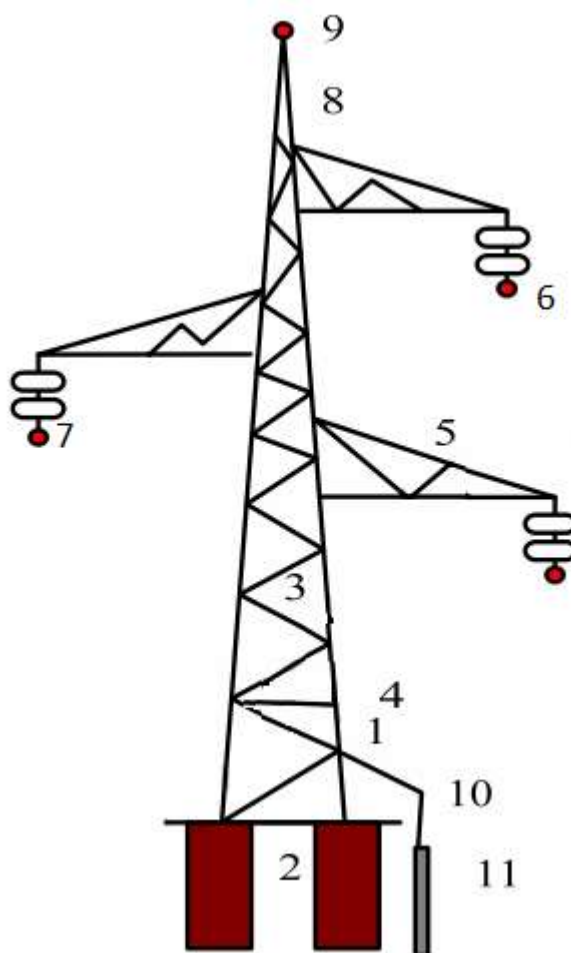
3.



1- тірек; 2 - омарта; 3 - бандаж; 4 - ілгек; 5 - істік оқшаулағыш; 6 - сым.

8-сурет - 6 кВ электр беру желілерінің бір жақты аралық ағаш тірегі.

Металл (болат) тіректер (9-сурет) 220 кВ және одан жоғары кернеу кезінде қолданылады.



1 - тіреуіш (оқпан); 2 – құрама темірбетонды іргетас және монолитті; 3 - тарамдар; 4 - тіреуіш белдігі; 5 - траверс (тартқыш және траверс белдігі); 6 – тіректің мақсатына байланысты тартпалы немесе аспалы оқшаулағыштың гирляндасы; 7 – Сым; 8 - арқан тіреуіш; 9 – найзағайдан қорғайтын арқан; 10 - жерге қосқыш; 11-жерге қосқыш өзек.

9-сурет-220-330 кВ ЭБЖ металл тірегі.

Электр берілісінің кәбілдік желісі-бұл бір немесе бірнеше кабельден тұратын электр энергиясын беруге арналған желі.

Кабель-бұл барлық ұзындығы бойынша оқшауланған металл жила (немесе бірнеше желі), оның үстіне қорғаныс жабындары салынған.

КЛЭП басты элементтері болып табылады:

- электр энергиясын беруге арналған кабель;
- қосқыш муфталар;
- муфталар (бітеу);
- тоқтатқыш муфталар.

Кабель массасының ағуын алдын алу үшін трассаның тік учаскелерінде қолданылады;

- май толтырылған кәбілдермен орындалған желілер үшін қоректендіретін аппараттар және май қысымының сигнал беру жүйесі;

- трассаның жеке учаскелерінде қолданылатын кәбілдік құрылыстар (кәбілдік коллекторлар, туннельдер, каналдар, шахталар, құдықтар).

Кез келген кернеу кабелінің негізгі бөліктеріне:

- токөткізгіш желілер;

- тоқ өткізгіш желілерді бір-бірінен және жерден бөлетін оқшаулау немесе оқшаулағыш қабықшалар;

- оқшаулауды ылғалдың, қышқылдардың, механикалық зақымданулардың зиянды әсерінен қорғайтын қорғаныш қабығы. 10 кВ кернеулі кабель конструкциясы 10-суретте келтірілген.



- 1-ток өткізгіш жила;
- 2 фазалық оқшаулау;
- 3-белдік оқшаулау;
- 4-қабығы;
- 5-бронь;
- 6-қорғаныс қабаты.

Сурет 10-Кернеуі 10 кВ кабель конструкциясы.

ӘЭЖ-нің ӘЭЖ-не қатысты артықшылықтарының бірі атмосфералық әсерлердің расталмауы және трассаның жасырын болуы және бөгде адамдар үшін қол жетімділігі болып табылады.

Кемшіліктер мынадай:

- сол кернеу класындағы әуе желілерімен салыстырғанда кабель желілерінің жоғары құны;

- құрылыста көп еңбекті қажетсіну;

- бір қуатты беру үлкен қималы сымдарды талап етеді.

Мысал 2.1

$\gamma=9,90 \cdot 10^{-3}$ кг/м·мм², $\sigma=13,0$ кг/мм² мәні болған кезде 800 м аралықтағы АСУ-400 сымның ілу жебесін анықтау.

Шешім тәртібі

800-1000 м астам аралықтар кезінде (1-14) /1/ формуласы бойынша анықталатын салмақ жебесінің қателігі рұқсат етілгеннен аспауы мүмкін. Сондықтан мұнда (1-20) /1/ формуласы қолданылады:

$$f = \frac{\gamma \cdot l^2}{8 \cdot \sigma} + \frac{\gamma^3 \cdot l^4}{384 \cdot \sigma} = \frac{9,90 \cdot 10^{-3} \cdot 800^2}{8 \cdot 13,0} + \frac{9,90^3 \cdot 10^{-9} \cdot 800^4}{384 \cdot 13,0^3} = 60,92 + 0,47 = 61,39 .$$

Формуланың екінші мүшесін елемеу кезіндегі қателік 0,47 м немесе салмақ жебесінің мәнінен 0,8% құрайды; сондықтан бұл жағдайда формуланың екінші мүшесі ескеру қажет.

2.2 Алмастыру схемалары, әуе және кабель желілерінің параметрлері

Белсенді кедергі материалға, қимаға және температураға байланысты. Белсенді кедергі сымдар мен кабельдердің жылу ысырабын тудырады. Ток өткізетін өткізгіштердің материалымен және олардың қимасының ауданымен анықталады.

Тұрақты ток (омикалық) және айнымалы ток (белсенді) өткізгіштің кедергісін ажыратады. Беттік әсерге байланысты белсенді кедергі ($R_a > R_{om}$) көп.

Түрлі-түсті металдан жасалған ЭБЖ үшін өнеркәсіптік жиіліктерде беттік әсері елеусіз. Демек, $R_a \approx R_{om}$.

Әдетте R а температура тербелісінің әсерімен есептерде өткізгіштер елемейді. Жолсеріктердің жылу есептеулері ерекшелік болып табылады. Кедергі шамасын қайта есептеу мынадай формула бойынша орындалады:

$$R_{\theta} = R_{20} \cdot [1 + 0,004(\theta - 20)], \quad (6)$$

мұнда $R_{20} - 20^{\circ}\text{C}$ температура кезінде белсенді кедергі;

θ – температураның ағымдағы мәні, $^{\circ}\text{C}$.

Белсенді кедергі өткізгіш материалына және қимаға байланысты:

$$R = \rho \cdot \frac{l}{F}, \quad (7)$$

мұндағы ρ – меншікті кедергі, Ом мм²/км;

l – өткізгіш ұзындығы, км;

F – өткізгіштің қимасы, мм².

Өткізгіштің бір километрінің кедергісі қума кедергісі деп аталады:

$$r_0 = \frac{\rho}{F} = \frac{1}{\gamma \cdot F}, \quad (8)$$

мұндағы γ – өткізгіш материалының меншікті өткізгіштігі, км См/мм².

Желі учаскесінің белсенді кедергі шамасы есептеледі:

$$R = r_0 \cdot l. \quad (9)$$

Айнымалы ток сым арқылы өтіп, оның айналасында айнымалы магнит өрісін түзеді, ол кері бағыттағы ЭДС (ЭҚК өзін-өзі индукция) өткізгішінде әкеледі. ЭҚК-нің өзін-өзі индукцияға қарсы әрекетімен шартталған ток кедергісі реактивті индуктивті кедергі деп аталады.

Реактивті индуктивті кедергінің шамасы өз сымындағы ток мәніне де, көрші сымдардағы ток мөлшеріне де байланысты. Желінің фазалық сымдары одан әрі орналасқан сайын, көршілес сымдардың әсері аз – шашырау ағыны және индуктивті кедергі артады.

Индуктивті кедергінің шамасына сым диаметрі, магниттік өткізгіштігі (құрылғы) және айнымалы ток жиілігі әсер етеді.

Қума индуктивті кедергінің шамасы мына формула бойынша есептеледі:

$$x_0 = \omega \cdot (4,61g \frac{D_{cp}}{R_{np}} + 0,5\mu) \cdot 10^{-4} = x_0' + x_0'', \quad (10)$$

мұндағы ω – бұрыштық жиілік;

μ – магниттік өткізгіштігі;

D_{cp} – ЭБЖ фазалары арасындағы орташа геометриялық қашықтық;

R_{np} – сым радиусы.

Фазалық сымдар арасындағы орташа геометриялық қашықтық (11-сурет) мынадай формула бойынша есептеледі:

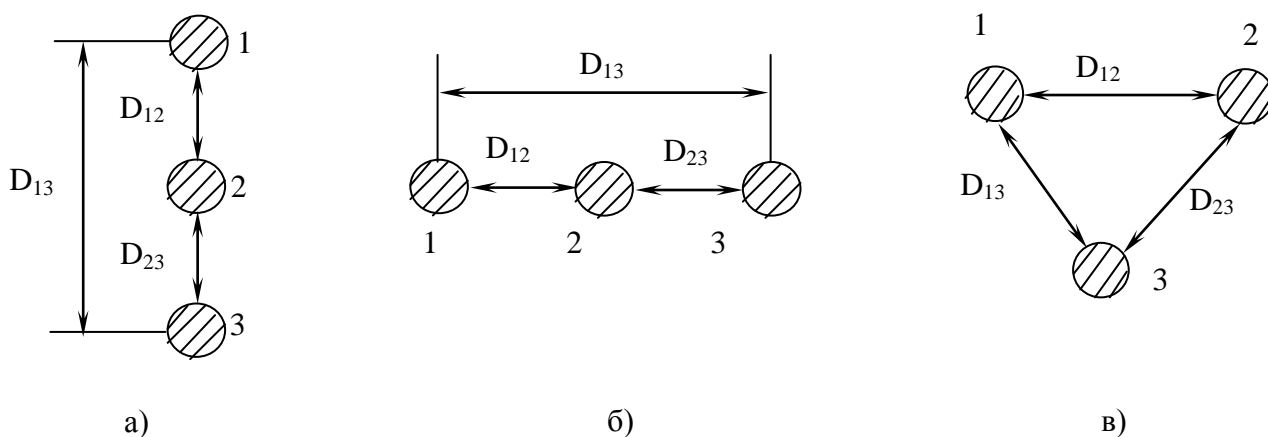
$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}}. \quad (11)$$

Сымдардың бір жазықтықта орналасуы кезінде (11 А, Б-сурет) есептеуге арналған формула оңайлатылады D_{cp} :

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D \cdot 2 \cdot D \cdot D} = 1,26 \cdot D. \quad (12)$$

Егер сымдар тең жақты үшбұрыштың шыңында орналасқан болса, онда

$D_{cp} = D$ (11 в суреті).



а), б) - бір жазықтықта;
в) - үшбұрыштың шыңында.

11-сурет-сымдардың тіректе орналасуы

$f = 50\text{Гц}$ мәні $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 3,14 \text{ 1/с}$. Сонда индуктивті кедергі формуласы жазылады:

$$x_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр}}} + 0,016 \cdot \mu. \quad (13)$$

Түсті металдан жасалған өткізгіштер үшін (мыс, алюминий) $\mu = 1$.

Фазаның ыдыратылған конструкциясы кезіндегі кума индуктивті кедергінің шамасы:

$$x_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{прэкв}}} + \frac{0,016 \cdot \mu}{n}, \quad (14)$$

мұндағы n – фазадағы сымдар саны;

$R_{\text{прэкв}}$ – сымның эквивалентті радиусы.

$n = 2, 3$:

$$R_{\text{прэкв}} = \sqrt[n]{a^{n-1} \cdot R_{\text{пр}}}, \quad (15)$$

Мұндағы a – ажырату қадамы (фазадағы сымдар арасындағы орташа геометриялық қашықтық);

$R_{\text{пр}}$ – сым радиусы.

Желі учаскесінің реактивті кедергі шамасы есептеледі:

$$x = x_0 \cdot l. \quad (16)$$

Активті өткізгіштігі (G) диэлектриктердегі активті қуаттың жоғалуына байланысты. Оның шамасы оқшаулағыштар бойынша ағу тогына (аз, елемеуге болады) және тәжге қуаттың шығынына байланысты.

Тәжге қуат шығынының шамасын, кВт / км, мына формула бойынша есептеуге болады:

$$\Delta P_{\text{кор}} = \frac{0,18}{\delta} \cdot \sqrt{\frac{R_{\text{пр}}}{D_{\text{ср}}}} \cdot (U_{\text{ф}} - U_{\text{кор ф}})^2, \quad (17)$$

мұндағы δ - барометрлік қысымды ескеретін коэффициент;

$U_{\text{ф}}$, $U_{\text{кор.ф}}$ – тиісінше, ЭБЖ фазалық жұмыс кернеуі және тәж пайда болатын кернеу.

Погондық белсенді өткізгіштіктің шамасы, См / км, мынадай формула бойынша есептеледі:

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\text{кор}}}{U_{\text{ном}}^2}. \quad (18)$$

Желі учаскесінің белсенді өткізгіштігі келесідей:

$$G = g_0 \cdot l. \quad (19)$$

Кернеуі 220 кВ дейінгі желілердің белгіленген режимдерін есептеу кезінде белсенді өткізгіштігі ескерілмейді – сым радиусының артуы тәжге қуаттың жоғалуын іс жүзінде нөлге дейін төмендетеді. $U_{\text{ном}} \geq 330$ кВ кезінде сым радиусының артуы ЭБЖ едәуір қымбаттауына әкеледі. Сондықтан мұндай желілерде фазаны ажыратады және есептерде белсенді өткізгіштікті ескереді.

Кабель желілерінде р құрылғысы абсорбция тогының есебінен кабельде болатын құбылыстардан туындайды. КЛЭП үшін диэлектрлік ысыраптарды дайындаушы зауыт көрсетеді. КЛЭП-дағы диэлектрлік шығындар $U \geq 35$ кВ - да ескеріледі.

Реактивті өткізгіштігі болуымен түсіндіріледі сыйымдылықтар арасындағы фазалар арасындағы фазалар мен жердің, өйткені кез-келген жұп сымдар ретінде қарастыруға болады конденсатор.

ӘЭЖ үшін қума реактивті өткізгіштіктің шамасы, См / км, формулалар бойынша есептеледі:

- өшірілмеген сымдар үшін

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{cp}}{R_{пр}}}; \quad (20)$$

- ыдыратылған сымдар үшін

$$b_{0p} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{cp}}{R_{пр экв}}}. \quad (21)$$

Ыдырау арттырады b_0 на 21÷33%.

КЛЭП үшін қума өткізгіштігінің шамасы мынадай формула бойынша есептеледі:

$$b_0 = \omega \cdot C_0. \quad (22)$$

C_0 сыйымдылығының шамасы кабельдің әр түрлі маркаларына арналған анықтамалық әдебиетте келтіріледі.

Желі учаскесінің реактивті өткізгіштігі мынадай формула бойынша есептеледі:

$$B = b_0 \cdot l. \quad (23)$$

Әуе ЭБЖ b_0 мәні кабельді ЭБЖ-ге қарағанда айтарлықтай аз, өйткені D_{cp} ВЛЭП $\gg D_{cp}$ КЛЭП.

Өткізгіштердегі кернеу әсерінен сыйымдылық ток (ығысу тогы немесе зарядтау тогы):

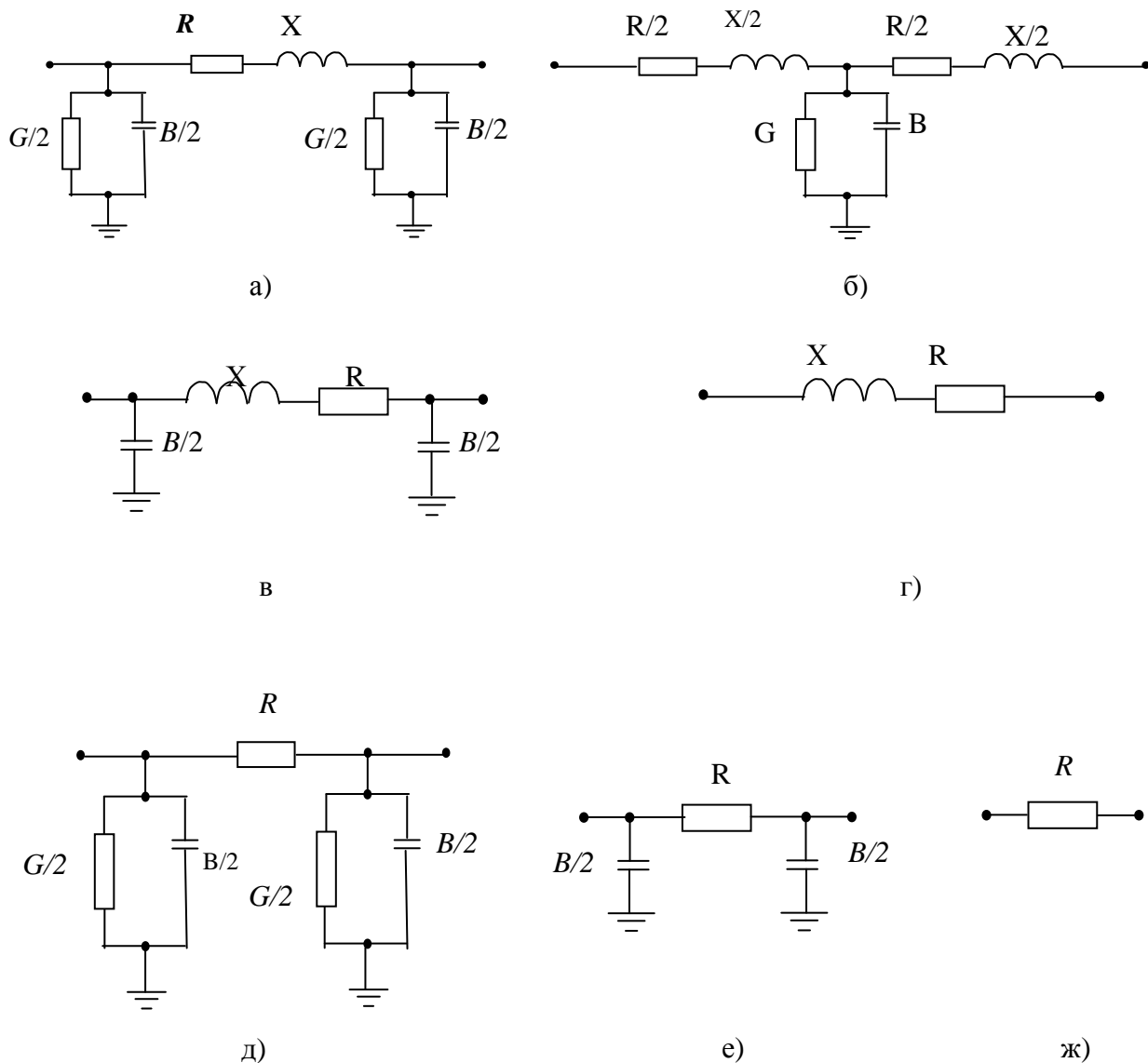
$$I_c = B \cdot U_{\phi}. \quad (24)$$

Бұл токтың шамасы реактивті өткізгіштіктегі реактивті қуаттың шығынын немесе ЭБЖ зарядтау қуатын анықтайды:

$$\Delta Q_c = Q_{зар} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_c = B \cdot U^2. \quad (25)$$

Аудандық желілерде зарядтау токтары жұмыс токтарымен өлшенеді. $U_{ном} = 110$ кВ кезінде Q_c шамасы берілетін активті қуаттың 10% – ға жуығын құрайды, $U_{ном} = 220$ кВ – $Q_c \approx 30\%$ Р. Сондықтан оны есептерде ескеру қажет. Q_c шамасы 35 кВ дейінгі номиналды кернеумен желіде елемеуге болады.

ЭБЖ алмастыру сұлбасы 12-суретте көрсетілген.



а) П – бейнелі; б) т – бейнелі ; в) 220 кВ-қа дейін Уном кезінде ӘЭБЖ; г) 35 кВ-қа дейін Уном кезінде ӘЭБ; д) 35 кВ-қа дейін Уном кезінде КЭБЖ; е) 20 кВ-қа дейін Уном кезінде КЭБЖ; ж) Ун 6-10 кВ кезінде КЭБЖ.

12 – сурет-ЭБЖ алмастыру схемалары

Мысал 2.2

Ұзындығы 100 км және кернеуі 110 кВ үшфазалы электр беру желісінде АС-120 сымы пайдаланылды. Сымдар көлденең жазықтықта орналасқан, олардың арасындағы қашықтық 4 м.желіде транспозиция жүзеге асырылды.

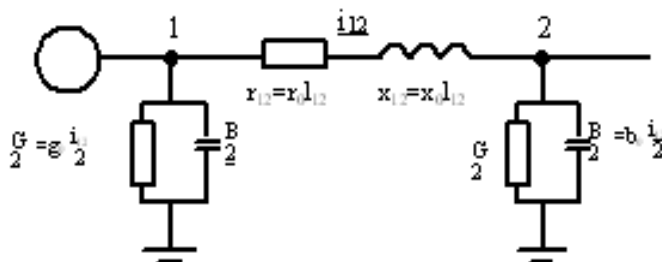
Сымдардың индуктивтілігін, белсенді және индуктивті кедергіні, фазаның сыйымдылық өткізгіштігін және линиямен генерацияланатын реактивті қуатты анықтау.

Шешім тәртібі

Бұл желі үшін алмастыру сұлбасы 13-суретте берілген.

Желі сымдарының үлестік белсенді кедергісі желінің барлық сымдары үшін R , Ом белсенді кедергі ΠA кестесінің анықтамалық мәліметтері бойынша табамыз

$$r = 0,27 \cdot 100 = 27.$$



13-сурет-кернеуі 110 кВ және одан жоғары желі учаскесі үшін ауыстыру схемасы

Сымның индуктивтілігін есептеу үшін тәуелділікті қолданамыз (1-4) /2/, мұнда D ср, м, тәуелділікпен анықталады (11):

$$D_{cp} = \sqrt[3]{4 \cdot 4 \cdot 8} = 5,04.$$

Сым диаметрі АС-120 П-1 /2/ таблицадан 1,52 см тең.

Сандық шамаларды тәуелділікке енгізгеннен кейін (1-4) /2 / бар:

$$L_0 = 4,61 \lg \frac{504 \cdot 2}{1,52} \cdot 10^{-4} = 13,0 \cdot 10^{-4}.$$

Барлық сымның индуктивтілігі тең: $L = L_0 l = 13 \cdot 10^{-4} \cdot 100 = 13 \cdot 10^{-2}$.

Кез келген желі сымдарының индуктивті кедергісі тәуелділікті анықтауға болады (20):

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{504,2}{1,52}} = \frac{7,58}{2,82} \cdot 10^{-6} = 2,66 \cdot 10^{-6}.$$

Q_B , МВАр желісімен генерацияланатын реактивті қуат тәуелділіктен анықталады (25):

$$Q_B = 110^2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 100 \cdot 10^3 = 3,22.$$

Осылайша, ұзындық желілерінде реактивті қуат жеткілікті үлкен және желінің соңындағы, әсіресе бос жүріс режимінде кернеуге елеулі әсер етеді.

Мысал 2.3

Ұзындығы 120 км әуе желісі сымдарының индуктивті кедергісі 38 Ом тең болды.

Стандартты жиілігі 60 Гц, АҚШ-та ұқсас желі үшін сымның меншікті кедергісі қандай шамаға ие болатынын анықтау.

Шешім тәртібі

Берілген шамалар бойынша 50 Гц жиілік үшін, x_0 , Ом/км меншікті индуктивті кедергіні анықтаймыз:

$$x_0 = \frac{x}{l} = \frac{38}{120} = 0,317.$$

Тәуелділіктен (10) үлестік индуктивті кедергі жиілікке пропорционал, мұнда АҚШ-та желі үшін бар:

$$x'_0 = x_0 \frac{\omega'}{\omega} = x_0 \frac{f'}{f} = 0,317 \cdot \frac{60}{50} = 0,38.$$

Мысал 2.4

Әуе желісінің әрбір фазасы 400 мм қашықтық кергіш ұзындығы бар тең жақты үшбұрыштың шыңында орналасқан АСО-480 үш сымнан тұрады. Фазалардың орналасуы-көлденең жазықтықта, аралас фазалар арасындағы қашықтық 10,5 м. Желі транспортирленген.

Егер АСО-480 маркалы сымдардың әрқайсысының 30,2 мм диаметрі болса, желінің индуктивті кедергісін аналитикалық әдіспен анықтау.

Шешім тәртібі

(15) тәуелділікті пайдалана отырып, сымның эквивалентті радиусын анықтаймыз r_3 , см:

$$r_3 = \sqrt[3]{1,5 \cdot 40^2} = 13,4.$$

Алынған шаманы тәуелділікке енгіземіз (14), бұдан:

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{1,26 \cdot 1050}{13,4} + \frac{0,016}{3} = 0,293.$$

3 Күш трансформаторлары және автотрансформаторлар

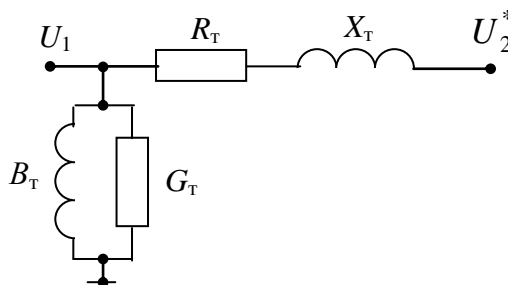
3.1 Күштік трансформаторлардың алмастыру сұлбалары мен параметрлері

Екі орамды трансформатордың тәжірибелік есептерінде жиі Г-тәрізді алмастыру схемасымен ұсынылады (14 сурет).

Трансформатордың белсенді және реактивті кедергілері (бойлық тармақ) Жоғары кернеу орамының белсенді және реактивті кедергілерінің және оған келтірілген төменгі кернеу орамының қосындысын білдіреді:

$$R_T = R_B + R_H^*; \quad (26)$$

$$X_T = X_B + X_H^*.$$



14-сурет-Г-тәрізді алмастыру схемасы.

Алмастыру схемасының көлденең тармағы белсенді G_T және реактивті B_T өткізгіштермен ұсынылған. Өткізгіштер әдетте бастапқы орама жағынан қосылады: жоғарылататын трансформаторлар үшін-төмен кернеулі орама жағынан, төмендетіндер үшін-жоғары кернеулі орама жағынан.

Мұндай ауыстыру схемасында трансформация жоқ, яғни мінсіз трансформатор жоқ. Сондықтан есептерде қайталама кернеу U_2^* бастапқы орамның кернеуіне келтірілген.

Белсенді өткізгіштігі трансформатор болатындағы активті қуаттың шамадан тыс магниттеуге және құйынды токтарға жоғалуы реактивті өткізгіштігі-магниттеу қуатына байланысты. Өткізгіштіктің электр желісі режимдерінің есептерінде бос жүрістің шығындарына тең жүктемемен ауыстырылады.

Трансформатордың алмастыру сұлбасының параметрлері екі тәжірибе бойынша анықталады – бос жүріс және қысқа тұйықталу. Тәжірибелерде трансформатордың паспорттық деректерінде көрсетілген келесі шамаларды анықтайды:

- бос жүріс режиміндегі белсенді қуатты жоғалту ΔP_x в кВт;
- қысқа тұйықталу режиміндегі белсенді қуатты жоғалту ΔP_k в кВт;
- қысқа тұйықталу кернеуі U_k , в %;
- бос жүріс тогы I_x , в %.

Екі орамды трансформатордың белсенді кедергісі:

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{\text{ВНОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}. \quad (27)$$

Трансформатордың белсенді кедергісінде кернеудің төмендеуі:

$$U_{ka}, \% = \frac{U_{ka}}{U_{\text{ВНОМ}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}} \cdot R_T}{U_{\text{ВНОМ}}} \cdot 100. \quad (28)$$

Реактивті кедергідегі кернеудің төмендеуі үшін пайыздық өрнек келесідей

$$U_{kp}, \% = \frac{U_{kp}}{U_{\text{ВНОМ}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}} \cdot X_T}{U_{\text{ВНОМ}}} \cdot 100. \quad (29)$$

Одан трансформатордың реактивті кедергісінің шамасын таба алады:

$$X_T = \frac{U_{kp} \cdot U_{\text{ВНОМ}}}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}}.$$

Алынған өрнекті $U_{\text{ВНОМ}}$ -ге көбейтеміз және бөлеміз:

$$X_T = \frac{U_{kp} \cdot U_{\text{ВНОМ}}}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{U_{\text{ВНОМ}}}{U_{\text{ВНОМ}}} = \frac{U_{kp} \cdot U_{\text{ВНОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}.$$

Қазіргі трансформаторларда белсенді кедергі реактивті кедергіге қарағанда әлдеқайда көп. Сондықтан практикалық есептеулерде $U_{kp} \approx U_k$ деп қабылдауға болады. Сонда, трансформатордың индуктивті кедергісін есептеу формуласы:

$$X_T = \frac{U_k \cdot U_{\text{ВНОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}. \quad (30)$$

Бос жүріс қуаты:

$$\Delta S_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x. \quad (31)$$

Белсенді өткізгіштіктің шамасы:

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{ВНОМ}}^2}. \quad (32)$$

Паспорттық деректерде бос жүріс тогының шамасы номиналды токтан пайызбен келтіріледі. Сондықтан:

$$\Delta Q_x \approx \frac{3 \cdot I_{x\%} \cdot I_{1\text{НОМ}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВНОМ}}}{\sqrt{3}} = \frac{I_{x\%} \cdot S_{\text{НОМ}}}{100}. \quad (33)$$

Реактивті өткізгіштікті есептеу формуласы:

$$B_T = \frac{I_{x\%} \cdot S_{\text{НОМ}}}{100 \cdot U_{\text{ВНОМ}}^2}. \quad (34)$$

Электр сұлбаларында үш орамды трансформатор былайша ұсынылады (15 а сурет).

Трансформаторлар орамдарды келесі орындаумен орындалады – 100 % / 100 % / 100 %, 100 % / 100 % / 66,7 % және 100 % / 66,7 % / 66,7 %.

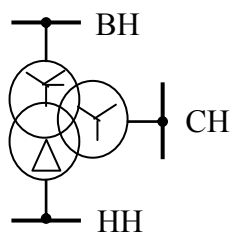
Есептерде үш орамды трансформатор үш сәулелі жұлдыз түріндегі алмастыру схемасымен ұсынылады (15 б сурет). Сұлбадағы барлық кедергілер жоғары орамның кернеуіне келтірілген.

Үш орамды трансформатордың паспорттық деректері:

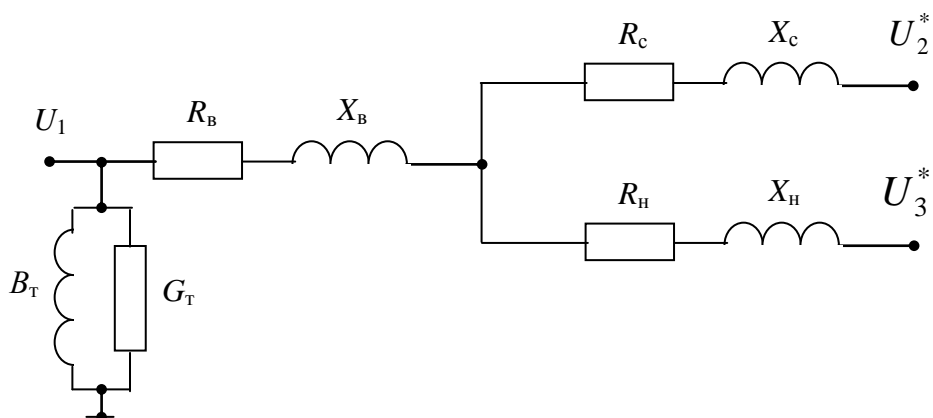
- төмен кернеулі орама және жоғары кернеулі орама жағынан қоректену кезінде – $U_{\text{кВН}}, \Delta P_{\text{кВН}}$;

- төмен кернеулі орама және орта кернеулі орама жағынан қоректену кезінде – $U_{\text{кСН}}, \Delta P_{\text{кСН}}$;

- төмен кернеулі орама және орта кернеулі орама жағынан қоректену кезінде – $U_{\text{кВС}}, \Delta P_{\text{кВС}}$.



а)



б)

а) шартты сурет;

б) алмастыру сұлбасы.

15-сурет-Үш орамалы трансформатор.

Әрбір орамның қысқа тұйықталу кернеуінің мәні:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH});$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}); \quad (35)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KCH} - U_{KBC}).$$

Трансформатор орамдарының индуктивті кедергілері екі орамды трансформатор үшін бірдей формула бойынша есептеледі:

$$X_B = \frac{U_{KB} \cdot U_{BНОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}; \quad X_C = \frac{U_{KC} \cdot U_{BНОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}; \quad X_H = \frac{U_{KH} \cdot U_{BНОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}. \quad (36)$$

Әрбір орамдағы белсенді қуатты жоғалту мәні:

$$\begin{aligned} \Delta P_{KB} &= 0,5 \cdot (\Delta P_{KBH} + \Delta P_{KBC} - \Delta P_{KCH}); \\ \Delta P_{KC} &= 0,5 \cdot (\Delta P_{KBC} + \Delta P_{KCH} - \Delta P_{KBH}); \\ \Delta P_{KH} &= 0,5 \cdot (\Delta P_{KBH} + \Delta P_{KCH} - \Delta P_{KBC}). \end{aligned} \quad (37)$$

Трансформатор орамдарының активті кедергісі екі орамды трансформатор үшін бірдей формула бойынша есептеледі:

$$R_B = \frac{\Delta P_{KB} \cdot U_{BНОМ}^2}{S_{НОМ}^2}; \quad R_C = \frac{\Delta P_{KC} \cdot U_{BНОМ}^2}{S_{НОМ}^2}; \quad R_H = \frac{\Delta P_{KH} \cdot U_{BНОМ}^2}{S_{НОМ}^2}. \quad (38)$$

Өте жиі анықтамалық әдебиетте ең қуатты орамдар үшін орындалған қысқа тұйықталу тәжірибесінен анықталған тек бір мән ΔP_K келтіріледі. Әдетте бұл ΔP_{KBC} . Төмен кернеу орамындағы активті қуаттың шығындары кез келген ара қатынастардан есептеледі:

$$\frac{\Delta P_{KB}}{\Delta P_{KH}} = \frac{S_{HНОМ} \%}{S_{BНОМ} \%} \quad \text{немесе} \quad \frac{\Delta P_{KC}}{\Delta P_{KH}} = \frac{S_{HНОМ} \%}{S_{CНОМ} \%}.$$

Орамдар қуаттарының арақатынасы кезінде 100 % / 100 % / 100 %:

$$\Delta P_{KB} = \Delta P_{KC} = \Delta P_{KH} = 0,5 \cdot \Delta P_{KBC}, \quad (39)$$

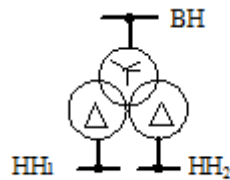
ал қатынасында және 100 % / 100 % / 66,7 %:

$$\Delta P_{KB} = \Delta P_{KC} = 0,5 \cdot \Delta P_{KBC}; \quad \Delta P_{KH} = 1,5 \cdot \Delta P_{KB}. \quad (40)$$

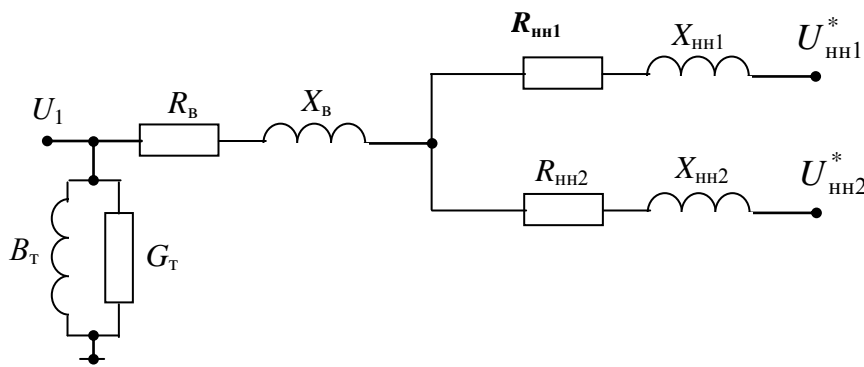
Қуаты 25 және одан да көп МВ·А екі орамды трансформаторлар төмен кернеуді ажырататын ораммен орындалады. Трансформаторлардың үш сәулелі алмастыру схемасы бар (16 б сурет). Трансформатордың жалпы белсенді және индуктивті кедергісі:

$$R_{\text{общ}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВНОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \quad (41)$$

$$X_{\text{общ}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВНОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}.$$



а)



- а) шартты кескін;
- б) эквивалентті тізбек.

16 сурет - Төмен кернеулі орамасы бар екі орамалы трансформатор.

Қысқа тұйықталу экспериментін жүргізу шарттарына сәйкес $R_{\text{HH1}}=R_{\text{HH2}}=R_{\text{общ}}$ және $R_{\text{В}}=0,5 \cdot R_{\text{общ}}$

Орамдардың индуктивті кедергісін анықтау үшін орамалардың магниттік тізбектегі орналасуын, яғни магнит өрістерінің әсерін ескеру қажет.

Үш фазалы трансформаторлар үшін орамалар бір-бірінен жоғары орналасқан кезде:

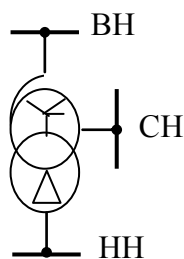
$$X_{\text{В}}=0,125 \cdot X_{\text{общ}} \quad \text{және} \quad X_{\text{HH1}}=X_{\text{HH2}}=1,75 \cdot X_{\text{общ}}. \quad (42)$$

Бөлшектелген орамалы трансформатордың өткізгіштігі қос орамалы трансформатор сияқты бірдей анықталады.

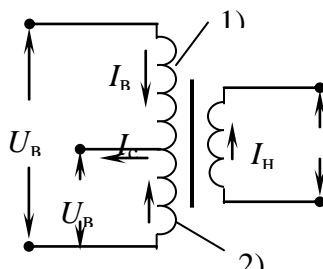
Төмен вольтты учаскелерді электрмен жабдықтау үшін сплиттік трансформаторларды пайдалану қысқа тұйықталу тогын екі есе азайтуға және көптеген жағдайларда ток-реакторлармен таратуға мүмкіндік береді.

Электр тізбектерінде автотрансформатор келесідей бейнеленген (17 а суреті).

Автотрансформатор үш орамалы трансформатордан ерекшеленеді, өйткені оның жоғары және орта кернеу орамалары, магниттік муфтадан басқа, электрлік байланысы бар (сурет 17 б). Орташа кернеудің орамасы жоғары кернеу орамасының бөлігі болып табылады. Жоғары вольтты орам екі бөліктен тұрады - сериялық орамасы және жалпы орамасы.



а)



- 1) тізбекті орам;
- 2) жалпы орам.

б)

а) шартты кескін;

б) ораманың қосылу схемасы.

Сурет 17 – Автотрансформатор.

Автотрансформатордың номиналды қуаты:

$$S_{\text{НОМ}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВНОМ}} \cdot I_{\text{ВНОМ}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{СНОМ}} \cdot I_{\text{СНОМ}}$$

Бұл өрнекті былайша жазуға болады:

$$S_{\text{НОМ}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВНОМ}} \cdot I_{\text{ВНОМ}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{ВНОМ}} \cdot (U_{\text{ВНОМ}} - U_{\text{СНОМ}}) =$$

$$= \underbrace{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ВНОМ}} \cdot (U_{\text{ВНОМ}} - U_{\text{СНОМ}})}_{\text{ЖОҒАРЫ КЕРНЕУ ОРАМЫНАН Орташа кернеу орамына магнит жолымен берлетін трансформаторлық қуат типтік қуат деп аталады. магнит өткізгіштің өлшемдері осы қуатпен анықталады.}} + \underbrace{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ВНОМ}} \cdot U_{\text{СНОМ}}}_{\text{ОРАМДАРДЫҢ ЭЛЕКТР БАЙЛАНЫСЫ ЕСЕБІНЕН БЕРЛЕТІН ЭЛЕКТР ҚУАТЫ. БҰЛ ҚУАТ ЖАЛПЫ ОРАМДЫ ЖҮКТЕМЕЙДІ.}}$$

Типтік қуаттың номиналға қатынасы:

$$\frac{S_{\text{ТИП}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ВНОМ}} \cdot (U_{\text{ВНОМ}} - U_{\text{СНОМ}})}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ВНОМ}} \cdot U_{\text{ВНОМ}}} = \frac{U_{\text{ВНОМ}} - U_{\text{СНОМ}}}{U_{\text{ВНОМ}}} = 1 - \frac{U_{\text{СНОМ}}}{U_{\text{ВНОМ}}} = \alpha. \quad (43)$$

α коэффициенті пайдалылық коэффициенті деп аталады. Автотрансформатордың артықшылығы сол қуатты үш орамалы трансформаторға қатысты анықталады.

Үш орамалы трансформаторға қарағанда автотрансформатордың артықшылығы:

- 1) материалдарды аз тұтыну (мыс, болат, оқшаулау);
- 2) кіші өлшемдер;
- 3) бос және қысқа тұйықталу режимдерінде белсенді қуат аз жоғалады;
- 4) үлкен тиімділік;
- 5) жеңіл салқындату шарттары.

Кемшіліктері:

- 1) кернеуді тәуелсіз реттеудің қиындықтары;
- 2) орамалардың электрлік қосылуына байланысты жоғары кернеу орамасынан орташа кернеудің орамасына және керісінше атмосфераның толып кету қаупі;

3) саңырауды бейтарап бейтарап жерге қосу қажеттілігі. Бұл бір фазалы қысқа тұйықталу тогының үш фазалы қысқа тұйықталу тогынан көп болуы мүмкін екендігіне әкеледі. Егер сіз жерді бейтараптасаңыз, онда орамалардың оқшаулауын желінің кернеуіне қарай есептеу керек.

Автотрансформатордың үш орамалы трансформатормен бірдей тізбегі бар. Эквивалентті тізбек параметрлері дәл осылай есептеледі. Төлқұжат деректерінің бір бөлігін номиналды қуатқа емес, әдеттегі қуатқа дейін төмендетуге болатындығын ескеру қажет. Төмен кернеу орамасы әдеттегі қуат үшін есептелген. Сондықтан төменгі кернеу орамасындағы қысқа тұйықталу кезінде кернеу осы орамдағы токты анықтайтын мәнге дейін көтеріледі. Бұл жағдайда $\Delta R_{\text{квн}}$, $\Delta R_{\text{ксн}}$, $U_{\text{квн}}$ және $U_{\text{ксн}}$ параметрлері автотрансформатордың әдеттегі қуатына дейін азаяды.

Егер бұл мүмкіндік төлқұжат деректерінде көрсетілген болса, онда көрсетілген параметрлер формулалар бойынша номиналды қуатқа дейін төмендетілуі керек:

$$\Delta P_{\text{кВН}} = \frac{\Delta P_{\text{кВН}}^*}{\alpha^2}; \quad \Delta P_{\text{кСН}} = \frac{\Delta P_{\text{кСН}}^*}{\alpha^2};$$

$$U_{\text{кВН}} = \frac{U_{\text{кВН}}^*}{\alpha} \quad \text{и} \quad U_{\text{кСН}} = \frac{U_{\text{кСН}}^*}{\alpha}.$$

«*» белгісі параметрлердің автотрансформатордың әдеттегі қуатына өзгертілгенін білдіреді.

Мысал 3.1

ТМ 1800/35 типті трансформатордың техникалық мәліметтері: номиналды қуат $S_n = 1800$ кВА; ВН-35кВ орамасының номиналды кернеуінің жоғарғы шегі; бірдей орамалы НН - 10,5 кВ; жұмыс істемеу шығыны $\Delta P_0 = 8,3$ кВт; номиналды жүктеме кезіндегі қысқа тұйықталудың жоғалуы $\Delta P_k = 25$ кВт; қысқа тұйықталу кернеуі номиналды кернеудің пайызы ретінде $i_k\% = 6,5\%$; ашық тізбектегі ток $I_0\% = 5\%$ номиналды токтың пайызы ретінде.

Трансформатордың эквивалентті тізбегінің параметрлерін екі негізгі кернеу үшін де анықтаңыз, олар негізгі ретінде қабылданады.

Шешу реті

Бұл трансформатордың ең жоғары кернеуі - 35 кВ; біз оған өткізгіштік циклі жоқ жеңілдетілген эквивалентті тізбек аламыз. Негізгі кернеулер үшін мыналарды аламыз: а) 35 кВ және б) 10,5 кВ.

Активті кедергі R_T , Ом, тәуелділікті анықтаймыз (27):

$$\text{а) } R_T = \frac{25 \cdot 35^2 \cdot 10^3}{1800^2} = 9,1;$$

$$\text{б) } R_T = \frac{25 \cdot 10,5^2 \cdot 10^3}{1800^2} = 0,81.$$

Индуктивтілік формула бойынша анықталады X_T , Ом (30):

$$\text{а) } X_T = \frac{6,5 \cdot 35^2 \cdot 10}{1800} = 44,1;$$

$$\text{б) } X_T = \frac{6,5 \cdot 10,5^2 \cdot 10}{1800} = 3,98.$$

Берілген трансформатор күші үшін индуктивтілік белсендіден 5 есе жоғары.

3.2-мысал

ТД40500/110 типті үш фазалы екі орамалы трансформатордың балама тізбегінің параметрлерін анықтаңыз. Трансформатордың техникалық мәліметтері: $S_H = 40500$ кВА; $U_H = 110$ кВ; $\Delta P_0 = 115$ кВт, $\Delta P_K = 222$ кВт; $U_K\% = 10.5$, $I_c\% = 2.6$.

Шешу реті

Трансформаторлық орамалардың белсенді кедергісін R_T , Ом, (27) формуладан аламыз:

$$R_T = \frac{222 \cdot 110^2 \cdot 10^3}{40500^2} = 1,63.$$

Индуктивтілік формула бойынша анықталады X_T , Ом (30):

$$X_T = \frac{10,5 \cdot 110^2 \cdot 10}{40500} = 31,4.$$

Активті өткізгіштікті G_T , См, есептеу үшін (32) формуланы қолданады, содан кейін:

$$G_m = \frac{115 \cdot 10^{-3}}{110^2} = 9,5 \cdot 10^{-6}.$$

Реактивті өткізгіштік B_T , См, формуладан анықталады (34):

$$B_T = \frac{2,6 \cdot 40500}{10^5 \cdot 110^2} = 87 \cdot 10^{-6}.$$

Есептеулер көрсеткендей, бұл трансформатордың индуктивтілігі мен өткізгіштігі сәйкес белсенді мәндерден шамамен 10 есе көп.

3.3 мысал

Қуаттылығы 120,000 кВА болатын үш фазалы топ ОД40000 / 121 типтегі үш фазалы екі орамалы трансформаторлардан тұрады. Трансформатордың техникалық мәліметтері: $S_H = 40,000$ кВА; $U_{BH} = 121$ кВ; $U_{HH} = 13,8$ кВ (арнайы генератор); $\Delta P_0 = 84$ кВт, $\Delta P_K = 216$ кВт; $i_K\% = 10.5$, $I_c\% = 2.5$.

Жұмыс істемеу шығындары, қысқа тұйықталу және номиналды қуат бір фаза үшін беріледі.

Бүкіл трансформаторлар тобы үшін тізбектің эквивалентті параметрлерін анықтаңыз.

Шешу реті

Белсенді кедергіні есептеу үшін тәуелділікті қолданамыз (27). Топ бір фазалы трансформаторлардан тұратындықтан, есептеудің екі әдісі мүмкін: а)

қуаттың үш еселі жоғалуын, жоғары кернеуді және топтың жалпы қуатын пайдалану; б) жоғары фазалық кернеуді, көрсетілген шығындар мен бір фазаның қуатын пайдалану арқылы:

$$а) R_T = \frac{216 \cdot 3 \cdot 121^2 \cdot 10^3}{120000^2} = 0,66;$$

$$б) R_T = \frac{216 \cdot \left[\frac{121}{\sqrt{3}} \right]^2 \cdot 10^3}{40000^2} = 0,66.$$

Екі есептеулер де бірдей нәтиже береді.

Индуктивтілікті есептеу формула бойынша да жүзеге асырылады (30):

$$а) X_T = \frac{10,5 \cdot 121^2 \cdot 10}{120000} = 12,4;$$

$$б) X_T = \frac{10,5 \cdot \left[\frac{121}{\sqrt{3}} \right]^2 \cdot 10}{40000} = 12,4.$$

Эквивалентті тізбектегі өткізгіш циклінде белсенді бос ысыраптарды ΔP_0 , кВт (үш еселенген) және формуламен анықталған реактивті ысыраптарды ΔQ_T тікелей қолданамыз. (33):

$$3\Delta P_0 = 3 \cdot 8,4 = 25;$$

$$\Delta Q_T = \frac{I_0 \% S_n}{100} = \frac{2,5 \cdot 120000}{100} = 3000.$$

Мысал 3.4

ТДТНГ20000/220 типті үш фазалы үш орамалы трансформатор номиналды орамасының кернеуі 220/38.5/6.6 келесі мәліметтерге ие: 100/100/100 орамасының сыйымдылығы арасындағы қатынастар; қысқа тұйықталу кернеуі ВН-СН-12,3%, ВН-НН-18,7%, СН-НН-6%; қысқа тұйықталу шығыны ВН-СН-128 кВт, ВН-НН-180 кВт, СН-НН-100 кВт; тоқтап қалу 9560 кВт; бос ток 6%.

Активті және индуктивті кедергілерді және одан жоғары кернеуге жатқызылатын оның эквивалентті тізбегінің өткізгіштігінің параметрлерін анықтаңыз.

Шешу реті

Бұл жағдайда қысқа тұйықталу режиміндегі қуаттың жоғалуы орамалардың әрбір жұбы үшін бөлек орнатылады, сондықтан активті

қарсыласуды есептеу үшін тәуелділікті пайдаланып жеке орамалардағы шығындарды бөлеміз (37):

$$\Delta P_{\kappa(1)} = \frac{128 + 180 - 100}{2} = 104;$$

$$\Delta P_{\kappa(2)} = \frac{128 + 180 - 180}{2} = 24;$$

$$\Delta P_{\kappa(3)} = \frac{180 + 100 - 128}{2} = 76.$$

Әр ораманың шығынын біле отырып, формулаға сәйкес қарсылықты табамыз (27):

$$R_{T(1)} = \frac{104 \cdot 220^2 \cdot 10^3}{20000^2} = 12,6;$$

$$R_{T(2)} = \frac{24 \cdot 220^2 \cdot 10^3}{20000^2} = 2,9;$$

$$R_{T(3)} = \frac{76 \cdot 220^2 \cdot 10^3}{20000^2} = 9,2.$$

Қысқа тұйықталу кернеуі $U_{\kappa} \%$, үш сәулелі эквивалентті тізбектің сәулелері үшін формулалар анықталады (35):

$$u_{\kappa(1)} = 0,5(12,3 + 18,8 - 6) = 12,5;$$

$$u_{\kappa(2)} = 0,5(12,3 + 6 - 18,8) = -0,25;$$

$$u_{\kappa(3)} = 0,5(18,8 + 6 - 12,3) = 6,25$$

Индуктивті кедергілерді есептеу формула бойынша жасалады (36):

$$X_{T(1)} = \frac{12,5 \cdot 10 \cdot 220^2}{20000} = 300;$$

$$X_{T(2)} = \frac{0,25 \cdot 10 \cdot 220^2}{20000} \approx 0;$$

$$X_{T(3)} = \frac{6,25 \cdot 10 \cdot 220^2}{20000} = 152.$$

Белсенді және реактивті қуаттың жоғалуынан тұратын өткізгіштік тізбекті бос режимде аламыз:

- белсенді қуат

$$\Delta P_0 = 95;$$

- реактивті қуат

$$\Delta Q_\mu = \frac{I_0 \% S_n}{100} = \frac{6 \cdot 2000}{100} = 1200.$$

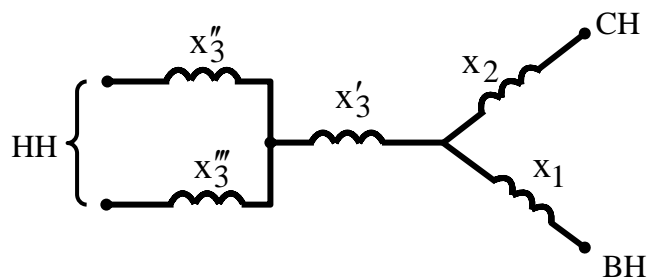
3.5-мысал

Бөлінген НН орамасы бар АДЦТГ180000/220 үш орамалы автотрансформатордың келесі паспорттық мәліметтері бар: ВН / СН/ НН орамаларының қуат коэффициенті, сәйкесінше 100/50 / 2x25; сәйкесінше 220/121/11 кВ орамалардың номиналды кернеуі; орамалар арасындағы қысқа тұйықталу кернеуі ВН-СН-12,4%, ВН-НН-11,6%, СН-НН-17,7%.

220 кВ кернеуге байланысты автотрансформатор орамасының индуктивті кедергісін анықтаңыз. Белсенді қарсылық пен бос тұруды елемеу.

Шешу реті

(35) және (36) тәуелділіктерді қолдана отырып, біз үш сәулелік эквивалентті тізбектің әр сәулесінің реактивтілігін анықтаймыз (18-сурет):



18-сурет - Төмен кернеулі орамасы бар және 220 кВ жоғары кернеуі бар автотрансформаторға арналған эквивалентті схема.

$$u_{к(1)} = 0,5(12,4 + 11,6 - 17,7) = 3,15;$$

$$u_{к(2)} = 0,5(12,4 + 17,7 - 11,6) = 9,25;$$

$$u_{к(3)} = 0,5(11,7 + 17,7 - 12,4) = 8,5.$$

Сонда:

$$X_{T(1)} = \frac{3,15 \cdot 220^2 \cdot 10}{180000} = 8,45 ;$$

$$X_{T(2)} = \frac{9,25 \cdot 220^2 \cdot 10}{180000} = 24,75 ;$$

$$X_{T(3)} = \frac{8,5 \cdot 220^2 \cdot 10}{180000} = 22,75 .$$

X_T (1) және X_T (2) мәндері түпкілікті болып табылады, ал X_T (3) кедергісі келесі формулаларға сәйкес бөлуге жатады:

$$X_3'' = X_3''' = 2 \cdot \frac{U_{кВН-НН} \cdot U_{кСН-НН}}{U_{кВН-НН} - U_{кСН-НН}} = 2 \cdot \frac{11,6 \cdot 17,7}{11,6 + 17,7} = 14 ;$$

$$X_3' = X_{T(3)} - 0,5X_3'' = 22,75 - 7 = 15,75 .$$

НН орамасының индуктивті кедергісі салыстырмалы түрде үлкен болды, ол төмен түсетін трансформаторлар мен автотрансформаторларда қысқа тұйықталу токтарының шектелуіне оң әсер етеді.

4 Электр желілері элементтеріндегі қуат пен энергия шығынын анықтау

Электр желісі элементтерінің жұмысының сандық сипаттамасы үшін оның жұмыс режимдері қарастырылады. Жұмыс режимі - тұрақты ток күші, ол токтар, кернеулер, белсенді, реактивті және толық қуат мәндерімен сипатталады.

Режимдерді есептеудің негізгі мақсаты режимдердің қолайлылығын тексеру үшін де, желі элементтерінің жұмысының тиімділігін қамтамасыз ету үшін де осы параметрлерді анықтау болып табылады.

Желілік элементтердегі токтар мен оның түйіндеріндегі кернеулердің мәнін анықтау элементтің жалпы қуатын бөлу суретін салудан басталады, яғни. әр элементтің басында және соңында қуаттың анықталуымен. Бұл сурет ағынды бөлу деп аталады.

Электр желісінің элементінің басында және соңында электр қуатын есептеу кезінде элементтің кедергісіндегі және оның өткізгіштігінің әсерінен қуаттың жоғалуын ескеріңіз.

Электр қуатын беру бөліміндегі белсенді қуаттың жоғалуы сымдар мен кабельдердің белсенді кедергісіне, сондай-ақ оларды оқшаулаудың жетілмегендігіне байланысты. Үш фазалы электр беру желісінің белсенді кедергісінде жоғалған және оны жылытуға жұмсалған қуат формула бойынша анықталады (44):

$$\begin{aligned}\Delta P &= 3I^2 R = 3 \cdot [(I \cos \varphi)^2 + (I \sin \varphi)^2] \cdot R = \\ &= 3 \cdot (I_a^2 + I_p^2) \cdot R = 3 \cdot \left[\left(\frac{P}{\sqrt{3}U} \right)^2 + \left(\frac{Q}{\sqrt{3}U} \right)^2 \right] \cdot R = \\ &= 3 \cdot \left(\frac{P^2}{3U^2} + \frac{Q^2}{3U^2} \right) \cdot R = \frac{P^2 + Q^2}{3U^2} R = \frac{S^2}{3U^2} R,\end{aligned}\tag{44}$$

мұндағы I, I_a, I_p – электр желілеріндегі толық, белсенді және реактивті токтар;

P, Q, S – электр желілерінің басында немесе соңында белсенді, реактивті және толық қуат;

U – электр желілерінің басында немесе соңында желінің кернеуі;

R – электр желілерінің бір фазасының белсенді кедергісі.

Электр жеткізу желісіндегі реактивті қуаттың жоғалуы сымдар мен кабельдердің индуктивті кедергісіне байланысты. Үш фазалы электр желісінде жоғалған реактивті қуат белсенді қарсылықтарда жоғалған қуатқа теңестіріледі:

$$\Delta Q = 3I^2 X = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X = \frac{S^2}{U^2} X.\tag{45}$$

Сыйымдылықты өткізгіштік нәтижесінде пайда болатын электр желілерінің зарядтау қуаты мына формула бойынша есептеледі:

$$\Delta Q_c = U^2 \cdot B, \quad (46)$$

мұндағы U – электр желілерінің басында немесе соңында желінің кернеуі;
 B – электр желілерінің реактивтілігі.

Зарядтау қуаты желінің реактивті жүктемесін азайтады және сол арқылы ондағы қуаттың жоғалуын азайтады.

Трансформаторлар мен автотрансформаторлардағы белсенді және реактивті қуаттың жоғалуы болаттағы шығындар мен мысдағы ысыраптар (жүктеме ысыраптары) болып бөлінеді. Болаттағы ысыраптар трансформаторлардың өткізгіштігінің жоғалуы болып табылады. Олар қолданылатын кернеуге байланысты. Жүктеме шығыны - бұл трансформаторлардың кедергісіндегі шығын. Олар жүктеме тогына байланысты.

Трансформаторлы болаттағы белсенді қуаттың жоғалуы магниттелудің реверсивті және өткір токтарынан болатын шығындар болып табылады. Олар трансформатордың паспорттық деректерінде келтірілген бос шығындармен P_x анықталады.

Болаттағы реактивті қуаттың шығындары трансформатордың бос тұрған тоқымен анықталады, оның мәні оның паспорттық мәліметтерінде пайызбен көрсетілген:

$$\Delta Q_{ct} = \Delta Q_x = \frac{I_x}{100} S_{ном}. \quad (47)$$

Эквивалентті тізбек параметрлері бойынша қуат шығыны электр желілері үшін бірдей формулалар бойынша анықталады:

$$\Delta P_{мд} = \frac{S^2}{U^2} R_T; \quad (48)$$

$$\Delta Q_{мд} = \frac{S^2}{U^2} X_T,$$

мұндағы S – жүктеме қуаты;

U – трансформатордың екінші жағындағы желі кернеуі.

Осылайша, қос орамалы трансформатордағы қуаттың жалпы шығыны тең:

$$\Delta P_T = \Delta P_x + \Delta P_K \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2; \quad (49)$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_x + \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{НОМ}}}.$$

Егер жалпы S жүктемесі бар қосалқы станция параллель n бірдей трансформаторларда жұмыс жасайтын болса, онда олардың эквивалентті кедергісі n есе аз болады, ал өткізгіштігі n есе артады. Содан кейін,

$$\Delta P_T = n \cdot \Delta P_x + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2; \quad (50)$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \Delta Q_x + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{НОМ}}}.$$

N параллельді бірдей үш орамалы трансформаторлар үшін (автотрансформаторлар), қуат шығыны формулалар бойынша есептеледі:

$$\Delta P_T = n \cdot \Delta P_x + \frac{1}{n} \left[\Delta P_{\text{КВ}} \left(\frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{КС}} \left(\frac{S_C}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{КН}} \left(\frac{S_H}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \right]; \quad (51)$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \Delta Q_x + \frac{1}{100 \cdot n \cdot S_{\text{НОМ}}} (U_{\text{КВ}} \cdot S_B^2 + U_{\text{КС}} \cdot S_C^2 + U_{\text{КН}} \cdot S_H^2),$$

Мұндағы S_B , S_C , S_H – сәйкесінше ең жоғары, орта және төмен кернеулі трансформатор орамаларынан өтетін қуат.

Мысал 4.1

35 кВ әуе желісі АС-95 сымымен жасалынған және ұзындығы 30 км құрайды.

Екі жағдайда желінің максималды жүктеме сағаттарында белсенді жоғалтуды анықтаңыз:

а) жүктеме $T = 4000$ сағ экономикалық тығыздыққа сәйкес келеді; б) жүктеме қыздыруға арналған максималды токқа сәйкес келеді.

Шешу реті

а) $T=4000$ сағ АС-95 сымындағы анықтамалық мәліметтерге сәйкес $I = 104$ А жүктемесін алуға болады.

ПА кестесінен $R_{\text{Л}} = 0.33$ Ом / км сызықтың 1 км үшін белсенді кедергісін табамыз.

Тәуелділікті (44) қолдана отырып, Р, кВ желідегі белсенді шығындарды анықтаймыз:

$$\Delta P = 3I^2 r_0 l \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 104^2 \cdot 0,33 \cdot 30 \cdot 10^{-3} = 324.$$

Бұл мән берілетін қуаттың шамамен 5% сәйкес келеді.

б) ПА кестесінен біз АС-95 сымы үшін ашық ауада 330 А-ға тең максималды рұқсат етілген тогын табамыз.

Бұл жағдайда (44) -тен келетін қуат шығыны тең болады:

$$\Delta P' = 3 \cdot 330^2 \cdot 0,33 \cdot 30 \cdot 10^{-3} = 3270.$$

Экономикалық қысым кезіндегі шығындармен салыстырғанда шығындар 10 есе өсті.

Мысал 4.2

Кернеуі 110 кВ аудандық қосалқы станциясында үш типті ТД 32000/110 үш трансформатор орнатылды.

Тұтынушы жағындағы жүктемені 50 МВА-ға дейін төмендету кезінде олардың біреуін ажыратудың орындылығын анықтаңыз. Реактивті қуаттың экономикалық коэффициенті 0,1.

Шешу реті

Трансформатордың төлқұжат деректері бойынша бізде 86 кВт тоқтап қалған; қысқа тұйықталу шығыны 200 кВт; жұмыс істемейтін ток 2,7%; қысқа тұйықталу кернеуі 10,5%.

Трансформатордағы реактивті шығындарды номиналды жүктеме кезінде қысқа тұйықталу кернеуі арқылы табамыз:

$$\Delta Q_T = \frac{10,5 \cdot 32000}{100} = 3360.$$

Бос тұрған режимдегі реактивті шығындар табылды (5.4):

$$\Delta Q = \frac{2,7 \cdot 32000}{100} = 865.$$

Тәуелділіктен (3-7) /2/ барлық үш параллель жұмыс істейтін трансформаторлардың номиналды қуатын табамыз:

$$S_p = 32000 \sqrt{3(3-1) \cdot \frac{86 + 0,1 \cdot 865}{200 + 0,1 \cdot 3360}} = 44000.$$

Белгіленген 50 МВА тұтынушылық жүктеме есептелген 44 МВА-ден асатын болғандықтан, шығындарды азайту үшін трансформаторды өшіру іс жүзінде мүмкін емес.

Мысал 4.3

Ұзындығы 40 км және кернеуі 35 кВ болатын үш фазалы электр жеткізу желісі екі тұтынушыны әр түрлі сағаттық максималды жүктемемен ($T_1 = 4000$ сағат, $T_2 = 2500$ сағат) қамтамасыз етеді. Қуат коэффициенті 0,8.

Егер сымдардың АС-120 маркасы бар екені белгілі болса және бір уақытта максималды жүктеме коэффициенті $k_0 = 0,95$ болса, электр қуатының жоғалуы мен жеткізу желісіндегі бір жылдағы энергияның жоғалу құнын анықтаңыз. Трансформаторлардағы шығындар елеусіз қалды.

Шешу реті

Анықтамалық мәліметтерге сәйкес, АС-120 сымның меншікті кедергісі 0,27 Ом/км құрайды. желінің фазалық кедергісі:

$$R=0,27 \cdot 40=10,8 .$$

Бір уақыттағы коэффициентті ескере отырып, максималды жүктеме кезеңіндегі қуаттың белсенді шығындары (3-1) / 2/ формуласы бойынша табылады:

$$\Delta P_{\max} = 3 \left(\frac{S_{1\max} + S_{2\max}}{k_0 \sqrt{3} U_n} \right)^2 R = 3 \left(\frac{4000 + 2000}{0,95 \cdot 1,73 \cdot 35} \right)^2 10,8 \cdot 10^{-3} = 350.$$

Жүктемелердің әрқайсысының өзіндік мәні T_1 және T_2 болғандықтан (3-15) /2/ тәуелділіктен біз бір уақыттағы коэффициентті ескере отырып максималды жүктеме уақытының орташа мәнін табамыз.:

$$T_{cp} = \frac{4 \cdot 2500 + 2 \cdot 4000}{0,95(2 + 4)} = 3100 .$$

3-1 /2/ суреттің графикалық тәуелділігінен $T = 2100$ сағ максималды шығын уақытын анықтаймыз ($\cos \varphi = 0,8$; $T = 3100$ сағ). Желідегі белсенді энергияның жыл сайынғы жоғалуы тәуелділіктен анықталады (3-16) /2/:

$$\Delta W = \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{k^2 U_n^2} R \tau \cdot 10^{-3} = \Delta P_{\max} \tau ;$$

$$\Delta W = 350 \cdot 2100 = 735000 .$$

Орташа құны $s = 1,2$ теңге/кВт.сағ, жылдық шығындардың құны:

$$C=3 \cdot \Delta W = 1,2 \cdot 735 \cdot 10^3 = 882.$$

Мысал 4.4

Мәскеу облысында салынған бір тізбекті электр желісі үшін тәждің орташа жылдық шығынын және энергияның жылдық шығынын анықтаңыз. Ашық ауа-райының ұзақтығы - 7040 сағат, жаңбыр - 640 сағат, қар - 790 сағат, бұрғылау - 290 сағат. Желінің сымдары 3хАСУ-240 бөлінген; сымның радиусы 1,12 см; фазадағы сымдар арасындағы қашықтық 300 мм. 525 кВ желілік кернеу; сымдар көлденең жазықтықта орналасқан; фазалар арасындағы қашықтық - 10,5 м, аспанның орташа биіктігі - 13 м, ауаның тығыздығы - 1,0. Найзағайдан қорғау үшін желі екі сыммен жабдықталған.

Шешу реті

Шығындарды есептеу жалпыланған сипаттаманы қолдана отырып жасалады; сымдардың өткізгіштік қабілетіне әсер етпеуі мүмкін. (15) формуланы қолдана отырып, фазаның радиусының эквивалентін, см, анықтаймыз:

$$r_{\text{экр}} = \sqrt[3]{1,12 \cdot 30^2} = 10.$$

1м сызықтағы орташа сыйымдылық C пФ/м тәуелділіктен табылады (1-16) /2/:

$$C = \frac{24 \cdot h}{\lg \frac{1,26 \cdot d}{r_{\text{экр}}}} = \frac{24 \cdot 13}{\lg \frac{1,26 \cdot 1050}{10}} = 11,4.$$

Берілген арақатынас үшін орташа жұмыс қабілеттілігі мен жеке фазалардың сыйымдылығы арасындағы графикалық байланысты (3-7 сурет) /2/ $D/h=10,5/13=0,808$ анықтай отырып, $C_1 = C_3 = 11,5$ пФ / м және $C_2 = 12,6$ пФ/м деп табамыз.

Әр фазаның бетіндегі кернеу, кВ/см, формула бойынша (3-25) /2/, фазадағы сымдардың санын үшке тең деп есептегенде, бізде:

$$E_1 = E_3 = 0,0147 \frac{C_1 U}{nr_0} = 0,0147 \cdot \frac{11,5 \cdot 525}{3 \cdot 1,12} = 26,5;$$

$$E_2 = 0,0147 \cdot \frac{12,6 \cdot 525}{3 \cdot 1,12} = 29.$$

(3-23) /2/ формуласынан АСУ-240 сымы үшін критикалық кернеу тең:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot 1 \left(1 + \frac{0,3}{1,12 \cdot 1} \right) = 31,8.$$

Тәуелділіктен (3-24) /2/ сымдардың электр өрісінің орташа күшін алуға болады:

$$E_{cp} = \frac{1}{3} (26,5 + 26,5 + 29) = 27,3.$$

Есептеулер шығындардың $E_{cp} = 0,86E_0$ болғаннан бастап рұқсат етілген максимумға жақын екендігін көрсетеді.

Жалпыланған сипаттамаларды пайдалану үшін біз жұмыс кернеулерінің критикалық деңгейге қатынасын табамыз

$$\frac{E_1}{E_0} = \frac{E_3}{E_0} = \frac{26,5}{31,8} = 0,835;$$

$$\frac{E_2}{E_0} = \frac{29}{31,8} = 0,913.$$

Суреттің (3-6) /2/ жалпыланған сипаттамасынан жақсы ауа-райы функциясын табамыз:

$$F_x \left(\frac{E_1}{E_0} \right) = F_x(0,835) = 0,13;$$

$$F_x(0,913) = 0,35;$$

жаңбырлы ауа райы үшін $F_d(0,835) = 3;$

$$F_d(0,913) = 6,2;$$

қарлы ауа райы үшін

$$F_c(0,835) = 0,5;$$

$$F_c(0,913) = 1,4;$$

қатты аяз үшін

$$F_{uz}(0,835) = 8;$$

$$F_{uz}(0,913) = 13.$$

Тәуелділікті (3-26) /2/ қолдана отырып, біз тәждің орташа жылдық жоғалуын табамыз:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\kappa} &= \frac{n^2 \cdot r^2}{8760} \left\{ \left[F_x \left(\frac{E_1}{E_0} \right) + F_x \left(\frac{E_2}{E_0} \right) + F_x \left(\frac{E_3}{E_0} \right) \right] T_x + \left[F_{\delta} \left(\frac{E_1}{E_0} \right) + F_{\delta} \left(\frac{E_2}{E_0} \right) + F_{\delta} \left(\frac{E_3}{E_0} \right) \right] T_{\delta} + \right. \\ &+ \left. \left[F_c \left(\frac{E_1}{E_0} \right) + F_c \left(\frac{E_2}{E_0} \right) + F_c \left(\frac{E_3}{E_0} \right) \right] T_c + \left[F_{u3} \left(\frac{E_1}{E_0} \right) + F_{u3} \left(\frac{E_2}{E_0} \right) + F_{u3} \left(\frac{E_3}{E_0} \right) \right] T_{u3} \right\} = \\ &= \frac{3^2 \cdot 1 \cdot 12^2}{8760} [(2 \cdot 0,13 + 0,35)7040 + (2 \cdot 3 + 6,2)640 + (2 \cdot 0,5 + 14)790 + (2 \cdot 8 + 13)290] = 29 \end{aligned}$$

Жылдық энергия шығыны формулаға сәйкес желінің жыл бойы жұмыс істеу жағдайынан анықталады (3-27) /2/:

$$\Delta A = \Delta P_{\kappa} \cdot t = 29 \cdot 8760 = 0,26 \cdot 10^6.$$

5 Электр желілерін есептеудің практикалық әдістері

5.1 Жалпы ережелер

Электр желісінің тұрақты режимдеріне ұзақ мерзімді қалыпты және апаттық жағдайдан кейінгі жағдайлар жатады.

Режимді есептеу міндеті режимнің параметрлерін анықтау болып табылады, оған мыналар кіреді:

- желі элементтеріндегі ағымдағы мәндер;
- желілік тораптардағы кернеудің мәні;
- желілік элементтің басындағы және соңындағы қуат мәндері;
- электр қуаты мен электр энергиясының шығындары.

Бұл мәндерді есептеу жабдықты таңдау, электр энергиясының сапасын қамтамасыз ету және желінің жұмыс режимін оңтайландыру үшін қажет.

Режимді есептеу үшін бастапқы мәліметтер:

- электрлік қосылу диаграммасы және оның параметрлері - оның элементтерінің кедергісі мен өткізгіштігінің мәні;
- қуат жүктемелері немесе олардың қуат графигі;
- желінің жеке нүктелеріндегі кернеу мәндері.

Электр желісінің режимін есептеу бірнеше кезеңдерге бөлінеді:

- 1) электр желісінің эквивалентті схемасының параметрлерін анықтау;
- 2) желілік элементтер арасында сыйымдылықтардың бөлінуін есептеу;
- 3) желілік тораптардағы кернеу режимін есептеу.

Теориялық тұрғыдан алғанда, желіні Кирхгоф заңдарына негізделген ТОЕ-де белгілі әдістердің көмегімен есептеуге болады. Алайда оларды тікелей қолдану екі себепке байланысты қиын:

- нақты желідегі элементтердің көп саны;
- енгізілетін мәліметтердің ерекшелігі.

Бастапқы деректерді орнатудың ерекшелігі келесідей - қуат көзі мен кернеу орнатылған. Ағынның үлестірілуінің суретін салу үшін, яғни әр элементтің соңында және басындағы қуат мәндерін табу үшін қуаттың жоғалуын есептеу керек. Оларды есептеу үшін әр элементтегі токты білу керек. Оның мәнін жүктеме шиналарындағы белгілі кернеу кезінде есептеуге болады. Ал есептеу басында белгісіз. Сондықтан, Кирхгоф заңдарын тікелей шешім қабылдау үшін қолдану мүмкін емес.

Электр желілерінің режимдерін есептеудің негізгі әдісі - кезекті жуықтау әдісі - итерациялық әдіс. Бұл есептеудің басында олар түйіндердегі кернеулерді бірінші жуықтаумен анықталады (нөлдік итерация). Әдетте, тізбектің барлық түйіндеріндегі кернеулер бір-біріне тең және желінің номиналды мәніне тең деген болжам нөлдік итерация ретінде қабылданады. Қабылданған кернеу мәні мен тұтынушылардың берілген қуатын пайдалана отырып, режим параметрлерінің, желілік тораптардағы кернеудің мәндерін есептеуге болады. Бұл кернеудің шамалары екінші жақындау болады (бірінші итерация). Есептеу кейінгі жуықтау нәтижелері бір-бірінен дәлдікпен ерекшеленбейінше қайталанады.

Көбінесе 1-2 итерация жеткілікті. Егер қуаттың жоғалуына байланысты оңтайландыру режимінің мәселелері шешілсе, онда көптеген итерациялар қажет.

Итерациялардың аз болуы мүмкіндігі қатал емес, бірақ қолайлы нәтижелер, әдістердің пайда болуына әкелді. Олар:

- электр желісінің соңындағы берілген кернеудегі режимді есептеу әдісі;
- электр берілісінің басында (қуат көзінде) берілген кернеудегі режимді есептеу әдісі.

Электр желілерінің тұрақты режимдерін есептеу үшін теориялық электротехника курсынан белгілі түрлі әдістерді қолдануға болады. Электр желілерін есептеудің кеңінен қолданылатын әдісі - түйіндік кернеулердің теңдеулерін қолдануға негізделген әдіс

Инженерлік практикада дербес компьютерлер кеңінен қолданылғаннан кейін күрделі электр желілерінің тұрақты күйлерін жеткілікті дәл есептеу мүмкін болды. Сонымен бірге компьютерлерді пайдалану электр желісінің күрделілігі мен конфигурациясына тәуелсіз тұрақты күйдегі теңдеулерді құру мен шешудің жалпы әдістерін жасауды қажет етті. Осындай жалпы әдістерді жасау үшін матрицалық алгебра және графика теориясының элементтері қолданылады.

5.2 Кернеуі 110 кВ және одан көп ашық электр желісін есептеу «басталу» және «соңы»

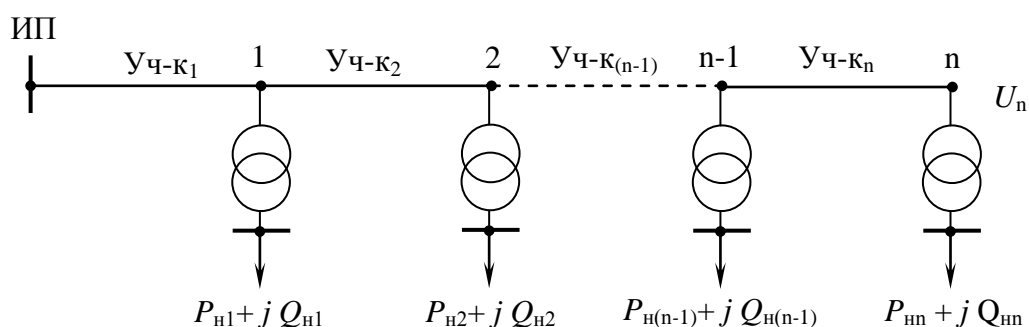
5.2.1 Электр жеткізу желісінің соңындағы берілген кернеудегі режимді есептеу (тұтынушыда)

Белгілі:

- күшті жүктемелер;
- электр беру желілерінің кедергісі мен өткізгіштігі;
- соңғы бөлімнің соңындағы кернеу (n торабындағы кернеу).

Есептеу электр беру желісінің соңынан бастап оның басына жылжу кезінде Ом және Кирхгоф заңдарын қолдана отырып, белгісіз сыйымдылықтар мен кернеулерді дәйекті түрде анықтаудан тұрады.

19 суретте көрсетілген схемаға қатысты есептеу қадамдарын көрсетеміз.



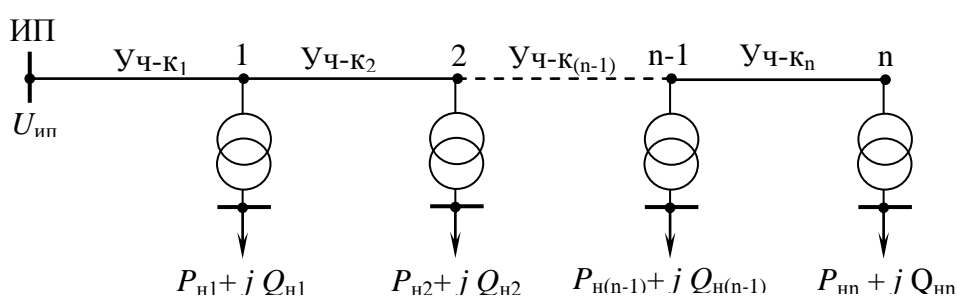
19 сурет - Берілген кернеудегі режимді электр желісінің соңында есептеу

Есептеу реті.

1. Жоғары кернеулі трансформаторлардың орамасына кіретін қуат анықталды.
 2. Барлық тұтынушылардың азайтылған жүктемелері анықталады.
 3. Соңғы түйіннің зарядтау қуаты анықталады.
 4. Соңғы түйіннің жобалық жүктемесі анықталады.
 5. Электр жеткізу желісінің соңғы n-ші бөлімінің соңындағы қуат анықталады.
 6. Электр жеткізу желісінің соңғы n-ші бөліміндегі қуаттың жоғалуы анықталады.
 7. Қуат электр жеткізу желісінің соңғы n-ші бөлімінің басында анықталады.
 8. Электр жеткізу желісінің соңғы n-ші бөліміндегі кернеудің төмендеуінің компоненттері анықталды.
 9. Соңғы n-ші бөлімнің басындағы кернеу немесе түйіннің кернеуі ($n - 1$) кернеу векторы дәлел есебінің осімен біріктірілген жағдайда анықталады.
 10. Түйіннің зарядтау күші ($n-1$) анықталады.
 11. Түйіннің есептік жүктемесі ($n-1$) анықталады.
 12. Кирхгофтың 1-ші заңына сәйкес электр беру желісінің үшінші бөліміндегі қуат анықталады.
- Бұдан әрі, 6 - 12 тармақтарға сәйкес есептеу бірінші бөлімнің басында қуат табылғанға дейін жүргізіледі.

5.2.2 Электр жеткізу желісінің басындағы берілген кернеудегі режимді есептеу (қуат көзінде)

20-суретте көрсетілген тізбекке қатысты есептеу қадамдарын көрсетеміз.



20 сурет - Берілген кернеудегі режимді қуат көзінде есептеу.

Белгілі:

- күшті жүктемелер;
- электр беру желілерінің кедергісі мен өткізгіштігі;
- қуат көзіндегі кернеу.

Бұл жағдайда Кирхгофтың 1 заңы бойынша белгісіз күштер мен кернеулерді анықтау үшін электр беру желісінің аяғынан бастап басына дәйекті

түрде өту мүмкін емес, өйткені қиманың соңындағы кернеу белгісіз. Бұл жағдайда дәйекті жуықтау әдісі қолданылады. Есептеулер екі кезеңде жүзеге асырылады.

Бірінші кезеңде желінің барлық түйіндеріндегі кернеулер оның номиналды кернеуіне тең және тең болады деген болжам жасалады.

1 кезеңді есептеу реті.

1. Трансформатордың жоғары вольтты орамасына кіретін сыйымдылықтар анықталды.

2. Барлық тұтынушылардың азайтылған жүктемелері анықталады.

3. Түйіндердің зарядтау қабілеттері анықталды.

4. Түйіндердің жобалық жүктемесі анықталады.

5. Электр жеткізу желісінің соңғы n-ші бөлімінің соңындағы қуат анықталады.

6. Электр жеткізу желісінің соңғы n-ші бөліміндегі қуаттың жоғалуы анықталады.

7. Қуат электр жеткізу желісінің соңғы n-ші бөлімінің басында анықталады.

8. Кирхгофтың 1-ші заңына сәйкес электр қуаты электр беру желісінің тоғызыншы бөлімінің соңында анықталады.

Бұдан әрі 6 - 8 тармақтар бойынша есептеу бірінші бөлімнің басында қуат табылғанға дейін жүзеге асырылады.

Екінші кезеңде желінің барлық түйіндеріндегі кернеулер әр бөлімнің басындағы сыйымдылық пен кернеумен есептеледі.

2 кезеңді есептеу реті.

1. Бірінші учаскенің басындағы кернеу ИП кернеуіне тең қабылданады.

2. ЭБЖ бірінші учаскесіндегі кернеудің төмендеуінің құрамдастары анықталады.

3. Бірінші учаскенің соңындағы кернеу немесе кернеу векторы аргументті есептеу осімен біріктірілген жағдайда 1-ші тораптың кернеуі анықталады.

Бұдан әрі 2 – 3-тармақтар бойынша есептеу соңғы учаскенің соңында кернеу табылғанға дейін орындалады (соңғы түйіннің кернеуі).

5.1-мысал

Аудандық радиалды желінің автотрансформаторлармен байланысқан 220 және 110 кВ екі кернеулі желілері бар. Автотрансформаторлардың түрі АТДЦТГ 90000/220. 110 кВ желі соңындағы жүктеме, автотрансформатордың (МВА) шиналарындағы тұтынушы қуаты және желілердің ұзындығы (км) 21а сурет бойынша берілген.

110 кВ желі соңындағы кернеуді анықтаймыз, егер сымның АС-240 маркасы бар екені белгілі болса, онда 242 кВ қоректендіру станциясының шиналарындағы кернеуді анықтаймыз.

Шешім тәртібі

Берілген схеманы (21 а сурет) (21 Б сурет). схемасымен ауыстырамыз

1) 4-1 /2/ кестелердің деректерін пайдалана отырып, 110 кВ Q в, МВАр желілерімен генерацияланатын реактивті қуатты анықтаймыз:

$$Q_B = Q_{во} L_{34} = 38,4 \cdot 100 \cdot 10^{-3} = 3,84.$$

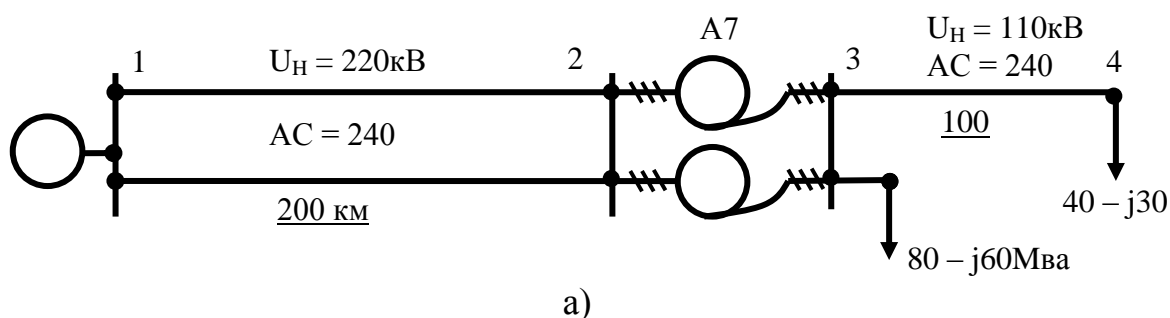
Желінің соңында шартты түрде шоғырланған қуат:

$$\frac{Q_B}{2} = 1,92.$$

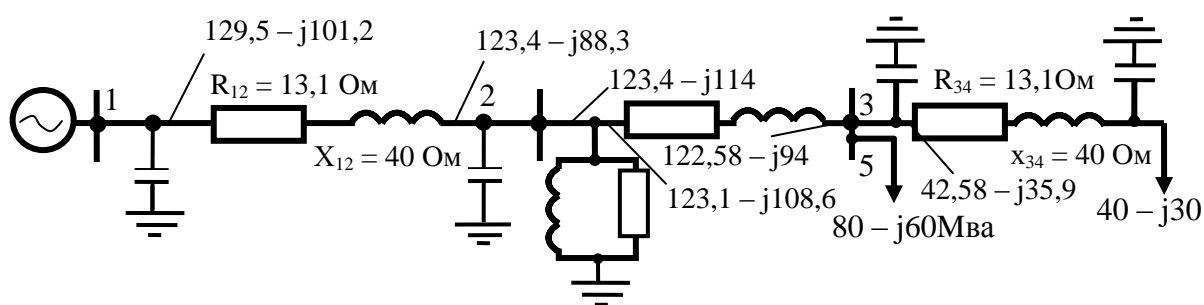
Паспорттық деректер бойынша (ПА кестесі) АС-240 110 кВ желісінің кедергісін анықтаймыз:

$$R_{34} = r_o l_{34} = 0.132 \cdot 100 = 13.2 \text{ Ом};$$

$$X_{34} = x_o l_{34} = 0.4 \cdot 100 = 40 \text{ Ом}.$$



а)



б)

а) берілген желі сызбасы;

б) алмастыру сұлбасы.

21 сурет-5.1 мысалы екі тізбекті желінің схемасы.

1) 3-4 буынының соңында есептік қуат кешенін пайдалана отырып, 3-4 буындағы активті және реактивті қуаттардың шығынын табамыз:

$$S'_{34} = P'_{34} - jQ'_{34} = 40 - j28,1;$$

$$\Delta P_{34} = \frac{(P'_{34})^2 + (Q'_{34})^2}{U_n^2} R_{34} = \frac{40^2 + 28,1^2}{110^2} \cdot 13,2 = 2,58;$$

$$\Delta Q_{34} = \frac{40^2 + 28,1^2}{110^2} \cdot 40 = 7,8.$$

1) 3-4 буынының басында қуат тәуелділіктен (4-27) / 2/:

$$S_{34} = 42,58 - j35,9.$$

2) Генерацияланатын желінің реактивті қуатын ескере отырып, 110 кВ желісінің басындағы қуат:

$$S_3 = 42,58 - j 34.$$

3) Қуатты іріктеу есебімен автотрансформатор шиналарындағы қуат:

$$S'_3 = 122,58 - j 94;$$

$$S'_3 = \sqrt{122,58^2 + 94^2} = 154.$$

4) Екі автотрансформаторларда орамдардың кедергісін және қуат шығынын паспорттық деректер бойынша анықтаймыз:

$$R_{23} = \frac{\Delta P_H U^2 10^3}{n S_n^2} = \frac{360 \cdot 220^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 90000^2} = 1,08;$$

$$X_{23} = \frac{u_k \% U^2 \cdot 10}{n S_n} = \frac{11 \cdot 220^2 \cdot 10}{2 \cdot 90000} = 29,5;$$

$$\Delta P_{23} = 2\Delta P_o + 2\Delta P_{\mu} \left(\frac{S}{n S_n}\right)^2 = 0,3 + 0,72 \left(\frac{154}{180}\right)^2 = 0,83,$$

онда

$$\Delta Q_{\mu} = \frac{I_0 S_n}{100} = \frac{3 \cdot 90}{100} = 2,7;$$

$$\Delta Q_{23} = 2\Delta Q_{\mu} + \frac{u_{\mu} S^2}{n S_{\mu} \cdot 100} = 5,4 + \frac{11 \cdot 154^2}{180 \cdot 100} = 20.$$

5) формуладан жасалған автотрансформаторлардың жоғары кернеулі шиналарындағы келтірілген қуат (4-24) / 2/:

$$S_2 = 122,58 + 0,83 - j94 - j20 = 123,4 - j114.$$

6) 4-1 /2/ кестенің деректерін пайдалана отырып, 220 кВ генерацияланатын желінің реактивті қуатының жартысын анықтаймыз:

$$\frac{Q_B}{2} = 200 \cdot 128,5 = 25,7.$$

7) тәуелділіктен 1-2 буын соңындағы есептік қуат (4-25) /2/ тең:

$$S'_{12} = 123,4 - j114 + j25,7 = 123,4 - j88,3.$$

8) 220 кВ желі сымдарының кедергісі (п-1 және II кестелері)-2 /2/) тең:

$$R_{12} = 0,131 \cdot \frac{250}{2} = 13,2;$$

$$X_{12} = 0,4 \cdot \frac{200}{2} = 40.$$

9) 1-2 сызықтық буындағы қуат шығыны:

$$\Delta P_{12} = \frac{123,4^2 + 88,3^2}{220^2} \cdot 13,2 = 6,1.$$

10) 1-2 буынының басында қуат:

$$S_{12} = 123,4 + 6,1 - j88,3 - j18,9 = 129,5 - j107,2.$$

11) 1-2 буынның басындағы кернеуді біле отырып, (4-28) /2/ 220 кВ желі соңындағы кернеудің құлау векторының көлденең құраушысын ескерместен формуладан (4-28) /2/ кернеуді табамыз.:

$$U_2 = U_1 \cdot \frac{P_{12} R_{12} + Q_{12} X_{12}}{U_1} = 242 - \frac{129,5 \cdot 13,1 + 107,2 \cdot 40}{242} = 217,3.$$

12) автотрансформаторлардың төменгі кернеуінің шиналарында 2-3 буынның соңында келтірілген кернеу:

$$U'_3 = U_2 - \frac{P_{23}R_{23} + Q_{23} \cdot X_{23}}{U_2} = 217,3 - \frac{123,0 \cdot 1,08 + 108,6 \cdot 29,5}{217,3} = 201,8.$$

13) 3-4 сызықтық буынның келтірілген кедергілері:

$$X'_{34} = X_{34} \left(\frac{220}{121} \right)^3 = 40 \cdot 3,3 = 133;$$

$$R'_{34} = 13,1 \cdot 3,3 = 43.$$

14) 3-4 сызықтық буынның келтірілген кедергілері:

$$U'_4 = 201,8 - \frac{42,8 \cdot 43 + 35,9 \cdot 133}{201,8} = 169.$$

15) берілген трансформация коэффициентін есепке ала отырып, іздестіретін кернеу:

$$U_4 = \frac{U'_4}{k_T} = \frac{169}{1,82} = 93,$$

Онда

$$K_T = \frac{220}{121} = 1,82.$$

5.3 Сақиналы желілер режимдерін есептеу

5.3.1 Тұйық желілерді есептеу туралы жалпы мәліметтер

Ірі электр жүйелерінің, қалалардың және өнеркәсіп кәсіпорындарының электр желілері жалпы схемаға байланысты жекелеген желілер мен жүктемелердің көп мөлшерін қамтиды. Мұндай желілердің режимдерін есептеу күрделі міндет болып табылады. Шешімдегі қиындықтар элементтер санының өсуімен артады. Мұндай желілер әдетте ЭЕМ көмегімен есептеледі. Бірақ күрделі емес желілерді бір жолғы есептеу кезінде оңайлатылған есептеу әдістерін қолдану табылды. Мұндай әдістердің бірі күрделі тұйықталған схеманы біртіндеп түрлендіру әдісі болып табылады.

Бұл әдіс екі жақты қоректендіретін желіге біртіндеп түрлендірулер жолымен берілген күрделі тұйықталған желі болып табылады. Түрлендірілген схемада учаскелердегі қуаттар мен токтар анықталады. Содан кейін тізбекті кері түрлендірулер арқылы бастапқы желіде ток пен қуаттың нақты бөлінуі болады.

Мұндай қайта құрулардың нәтижесінде қуаттарды алдын ала бөлу және қуаттарды бөлу нүктелері болады. Активті және реактивті қуаттарды бөлу нүктелері бірнеше болуы мүмкін. Күрделі тұйықталған желі белсенді қуатты

бөлу тогы бойынша кесіледі. Алынған жеңілдетілген сұлбаларда қоректендіру көздерінде берілген кернеу кезінде режим есебі орындалады.

Күрделі тұйықталған желіні біртіндеп түрлендіру әдістері. Әрбір әдіс элементтердің аз саны бар желі учаскесін түрлендіруге мүмкіндік береді. Ол үшін қажетті есептеу жасауға болады, содан кейін кері түрлендірулер арқылы бастапқы схемаға оралу керек.

Күрделі электр желілерін есептеудің 5 тәсілі бар:

1) Қабылдау 1. Желі учаскесі сымдарының қима ауданын эквивалентті ауыстыру.

2) Қабылдау 2. Параллельді желілерді оларға эквивалентті сызықпен жүктеме болмаған жағдайда ауыстыру.

3) 3 Қабылдау. Желінің бір нүктесіне қосылған кернеу көздерін бір эквивалентті ауыстыру.

4) қабылдау 4. Кедергі үшбұрышын баламалы жұлдызға түрлендіру.

5) қабылдау 5. Жүктемені желінің басқа нүктелеріне тасымалдау.

Жалпы жағдайда екі жақты қоректенетін желі режимін есептеу кешенді түрде жүргізіледі. Бірақ болуы мүмкін келесі жеке жағдайлар:

1. Біртекті ЭБЖ.

Бір текті ЭБЖ X_i / R_i учаскелердің қатынасы ЭБЖ барлық ұзындығы бойынша бірдей. Мұндай ЭБЖ үшін учаскелердің реактивті кедергісі активті - $X_i = R_i \cdot m$ деп айтуға болады.

Сонда:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{\text{голл}} = \underline{S}_1 = \underline{S}_{A1} &= \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi} \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi} \cdot (R_{iB} - jX_{iB})}{(R_{AB} - jX_{AB})} \\ &= \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi} \cdot R_{iB} \cdot (1 - jm)}{R_{AB} \cdot (1 - jm)} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{hi} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} + j \frac{\sum_{i=1}^n Q_{hi} \cdot R_{iB}}{R_{AB}}. \end{aligned} \quad (52)$$

Осылайша, бас учаскелердің белсенді және реактивті қуаттары учаскелердің белсенді кедергілері бойынша бір-біріне тәуелсіз есептеледі.

1. Учаскелердегі сымдардың бірдей қимасы бар біртекті ЭБЖ.

Мұндай ЭБЖ үшін:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{\text{голл}} = \underline{S}_1 = \underline{S}_{A1} &= \frac{\sum_{i=1}^n P_{hi} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} + j \frac{\sum_{i=1}^n Q_{hi} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{hi} \cdot r_0 \cdot l_{iB}}{r_0 \cdot l_{AB}} + \\ &+ j \frac{\sum_{i=1}^n Q_{hi} \cdot r_0 \cdot l_{iB}}{r_0 \cdot l_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{hi} \cdot l_{iB}}{l_{AB}} + j \frac{\sum_{i=1}^n Q_{hi} \cdot l_{iB}}{l_{AB}}. \end{aligned} \quad (53)$$

Осылайша, бас учаскелердің белсенді және реактивті қуаттары учаскелердің ұзындықтары бойынша бір-біріне тәуелсіз есептеледі.

2. Біртекті ЭБЖ және бірдей cos жүктемелер.
Мұндай ЭБЖ үшін:

$$P_{\text{гол1}} + jQ_{\text{гол1}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{ни}} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} + j \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{ни}} \cdot \text{tg}\varphi \cdot R_{iB}}{R_{AB}} = P_{\text{гол1}} + jP_{\text{гол1}} \cdot \text{tg}\varphi. \quad (54)$$

Осылайша, бас учаскелердің реактивті қуатын осы учаскелердің белсенді қуаты бойынша есептеуге болады.

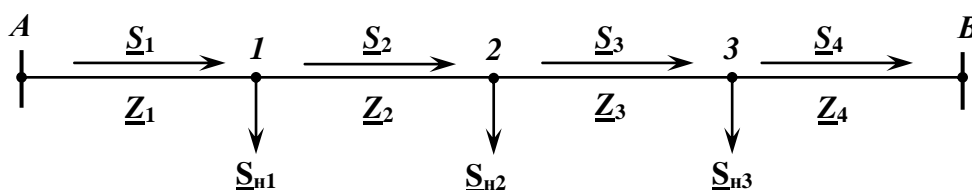
5.3.2 екі жақты қоректенетін желіні есептеу

Екі жақты қоректендірумен ЭБЖ қарастырайық (22-сурет). Белгілі:

- жүктеме қуаты;
- ЭБЖ учаскелерінің кедергісі;
- қорек көздеріндегі кернеу.

ЭБЖ учаскелерінде қуаттарды бөлуді табу қажет. Есептеу келесі жол берулер кезінде орындалады:

- ЭБЖ-да қуат шығыны жоқ;
- жүктемелердің барлық тораптарындағы кернеулер бірдей және желінің номиналды кернеуіне тең.



22-сурет-Екі жақты қоректенетін электр беру желісі

Мысалы, бізге А-1 бас учаскесінде өтетін қуат белгілі. Сол кезде ЭБЖ-ның басқа учаскелеріндегі қуаттар Кирхгофтың I Заңы бойынша анықталады:

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_{12} = \underline{S}_1 - \underline{S}_{\text{н1}};$$

$$\underline{S}_3 = \underline{S}_{23} = \underline{S}_2 - \underline{S}_{\text{н2}} = \underline{S}_1 - \underline{S}_{\text{н1}} - \underline{S}_{\text{н2}};$$

$$\underline{S}_4 = \underline{S}_{3B} = \underline{S}_3 - \underline{S}_{\text{н3}} = \underline{S}_1 - \underline{S}_{\text{н1}} - \underline{S}_{\text{н2}} - \underline{S}_{\text{н3}}.$$

ЭБЖ кез келген учаскесіндегі кернеудің төмендеуі мынадай формула бойынша есептеледі:

$$\Delta \underline{U}_i = \sqrt{3} \cdot \underline{I}_i \cdot \underline{Z}_i.$$

Екінші рұқсатты есепке алу кезінде біз аламыз:

$$\Delta \underline{U}_i = \frac{\underline{S}_i}{U_{\text{НОМ}}} \cdot \underline{Z}_i^*.$$

Бүкіл ЭБЖ-да кернеудің құлдырауын табамыз:

$$\underline{U}_A - \underline{U}_B = \frac{\underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_{A1}^*}{U_{\text{НОМ}}} + \frac{\underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_{12}^*}{U_{\text{НОМ}}} + \frac{\underline{S}_3 \cdot \underline{Z}_{23}^*}{U_{\text{НОМ}}} + \frac{\underline{S}_4 \cdot \underline{Z}_{3B}^*}{U_{\text{НОМ}}}$$

немесе

$$(\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot U_{\text{НОМ}} = \underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_{A1}^* + \underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_{12}^* + \underline{S}_3 \cdot \underline{Z}_{23}^* + \underline{S}_4 \cdot \underline{Z}_{3B}^*.$$

Қарсыласу сомасы қарсыласу болып табылады:

$$(\underline{Z}_{A1}^* + \underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3B}^*) = \underline{Z}_{AB}^*; (\underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3B}^*) = \underline{Z}_{1B}^*; (\underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3B}^*) = \underline{Z}_{2B}^*.$$

Жүктеме кезінде бірінші және екінші бас учаскенің қуаты:

$$\underline{S}_{\text{гол1}} = \underline{S}_1 = \underline{S}_{A1} = \frac{(\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot U_{\text{НОМ}}}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi} \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}; \quad (55)$$

$$\underline{S}_{\text{гол2}} = \underline{S}_4 = \underline{S}_{3B} = \frac{(\underline{U}_B - \underline{U}_A) \cdot U_{\text{НОМ}}}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi} \cdot \underline{Z}_{iA}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

Алынған есептердің дұрыстығы қуат балансының орындалуымен – өндірілген және тұтынылған қуаттың теңдігімен расталады:

$$\underline{S}_{\text{гол1}} + \underline{S}_{\text{гол2}} = \sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi}. \quad (56)$$

Учаскелер қуаттарының бір бөлігінің мәні теріс болады, яғни олар қабылданған жағдайға қатысты кері бағытқа ие. Осылайша, схемада қуат екі жағынан сәйкес келетін нүкте болады. Бұл нүкте қуат бөлу нүктесі немесе ағын бөлу нүктесі деп аталады.

Активті және реактивті қуатты бөлу нүктелері сәйкес келмеуі мүмкін. Егер белсенді және реактивті қуатты бөлу нүктелері сәйкес келсе, онда осы нүктеге ▼ белгісі қойылады. Егер сәйкес келмесе, онда белсенді қуатты бөлу нүктесіне ▼ белгісі, ал реактивті қуатты бөлу нүктесіне белгі қойылады.

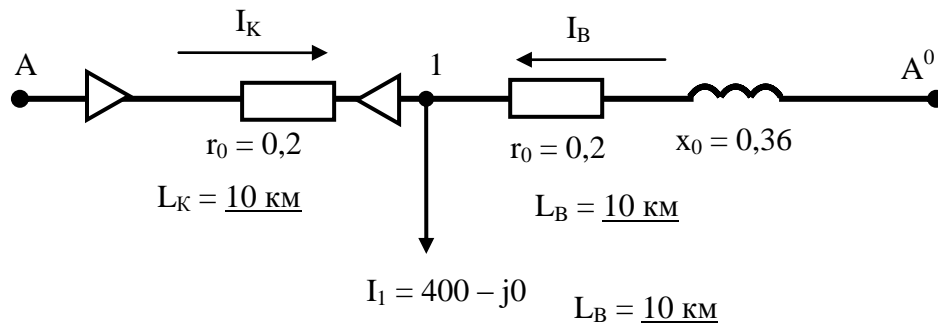
5.2- мысал

Бірінші санатты тұтынушы әуе және кәбілдік желілер бойынша бір мезгілде көз шиналарынан қоректенеді. Екі желінің ұзындығы бірдей және 10 км тең; тұтынушының жүктемесі 400 А; активті ток; желі кернеуі 10 кВ. сым маркасы М-95, кабель маркасы СБЗх95. Ауа желісінің реактивті үлестік кедергісі 0,36 Ом / км; реактивті кедергімен кәбіл үшін ескерілмейді. Кабель мен әуе желісінің белсенді кедергісі 0,20 Ом/км тең және бірдей қабылданған.

Қалыпты және апаттық режимдер кезінде желілердің әрқайсысында және желідегі кернеудің жоғалуын анықтау.

Шешім тәртібі

Біз берілген тұйық желіні екі жақты қоректендірумен ұсынамыз (күріш-нок 23)..



23-сурет-Электр желісінің схемасы.

Кабель желісінің учаскесіндегі Ток кернеулердің теңдігі есебінен ықшамдалған (4-1) /2/ формуласы бойынша анықтаймыз:

$$I_k = I_1 \frac{Z_B}{Z_B + Z_K} = I_1 \frac{(r_0 + jx_0)L_B}{(r_0 + jx_0)L_B + r_0L_K} = \frac{400(0,2 + j0,36)10}{(0,2 + j0,36)10 + 0,2 \cdot 10} = 290 + j100.$$

Сол формула бойынша әуе желісінің жүктемесін табамыз:

$$I_K = I_1 \frac{Z_K}{Z_B + Z_K} = I_1 \frac{r_0L_K}{(r_0 + jx_0)L_B + r_0L_K} = \frac{400 \cdot 0,2 \cdot 10}{0,2 \cdot 10 + (0,2 + j0,36)10} = 110 - j100.$$

Есептеу көрсеткендей, ЭҚК теңдестірілмеген ток 100 А-ға тең.

Қалыпты режимде кернеудің жоғалуы қуат бөлу нүктесіне дейін, яғни бұл жағдайда жүктеменің қосымша нүктесіне дейін анықталуы тиіс.

Есептеу бірдей нәтиже ала отырып, екі жағынан жүргіземіз:

$$\Delta U = \Delta U_B = \sqrt{3}(I_a r_0 L_B + I_p x_0 L_B) = 1,73 \cdot 10(290 \cdot 0,2 - 0,36 \cdot 100) = 380;$$

$$\Delta U = \Delta U_K = \sqrt{3} I_a r_0 L_K = 1,73 \cdot 110 \cdot 0,2 \cdot 10 = 380.$$

Авариялық режимде кернеудің жоғалуы кез келген учаскеден ажыратылған жағдайда анықталады:

$$\Delta U_{ав} = 1,73 \cdot 400 \cdot 0,2 \cdot 10 = 1380,$$

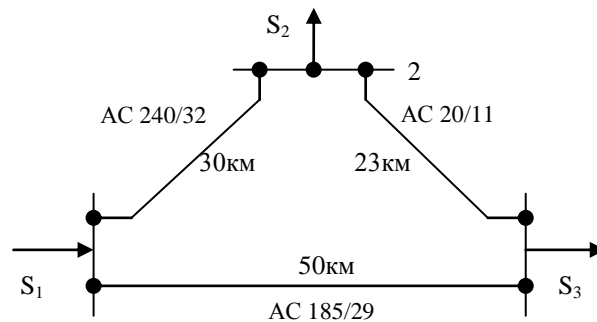
яғни, номиналды кернеу. 13,8%

5.3 - мысал

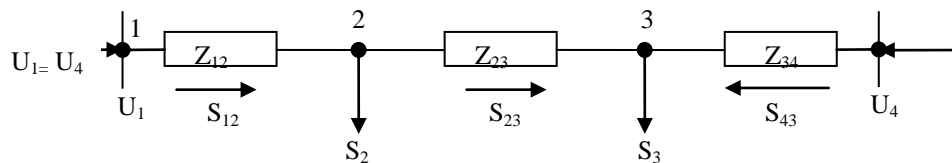
Кернеуі 110 кВ сақиналық желі (24 а-сурет) 1-станцияны $S_2 = 36.18 + j29.17$ МВ·А және $S_3 = 39.2 + j32.89$ МВ·А жүктемелері бар 2, 3 қосалқы станциясымен қосады. Сымдардың белгілері, сызық ұзындығы 6.6 а суретте көрсетілген. Олардың кедергісі бірдей: $Z_{12} = 3.6 + j12.15$ Ом; $Z_{23} = 9.84 + j10.21$ Ом; $Z_{13} = 8.1 + j20.65$ ом. Электр станциясының шиналарындағы кернеу 117,7 кВ құрайды. Электр станциясының шиналарынан келетін қуатты анықтаңыз. Есептеу қуат шығынын ескерусіз жүзеге асырылады.

Желінің эквивалентті тізбегін екі жақты қуат көзімен сызық түрінде жасаймыз, 1-түйінде сақинаны кесеміз (24-сурет б).

а)



б)



а) желі схемасы;

б) екі жақты қоректенетін қуат ағынын бөлу.

Сурет 24-Кернеуі 110 кВ айналмалы желі.

Ағын бөлу нүктесін анықтау мақсатында сақинадағы жақын ағынның таралуын анықтаймыз:

$$S_{12} = \frac{(36,18 + j29,17) \cdot (9,84 - j10,21 + 8,1 - j20,65) + (39,2 + j32,89) \cdot (8,1 - j20,65)}{3,6 - j12,15 + 9,84 - j10,21 + 8,1 - j20,65} =$$

$$= 44,82 + j36,75 \text{ MB} \cdot \text{A}$$

$$S_{43} = \frac{(39,2 + j32,89) \cdot (9,84 - j10,21 + 3,6 - j12,15) + (36,18 + j29,17) \cdot (3,6 - j12,15)}{3,6 - j12,15 + 9,84 - j10,21 + 8,1 - j20,65} =$$

$$= 30,56 + j25,31 \text{ MB} \cdot \text{A}$$

Шартты бойынша сақинаның бас желілеріндегі қуат ағынын анықтаудың дұрыстығын тексереміз

$$S_{12} + S_{43} = S_2 + S_3:$$

$$44,82 + j36,75 + 30,56 + j25,31 = 75,38 + j62,06.$$

S_{12} және S_{43} мәндері дұрыс анықталған. 2 торап үшін Кирхгофтың бірінші заңы бойынша 23 желісінен қуат ағынын табамыз:

$$S_{23} = S_{12} - S_2 = 44,82 + j36,75 - (36,18 + j29,17) = 8,64 + j7,58 \text{ MB} \cdot \text{A}.$$

3 торап-активті және реактивті қуаттың ағынын бөлу нүктесі. Электр станциясының шиналарынан келіп түсетін және қуат шығынын есепке алмай анықталған қуат:

$$S_1 = S_{12} + S_{43} = 75,38 + j62,06 \text{ MB} \cdot \text{A}.$$

Электр станциясының шиналарынан желіге түсетін қуат шығынын есепке ала отырып, қуатты анықтаймыз.

S_{12} , S_{23} , S_{43} қуаттары (25, а) шығындарды есепке алмай анықталған. 3-ші және 3-ші тораптардағы жүктемелер $S_{23к} = 8,64 + j7,58 \text{ MB} \cdot \text{A} = S_{23}$, $S_{43к} = 30,56 + j25,31 \text{ MB} \cdot \text{A} = S_{43}$ тең. Есептейміз қуат ағындарын желілерінде 23, 12 (25-сурет, в).

Желідегі қуат шығыны 12

$$\Delta S_{12} = \frac{44,93^2 + 36,86^2}{110^2} \cdot (3,6 + j12,15) = 1 + j3,39 \text{ MB} \cdot \text{A}.$$

Желі басында қуаты 12

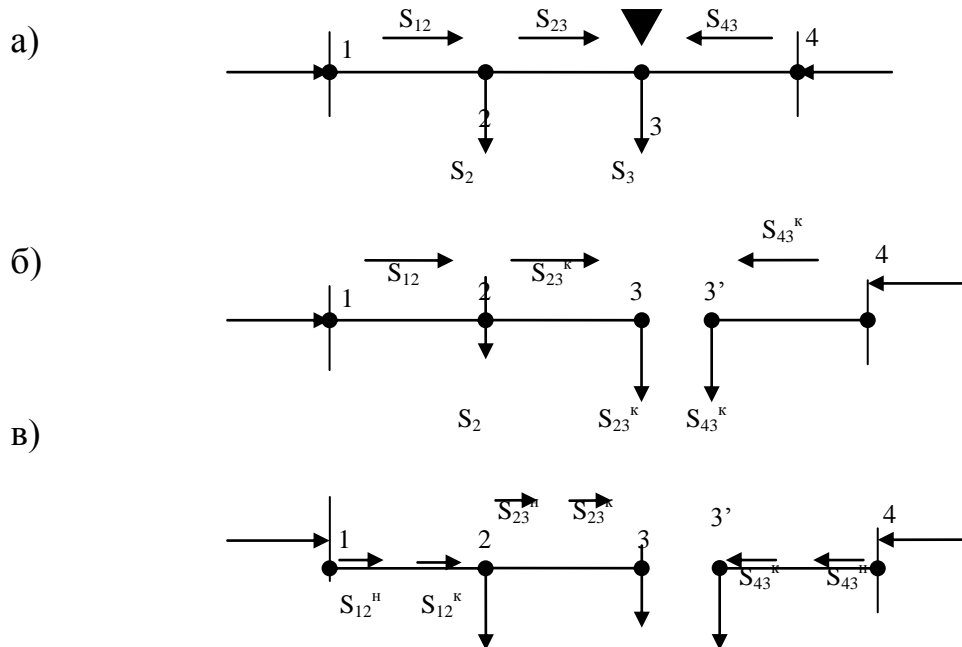
$$S_{12}^H = S_{12}^K + \Delta S_{12} = 44,93 + j36,86 + 1 + j3,39 = 45,93 + j40,25 \text{ MB} \cdot \text{A}.$$

43 желісіндегі қуат ағындарын есептейміз (сурет 25, в). 43-Желі соңындағы қуат $S_{43к} = 30,56 + j25,31 \text{ MB} \cdot \text{A}$. 43 Желідегі қуат шығыны.

$$\Delta S_{43} = \frac{30,56^2 + 25,31^2}{110^2} \cdot (8,1 + j20,65) = 1,05 + j2,69 \text{ МВ}\cdot\text{А}$$

43 желісінің басындағы қуат

$$S_{43}^H = S_{43}^K + \Delta S_{43} = 30,59 + j25,31 + 1,05 + j2,69 = 31,61 + j28 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$



а) бастапқы желі; б) бастапқы желінің екі желі түрінде ұсынылуы; в) қуат шығынын есепке ала отырып, желілердегі ағындарды есептеу үшін бастапқы белгілер.

25-сурет-қуаттың жоғалуын есепке ала отырып, тұйық желіде қуат ағынын бөлу

Электр станциясының шиналарынан тұтынылатын қуат:

$$S_1 = S_{12}^H + S_{43}^H = 45,93 + j40,25 + 31,61 + j28 = 77,54 + j68,25 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

2,3 тораптардағы кернеуді, сондай-ақ желі үшін $\Delta U_{нб}$ кернеудің ең үлкен шығыны анықтаймыз (сурет 24 а).

Кернеуді және $\Delta U_{нб}$ есептеуді қуат шығынын және кернеу төмендеуінің көлденең құраушысын есепке алмай жүргіземіз. $U_1 = U_4 = 117,7$ кВ кезінде кернеу мен кернеудің жоғалуы осындай:

$$\Delta U_{43} = \frac{30,56 \cdot 8,1 + 25,31 \cdot 20,65}{117,7} = 6,54 \text{ кВ};$$

$$U_3 = 117,7 - 6,54 = 111,2 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{44,82 \cdot 3,6 + 36,15 \cdot 12,15}{117,7} = 5,16 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 117,7 - 5,16 = 112,5 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{23} = \frac{8,64 \cdot 9,84 + 7,58 \cdot 10,21}{112,5} = 1,44 \text{ кВ};$$

$$U_3 = 112,5 - 1,44 = 111,1 \text{ кВ}.$$

Қуаттың жоғалуын есепке алмай анықталатын қалыпты режимде кернеудің ең үлкен шығыны,

$$\Delta U_{нб} = \Delta U_{13} = \Delta U_{12} + \Delta U_{23} = 5,16 + 1,44 = 6,6 \text{ кВ}.$$

Кернеудің ең үлкен шығынын есептеу қателігі тең

$$\Delta U_{43} = \frac{31,61 \cdot 8,1 + 28 \cdot 20,65}{117,7} = 7,1 \text{ кВ};$$

$$U_3' = 117,7 - 7,1 = 110,6 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{45,93 \cdot 3,6 + 40,25 \cdot 12,15}{117,7} = 5,56 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 117,7 - 5,56 = 112,1 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{23} = \frac{8,75 \cdot 9,84 + 7,69 \cdot 10,21}{112,1} = 1,47 \text{ кВ};$$

$$U_3 = 112,1 - 1,47 = 110,6 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U_{13} = 5,56 + 1,47 = 7,03 \text{ кВ}.$$

Осылайша, $\Delta U_{нб} = 7,03 \text{ кВ}$.

Кернеудің ең үлкен шығынын есептеу қателігі тең

$$\Delta U_{43} - \Delta U_{13} = 0,07 \text{ кВ}.$$

6 Тарату желілерін есептеу ерекшеліктері

Кернеуі 35 кВ-қа дейінгі желілерді есептеу кезінде мынадай жорамалдар қабылданады:

- ЭБЖ зарядтау қуаты есептелмейді;
- кәбілдік ЭБЖ индуктивті кедергісі есепке алынбайды;
- трансформаторлар болатындағы қуаттың шығындары есепке алынбайды. Трансформаторлар болаттарындағы қуат ағыны барлық желідегі активті қуат пен электр энергиясының шығынын есептеу кезінде ғана есепке алынады;
- қуат ағынын есептеу кезінде қуат шығындары ескерілмейді, яғни учаскенің басындағы қуат учаскенің соңындағы қуатқа тең;
- кернеу төмендеуінің көлденең құраушысы есепке алынбайды. Бұл дегеніміз, схема тораптары арасындағы фаза бойынша кернеудің ауысуы ескерілмейді;
- кернеу шығынын есептеу желі тораптарындағы нақты кернеу бойынша емес, номиналды кернеу бойынша жүргізіледі.

Жергілікті желілерді есептеу кезінде қабылданған жорамалдарды ескере отырып, желінің кез келген i -м торабында кернеу оңайлатылған формула бойынша есептеледі:

$$U_i = U_{\text{ип}} - \Delta U_{\text{ип-}i} = U_{\text{ип}} - \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{j=1}^i (P_j \cdot R_j + Q_j \cdot X_j), \quad (57)$$

мұнда j учаскесі бойынша өтетін белсенді және реактивті қуаттар; сәйкесінше j учаскесінің белсенді және индуктивті кедергісі.

Жергілікті желілердегі қуаттың жоғалуын есепке алмағанда, кернеудің жоғалуын не учаскелердің қуаттары бойынша, не жүктемелердің қуаттары бойынша есептеуге мүмкіндік береді.

Егер есеп учаскелердің қуаттары бойынша жүргізілсе, онда осы учаскелердің белсенді және реактивті кедергілері ескеріледі:

$$\Delta U_{\text{ип-}i} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{j=1}^i (P_j \cdot R_j + Q_j \cdot X_j). \quad (58)$$

Егер есеп жүктеме қуаты бойынша жүргізілсе, онда ЖК-дан жүктеме қосу торабына дейінгі жиынтық активті және реактивті кедергіні есепке алу қажет:

$$\Delta U_{\text{ип-}i} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{j=1}^i (P_{\text{н}j} \cdot R_{\text{ип-}j} + Q_{\text{н}j} \cdot X_{\text{ип-}j}). \quad (59)$$

Бұл токтың тармақталмаған желісінің ең үлкен жоғалту кернеу – бұл жоғалту кернеу ЖК соңғы нүктесіне дейін желісі.

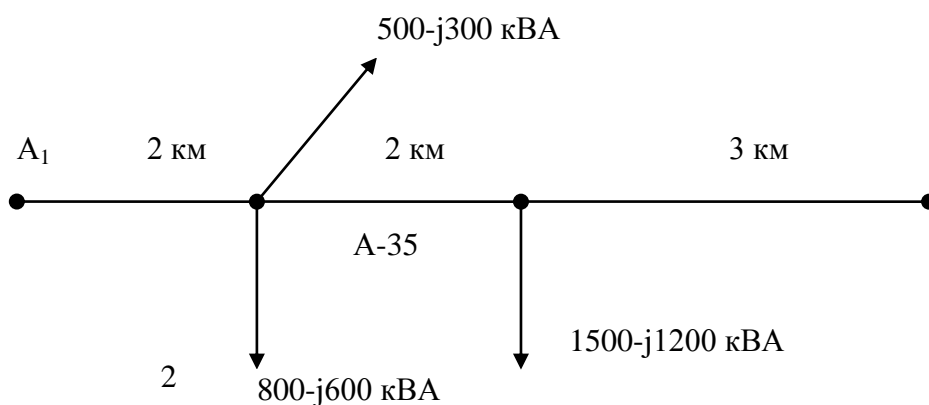
Тармақталған желіде кернеудің ең үлкен шығыны былайша анықталады:
 - ИП-дан әрбір соңғы нүктеге дейін кернеудің жоғалуы есептеледі;
 - осы шығындардың арасында ең үлкен таңдалады. Оның шамасы осы желі үшін кернеудің рұқсат етілген шығынынан аспауы тиіс.

6.1-мысал

Схемада (26-сурет) көрсетілген тұтынушылар тұйық желі бойынша бір көз шиналарынан қоректенеді. Шинадағы кернеу 10,5 кВ.

Егер А-А1 магистралінің А-50 маркалы учаскесіндегі сымдар, ал А-35 маркалы 1-2 учаскедегі сымдар белгілі болса, барлық учаскелердегі қуаттарды және қалыпты нақты қимадағы кернеуді жоғалтуды анықтау. Сымдар арасындағы орташа қашықтық 100 см.

Кернеудің жоғалуын 10 кВ номиналды кернеудің пайызымен көрсету керек.



26-сурет-Электр желісінің схемасы.

Шешім тәртібі

Анықтама мәліметтері бойынша сымдар үшін үлестік кедергі кешенін анықтаймыз:

$$\text{А-35 үшін; } r_o + jx_o = 0,92 + j0,37 \text{ Ом / км}$$

$$\text{А-50 үшін. } r_o + jx_o = 0,64 + j0,35 \text{ Ом/км}$$

Қуат көздерінің кернеулігі тең, ал оди-наковы магистраліндегі сымдардың қимасы учаскелердегі қуаттарды есептеу үшін тәуелділікті пайдалануға болады:

$$S_A = \frac{\sum_1^n S_n L_n}{L_{AA'}} = \frac{(1500 - j1200)3 + (1300 - j900)5}{7} = 1570 - j1160;$$

$$S_{A'} = \frac{\sum_1^n S_n L'_n}{L_{AA'}} = \frac{(1500 - j1200)4 + (1300 - j900)2}{7} = 1230 - j9400.$$

Қуат бөлу нүктесі 3 нүктесінде орналасқан. Бұл жағдайда кернеу шығыны А-35 тармақталуының соңында 2 нүктесіне дейін болады.:

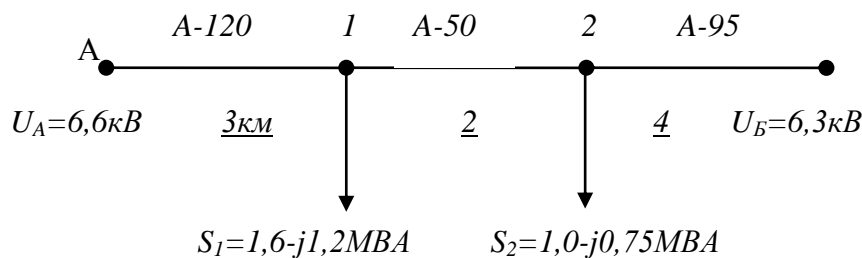
$$\Delta U_{A-2} = \Delta U_{A-1} + \Delta U_{12} = \frac{1570 \cdot 0,62 + 1160 \cdot 0,35 \cdot 2}{10} + \frac{800 \cdot 0,92 \cdot 1,5 + 600 \cdot 0,37 \cdot 1,5}{10} = 424$$

Кернеу шығыны 4,24% тең.

6.2-мысал

Қуат кешендерімен берілген тұтынушылар тұйық желіден қоректенеді (27-сурет).

Қорек көзінің кернеулігі тең болған жағдайда қалыпты режимде берілген желі үшін кернеудің жоғалуын анықтау



27-сурет-Электр желісінің схемасы.

Сымдар қимасының және учаскелердің ұзындығы сызбада берілген. Есептеу өткізгіштік бойынша жүргізіледі.

Шешім тәртібі

Анықтамалық деректерді пайдалана отырып, барлық учаскелердің кедергі кешендерін анықтаймыз:

1) А-1 учаскесі (а-120) $(r_0 + jx_0) L_{A-1} = (0,27 + j0,33) 3 = 0,81 + j0,99$;

2) 1-2 учаскесі (А-50) $(r_0 + jx_0) L_{1-2} = (0,64 + j0,35) 2 = 1,28 + j0,7$;

3) 2-Б учаскесі (А-95) $(r_0 + jx_0) L_{2-Б} = (0,34 + j0,34) 4 = 1,36 + j1,36$.

(4-4) /2 / тәуелділікті пайдалана отырып, А+Б учаскесінің белсенді өткізгіштігін табамыз:

$$G_{AB} = \frac{R_{AB}}{R_{AB}^2 + X_{AB}^2} = \frac{0,81 + 1,28 + 1,36}{3,45^2 + 3,05^2} = \frac{3 \cdot 45}{20 \cdot 9} = 0,165.$$

(4-5) /2/ тәуелділікті пайдалана отырып, реактивті өткізгіштікті табамыз:

$$B_{AB} = \frac{X_{AB}}{R_{AB}^2 + X_{AB}^2} = \frac{0,99 + 0,7 + 1,36}{20,9} = 0,146.$$

A-1 бас учаскесінің жүктеме кешенінің активті құраушысын табамыз:

$$\begin{aligned} P_{A-1} &= 0,165(1,6 \cdot 2,62 + 1,0 \cdot 1,36 + 1,2 \cdot 2,06 + 0,75 \cdot 1,36) + \\ &+ 0,146(1,6 \cdot 2,06 + 1,0 \cdot 1,36 - 1,4 \cdot 2,64 - 0,75 \cdot 1,36) = \\ &= 0,165 \cdot 9,07 + 0,146 \cdot 0,45 = 1,56. \end{aligned}$$

A-1 бас учаскесі кешенінің реактивті құрамдас бөлігін табамыз:

$$Q_{A-1} = 0,165 \cdot 0,45 + 0,146 \cdot 9,07 = 1,25$$

$$S_{A-1} = 1,56 - j1,25$$

Желінің басқа учаскелеріндегі жүктеме:

$$S_{1-2} = 0,04 + j0,05;$$

$$S_{2-Б} = 1,04 - j0,7.$$

Қуат бөлу нүктесі 1 нүктесінде орналасқан.

Желі жұмысының қалыпты режимінде кернеуді жоғалту:

$$\Delta U_{A-1} = \frac{P_{A-1} R_{A-1} + Q_{A-1} X_{A-1}}{U_n} = \frac{(1,56 \cdot 0,81 + 1,25 \cdot 0,99) 10^3}{6} = 410.$$

Өткізгіштерді қолдану кезінде есептеулерді жеңілдету әсіресе көп жүктеме кезінде әсер етеді.

7 Электр желілеріндегі кернеуді реттеу

Желі тораптарындағы кернеу жүктеменің өзгеруіне, қоректендіру көздерінің жұмыс режиміне, желі схемасына байланысты үнемі өзгеріп отырады.

Электр желісіндегі кернеу режимі осы желіден қоректенетін электр қабылдағыштар үшін кернеудің рұқсат етілген ауытқуларына қатысты МЕМСТ талаптары орындалатындай болуы тиіс. Кернеудің ауытқуларын білу келесі себептер бойынша рұқсат етілгеннен жиі жоғары:

- желідегі үлкен кернеу шығыны;
- ток өткізгіш элементтердің қимасын және күштік трансформаторлардың қуатын дұрыс таңдау;
- желі сұлбасының дұрыс құрылмауы.

Бұл себептер желінің дамуы кезінде, оның ре-конструкциясы кезінде жиі туындайды. Сондықтан электр қабылдағыштардың шиналарындағы кернеудің қажетті ауытқуларын қамтамасыз ету үшін кернеуді реттеуді қолдану қажет.

Кернеуді реттеу арнайы техникалық құралдардың көмегімен желінің сипатты нүктелерінде кернеуді өзгерту процесі деп аталады.

Жергілікті реттеу орталықтандырылған және жергілікті болуы мүмкін. Орталықтандырылған басқару қоректендіру орталықтарында орындалады. Жергілікті реттеу тікелей тұтынушыларда жүргізіледі. Қоректену орталықтарындағы кернеуді реттеу одан қоректенетін бүкіл желідегі кернеудің режимінің өзгеруіне әкеледі. Жергілікті реттеу желінің шектелген бөлігіндегі кернеу режимінің өзгеруіне әкеледі.

Электр станцияларында кернеуді реттеу ге-нераторларда және жоғарылататын трансформаторларда жүргізіледі.

Генераторлар кернеуінің өзгеруі қозу тогын реттеу есебінен мүмкін. Генератордың белсенді қуатын өзгертпей, кернеуді 5% шегінде өзгертуге болады. Номиналды мәннен жоғары кернеудің 5% - ға артуы Болаттың ысырабының ұлғаюымен және оның қызуының артуымен сүйемелденеді. Кернеу $0,95 U_{ном}$ дейін төмендеген кезде статордың номиналды тогы 5% - ға өседі және сәйкесінше орамның қызуы артады.

Трансформацияның әрбір сатысында шамамен 5-10% кернеу жоғалады. Сондықтан генераторлардың реттеу диапазоны желіде қажетті кернеу деңгейін қолдау үшін жеткіліксіз. Сонымен қатар, жақын және алыс электр қабылдағыштарда кернеуді реттеу талаптарын келісу қиын. Сондықтан электр станцияларының генераторлары кернеуді реттеудің көмекші құралы болып табылады. Генераторларды реттеудің жалғыз құралы ретінде қарапайым жүйе үшін ғана қолданылады: электростанция-бөлінбеген жүктеме. Бұл жағдайда электр станцияларының шиналарында кернеуді қарсы реттеу жүзеге асырылады. Қозу тогының өзгеруімен ең жоғары жүктеме сағаттарында кернеуді жоғарылатады және ең төменгі жүктеме кезінде төмендетеді.

Электр станцияларындағы жоғарылататын трансформаторлар да кернеуді реттеудің көмекші құралы болып табылады. Қуаты 250 МВА дейінгі кернеуі 110 және 220 кВ трансформаторларда ПБВ типті кернеуді реттеу құрылғысы

болады (қозусыз ауыстырып қосу, яғни желіден ажырату). Құрылғыда 2 x 2,5% кернеуді реттеу шегі бар. Жоғары қуатты арттыратын трансформаторлар ПБВ құрылғыларынсыз шығарылады.

Қосалқы станциялардың трансформаторларымен кернеуді реттеу үшін трансформация коэффициентін 10-20 % шегінде өзгерту мүмкіндігі қарастырылған. Конструктивтік орындау бойынша ауыстырып қосқыш құрылғылардың екі түрі бар:

- қозусыз реттеумен (ПБВ), яғни трансформация коэффициентін өзгерту үшін трансформаторды желіден ажыратады;
- жүктемедегі кернеуді реттеумен (РПН).

Реттеу сатысы көршілес тармақтардың арасындағы кернеу деп аталады. Оны реттеу тармақтары бар орамның номиналды кернеуіне пайызбен көрсетеді. Аймақ сезімталдық емес деп аталады біршама диапазоны кернеу кезінде жүреді, іске қосылуын реттейтін аппаратураның. Реттеуіштің сезімтал емес аймағы реттеудің бірнеше сатысынан артық болуы тиіс: әйтпесе реттеуіш тұрақсыз жұмыс істейтін болады. Реттеуіштің уақыт ұсталуы кернеудің қысқа мерзімді өзгерістері кезінде оның жұмысын болдырмау үшін қызмет етеді. Сезімталдық аймағы және реттеуіштің уақытын ұстау реттеу дәлдігін анықтайды.

Екі орамды трансформаторлардың Жоғары кернеу жағында тармақталуларды таңдау былайша жүргізіледі.

Трансформатордың төменгі жағындағы жоғары жағына шақталған кернеу анықталады:

$$U'_2 = U_D - \Delta U_T, \quad (60)$$

мұнда U_D - жоғары жағындағы нақты кернеу, кВ;

ΔU_T - трансформатордағы кернеу шығыны (110 кВ трансформаторлар үшін кернеу төмендеуінің көлденең құраушысы ескермеуге болады), кВ.

Трансформатордың төменгі жағындағы кернеу:

$$U_2 = \frac{U'_2}{K_T}, \quad (61)$$

$$K_T = \frac{U_{10TB}}{U_{2H}}, \quad (62)$$

Онда K_T – РПН тиісті тармақталуының трансформация коэффициенті;

U_{10TB} – Жоғары кернеу орамасының тиісті тармақтарындағы кернеу, кВ;

U_{2H} – трансформатордың екінші орамының номиналды кернеуі, кВ.

Егер трансформатордың төменгі жағында $U_{2Ж}$ қажетті кернеу белгілі болса, онда тиісті реттелетін тармақтау кернеуі тең болады:

$$U_{10TB} = \frac{U'_2}{U_{2Ж}} \cdot U_{2H} \quad (63)$$

Одан әрі, студент шығарылған трансформаторлардың паспорттық мәліметтеріне сәйкес құрастыруы тиіс реттеуші тармақтардың кестесі бойынша U_{10TB} біле отырып, жақын стандартты тармақтау таңдалады және нақты кернеу болады

$$U_{2Д} = \frac{U'_2 \cdot U_{2H}}{U_{10TBCT}}, \quad (64)$$

Онда U_{10TBCT} – трансформатордың стандартты реттеу тармақталу кернеуі.

3 орамды трансформаторлар тек ВН орамында ғана жүктемемен кернеуді реттеумен дайындалады, ал СН орамында қозусыз трансформация коэффициентін өзгерту үшін тармақ болады. НН және СН-ға тәуліктік жүктеме графиктерінің өзгеру сипаты сәйкес келмеген жағдайларда, СН орамасымен тізбектеп желілік реттеу трансформаторлары қосылады. Сондықтан НН үш орамды трансформаторларындағы РПН тарамдары НН жағында қажетті деңгейді қамтамасыз ету шарттарынан таңдалады. Бұл ретте, орта жағындағы кернеудің қажетті деңгейі желілік реттеуішпен қамтамасыз етіледі.

7.1-мысал

Қосалқы станцияда 10 кВ төменгі жағындағы номиналды кернеуі бар ТДН 16000/110 типті трансформатор орнатылған. Трансформатордың жоғарғы кернеуінің жағында тармақталуын таңдау, егер тұтынушының қажетті кернеуі 10,33 кВ болса, трансформатордың реттеу шектері $\pm 9 \times 1,78\%$ құрайды.

Шешім тәртібі

Трансформаторлардың Жоғары кернеу жағындағы тармақтарды таңдау келесі түрде жүргізіледі.

Жоғары жағына келтірілген трансформатордың төменгі жағындағы кернеу анықталады U'_2 , кВ:

$$U'_2 = U_D - \Delta U_T,$$

мұнда U_D - жоғары жағында нақты кернеу, кВ;

ΔU_T - трансформатордағы кернеудің жоғалуы (кернеуі 110 кВ көлденен құрамдас трансформаторлар үшін елемеуге болады).

Трансформатордың төменгі жағындағы кернеу U_2 , кВ:

$$U_2 = \frac{U'_2}{K_T},$$

мұнда K_T - тиісті тармақтаудың трансформация коэффициенті;

$$K_T = \frac{U_{10TB}}{U_{2H}},$$

мұнда U_{2H} - трансформатордың екінші орамасының номиналды кернеуі, кВ;

U_{10TB} - Жоғары кернеу орамасының тиісті тармақтарындағы кернеу, кВ.

Егер трансформатордың төменгі жағында $U_{2Ж}$ қажетті кернеуі белгілі болса, онда тиісті реттеу тармақталу кернеуі, U_{10TB} , кВ тең:

$$U_{10TB} = \frac{U'_2}{U_{2Ж}} \cdot U_{2H}.$$

Реттеу тарамдарының кестесі бойынша реттеу тарамдарының кернеуін біле (1-кесте) жақын стандартты тарам таңдалады және төменгі жағында нақты кернеу болады $U_{2Д}$, кВ:

$$U_{2Д} = \frac{U'_2 \cdot U_{2H}}{U_{10TB.СТ.}},$$

мұнда $U_{10TB.СТ.}$ - трансформатордың стандартты реттеу тармақталу кернеуі, кВ.

Кесте -1 Трансформатордың реттелетін сатыларындағы

Саты	1	2	3	4	5	6
Кернеу	115	112,953	110,906	108,859	106,812	104,765
Саты	7	8	9	10	11	12
Кернеу	102,718	100,97	98,624	96,577	94,53	92,483
Саты	13	14	15	16	17	18
Кернеу	90,436	88,389	86,342	84,295	82,248	80,201

Трансформатор үшін ТДН 16000/110:

$$U'_2 = 110 - 4,32 = 105,68;$$

$$U_{10TB} = \frac{105,68}{10,33} \cdot 11 = 112,53.$$

Трансформаторды реттеу шектері $\pm 9 \times 1,78\%$ құрайды. Демек, әрбір реттелетін сатының кернеуі ΔU_{10TB} , кВ құрайды

$$\Delta U_{10TB} = \frac{115 \cdot 1,78}{100} = 2,047.$$

Бір тармақтаудың жақын стандартты кернеуі $U_{10TB.СТ.}$, кВ,
 $U_{10TB.СТ.} = 112,953.$

$$U_{2д} = \frac{105,68 \cdot 11}{112,953} = 10,29.$$

Осылайша, тұтынушының шиналарындағы нақты кернеу 10,29 кВ.

8 ӨНЕРКӘСІПТІК АУДАН ЖЕЛІСІН ЖОБАЛАУ ҮШІН БАСТАПҚЫ ДЕРЕКТЕР

Мақсаты есептеу болып табылады жобалау ұтымды схемасын желісін, электр желісін өнеркәсіптік ауданы, кернеуі 35÷220 кВ параметрлерін анықтау неғұрлым тән оның жұмыс режимін таңдау және реттеу құралдарын кернеу.

5 пункттің әрқайсысы үшін желіні жобалауға арналған бастапқы деректердің құрамына мыналар кіреді: ең үлкен қысқы жүктеме P , МВт; жүктеме қуатының коэффициенті $\cos\varphi$; қоректендіруші желінің төменгі кернеудегі шиналарындағы номиналды кернеу-6 немесе 10 кВ; талап етілетін сенімділік санаттары бойынша тұтынушылар құрамы-1, 2, 3.

Есепті орындау үшін бастапқы деректер осы пәнді оқу жылына байланысты сынақ кітапшасы шифрінің соңғы және соңғы сандарының және өз тегінің бірінші әрпінің үш белгісі бойынша анықталады.

Есепті орындауға арналған тапсырма үш деректер тобынан тұрады:

1 топ - ең жоғары жүктемелердің мәні, ең жоғары жүктемелердің қатынасы, ең жоғары жүктемелердің ең аз жүктемелерге қатынасы;

2 топ – жүктеме түйіндерінің 1, 2 координаттары;

3 топ – 3, 4, 5 жүктеме түйіндерінің координаттары және климаттық аудан (К.Р.) көктайғақ бойынша.

Барлық студенттер үшін жалпы мәліметтер:

1. Жүктеме қуаты коэффициенті $\cos\varphi=0,85$;

2. Жүктеме қуатының және қоректендіру орталығының нормативтік коэффициенттері $\cos\varphi_n=0,93$;

3. Барлық жүктеме тораптарында санаттар бойынша келесі пайыздық құрам (тұтынушылардың ең жоғары қуатынан) қабылданады:

- I категория – 50%;

- II категория – 30%;

- III категория – 20%.

2-кестеге сәйкес, шифрдың соңғы саны бойынша пәнді оқу жылын есепке ала отырып, бастапқы деректердің бірінші тобы нұсқасының нөмірі белгіленеді. Осыған ұқсас, 3 — кестеге сәйкес шифрдің соңғы саны бойынша бастапқы деректердің екінші тобы нұсқасының нөмірі және тегінің бірінші әрпіне сәйкес, 4-кесте бойынша-шығыс деректерінің үшінші тобы нұсқасының нөмірі белгіленеді.

Нұсқаға сәйкес бірінші, екінші, үшінші топтың бастапқы деректері 5 кестеден таңдалады.

2-кесте . Бастапқы деректердің бірінші тобы нұсқасының нөмірі

Оқу жылы	Шифрлардың соңғы саны									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
2020/21	6	7	8	10	9	1	2	3	4	5
2021/22	9	1	10	2	8	3	7	4	6	5
2022/23	1	10	4	5	6	7	3	9	8	2
2023/24	4	5	6	7	3	9	8	2	1	10
2024/25	3	9	8	2	1	10	4	5	6	7

3-кесте. Бастапқы деректердің екінші тобы нұсқасының

Оқу жылы	Шифрлардың соңғы саны									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
2020/21	1	2	9	10	3	7	6	5	8	4
2021/22	2	9	10	3	1	6	7	4	5	8
2022/23	4	5	6	7	3	9	8	2	1	10
2023/24	5	6	7	3	9	8	2	1	10	4
2024/25	9	8	2	1	10	4	5	6	7	3

4-кесте. Бастапқы деректердің үшінші тобы нұсқасының нөмірі

Оқу жылы	Тегінің бірінші әрпі									
	А,Б,В	Г,Д,Я	Е,Ж,З	К,Ы,И	М,Л,Ц	Ф,П	Ю,О,Н	У,С,Ч	Р,Т,Х	Ш,Щ,Э
2020/21	2	3	10	6	7	8	1	9	4	5
2021/22	7	1	9	2	5	4	10	6	8	3
2022/23	3	4	5	6	7	8	9	10	1	2
2023/24	5	6	7	8	9	10	1	2	3	4
2024/25	10	7	8	3	1	5	6	4	2	9

5 кесте. Курстық жобалау үшін бастапқы деректер.

№ вариант	1 деректер тобы						2 деректер тобы					3 деректер тобы						
	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅	P _{min} /P _{max}	x ₁	y ₁	x ₂	y ₂	T _{max}	x ₃	y ₃	x ₄	y ₄	x ₅	y ₅	K.p.
0	35	50	60	40	25	0,85	45	15	-25	-55	6500	-20	35	-15	-55	-20	75	1
1	40	45	70	35	35	0,7	45	15	25	55	5100	20	-35	-15	-55	-20	-75	2
2	35	35	70	50	20	0,7	-45	10	30	50	6200	-35	20	-55	15	-75	20	2
3	40	25	4	65	50	0,75	-15	-45	55	30	6800	40	0	40	40	75	20	2
4	59	40	40	35	25	0,8	15	-45	-55	25	4500	-35	-20	-55	15	-75	-20	3
5	35	60	80	25	40	0,65	-45	-15	-25	-55	6000	35	20	-55	-15	75	20	4
6	75	30	35	50	30	0,6	-15	45	-35	50	4000	35	20	-55	15	-75	-20	2
7	75	35	40	65	35	0,85	20	-10	55	-15	3500	20	35	-15	-55	-20	-75	4
8	30	60	35	20	35	0,8	10	45	50	30	4800	30	30	-55	0	-65	40	1
9	75	40	70	40	15	0,75	-45	-30	10	50	6500	-35	-20	-55	15	-75	-20	2
10	70	35	60	45	25	0,8	-15	25	-45	-55	3500	35	-20	-55	15	75	20	1

9 Есепті орындау тәртібі

9.1 Техникалық-экономикалық есептеулер негізінде өнеркәсіптік ауданның электр желісінің сұлбасын таңдау

9.1.1 Электрмен жабдықтау сенімділігі талаптарын ескере отырып, электр сұлбасын таңдау

Аудандық электр желілерінде әртүрлі схемалар қолданылады:

- тұйықталмаған резервтелмеген радиалды және магистральды жұмыстар;
- ажыратылған резервтелген радиалды және магистральды;
- жабық резервтелген схемалар: сақиналы, ілмекті, екі жақты қоректендірумен, күрделі.

Ауданның бір немесе бірнеше пункттерінің тұтынушыларын қоректендіретін желіні құру схемасын таңдау кезінде Электрмен жабдықтаудың қажетті сенімділік дәрежесі бойынша тұтынушылардың ең жоғары санатына сүйену керек, мысалы, егер ауданның бір немесе бірнеше пункттерінің 1, 2, 3 санатты тұтынушылары болса, онда екі тәуелсіз қоректендіру көзі бар резервтелген схема таңдалады.

Ауданның бір немесе бірнеше пункттерінің тұтынушыларын қоректендіретін желіні құру схемасын таңдау кезінде Электрмен жабдықтаудың қажетті сенімділік дәрежесі бойынша тұтынушылардың ең жоғары санатына сүйену керек, мысалы, егер ауданның бір немесе бірнеше пункттерінің 1, 2, 3 санатты тұтынушылары болса, онда екі тәуелсіз қоректендіру көзі бар резервтелген схема таңдалады.

Жоғары кернеулі (ВН) 35 кВ және одан жоғары қосалқы станцияларда, әдетте, екі трансформатор (автотрансформатор) орнатылады, бұл 1, 2, 3 санатты тұтынушылары бар жүктеме тораптарын электрмен жабдықтау сенімділігіне қойылатын талаптарға сәйкес келеді.

Авариядан кейінгі режимдерде зақымдалған элементтерді резервтеу және желіден алып тастау, сондай-ақ Жабдықты жөндеуді жүзеге асыру үшін жедел ажырату және ауыстырып қосу үшін коммутациялық аппараттарды орнатуды (автоматты немесе кезекші персонал) қарастыру қажет.

9.1.2 Электр желісінің конфигурациясын таңдау

Аудандық желінің конфигурациясы АЖ-нүктелер мен қуатты тұтынушылардың өзара орналасуына, сондай-ақ тұтыну пункттерінің жүктемелерінің арақатынасына байланысты желі желісін қосудың белгілі бір схемасын білдіреді.

Электр станциясынан немесе энергожүйенің қосалқы станциясынан ЭЭ тұтынушыларына қуат берілуі мүмкін:

- бір жалпы қабылдау пунктіне(УРП);
- екі және одан да көп қабылдау пункттеріне (УРП-1, УРП-2);
- аудан аумағында терең енгізу схемасы бойынша өтпелі магистралі (бір және одан да көп) аралық тораптар құрылыстарынсыз оған төмендететін қосалқы станцияларды орташа емес қосу үшін.

Желі конфигурациясын таңдау кезінде аудан жоспарында қуатты тұтыну пункттерінің берілген орналасуы тұтынушылардың электр жүктемелерінің шартты орталықтарына сәйкес келеді деп есептеуге болады.

Барлық аудан үшін электр энергиясын қабылдау пунктінің орналасу орнын таңдау элекрикалық жүктемелердің шартты орталығына (ЦЭН) сәйкес жүргізіледі. Жүйе орталығының координаттарын формулалар бойынша анықтауға болады:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_i}; \quad y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (65)$$

немесе

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n S_i}; \quad y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n S_i} \quad (66)$$

Мұнда P_i – желінің i пунктінің белсенді қуаты, $i=1, 2, \dots, n$;

S_i – желінің i -ші пунктінің толық қуат модулі, $i=1, 2, \dots, n$;

x_i, y_i – желінің i -ші пунктінің координаттары;

n – қуатты тұтыну пункттерінің саны.

Аудан жоспарының шегінде (65) немесе (66) формуласы бойынша ЦЭН координаттарын есептеу үшін $O_x O_y$ координаттарының осін ерікті түрде салу және желінің жекелеген пункттерінің жүктеме орталықтарының координаттарын анықтау (масштабты ескере отырып), содан кейін x_0 және y_0 координаттарын табу керек.

Мысалы, 28-суретте ауданның электр желісінің ЭО-мен қуат тұтыну пункттерін орналастыру жоспары көрсетілген.

Аудандық жүктемелерді б-кесте нысанында кешенді санның алгебралық түрінде $S=P+jQ$ ұсыну қажет.

Тұтынушылардың белгіленген орналасуы мен қоректендіру көзі үшін бірнеше ықтимал нұсқалар белгіленетінін білдіретін нұсқалық әдіс қолданылады. Олардың ішінен техникалық-экономикалық көрсеткіштерді салыстыру жолымен неғұрлым экономикалық таңдап алынады.

Бұл ретте объектілер арасындағы қашықтық анықталады:

$$l = k \cdot \sqrt{\Delta x^2 + \Delta y^2}, \quad (67)$$

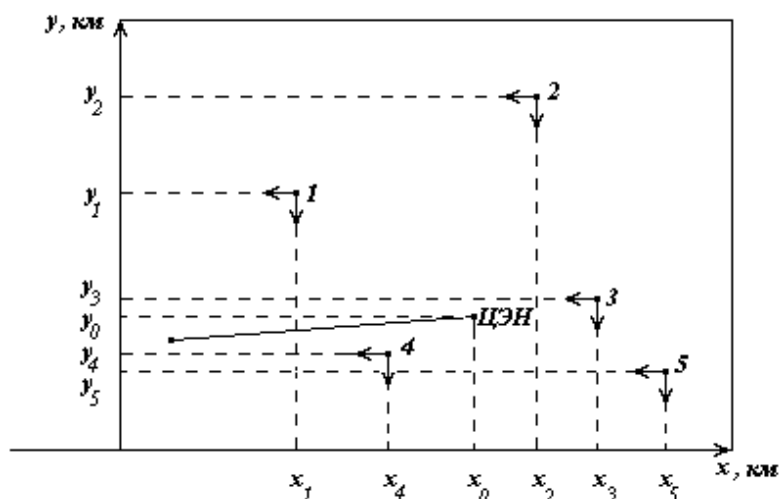
мұнда $\Delta x, \Delta y$ - тиісті объектілер координаттарының айырмасы;

k - жебенің ұлғаюын ескеретін аймақтық коэффициент

сымдардағы көктайғақ-изморозиялық түзілімдердің салдарынан сымдардың ілуі.

6 – кесте. Есептеу жүктемелері және желі сенімділігінің талап етілетін дәрежесі санаттары бойынша құрамы.

Тұтынушылардың атауы эл. энергия жоспары бойынша	Есептік жүктеме S , МВА	Құрамы бойынша есептік жүктеме			
		1-ші санат S_1 , МВА	2-ші санат S_2 , МВА	3-ші санат S_3 , МВА	1-ші, 2-ші санаттар $S_{1,2}$, МВА
Пункт 1					
Пункт n					
Пункт 5					
аудан бойынша қорытынды					



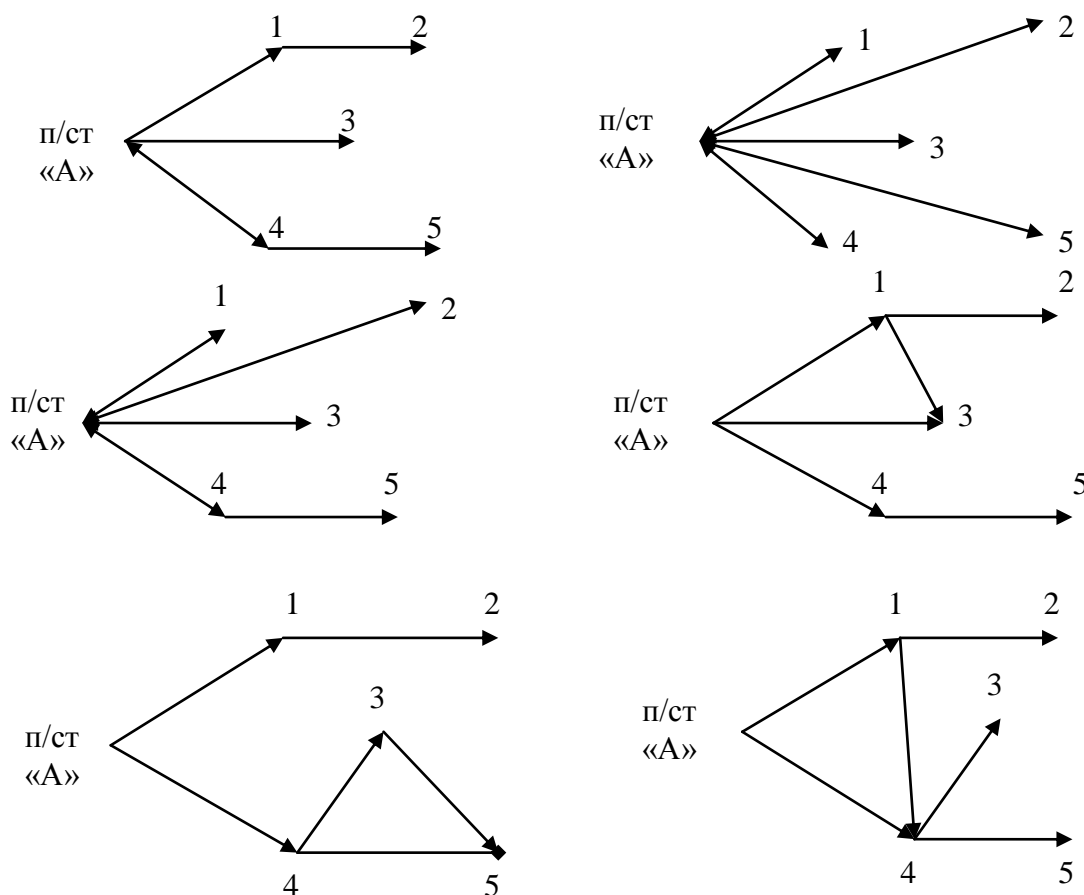
28 сурет-ЭЭ тұтынушыларының электр жүктемелерінің орталығын анықтау: ИП-қорек көзі; 1 ÷ 5-ЭЭ тұтыну пункттері; ЦЭН-электр жүктемелерінің шартты орталығы.

Кесте 7 - Объектілер арасындағы қашықтық.

Тамақтану көзінің және тұтыну пункттерінің атауы	Әуе тік және трассаның ұзындығы бойынша қашықтық					
	ИП (ГРЭС п/ст эн.жүйесі)	Пункт 1	Пункт 2	Пункт 3	Пункт 4	Пункт 5
ИП (ГРЭС п/ст эн.жүйесі)	↓ →					
Пункт 1						
Пункт 2						
Пункт 3						
Пункт 4						

Тұтынушылардың жоспарда орналасуына сәйкес (28-сурет) тұтынушылардың қоректену сенімділігінің талаптарын қанағаттандыратын тұйық және тұйықталған резервтелетін схемалардың элементтерін үйлестіретін тұтынушыларды біріктіру схемаларының алты нұсқасы (29-сурет) жасалады.

Қажет талдап, барлық сызбалары келтірілген суретте 29, дербес таңдауға екі бәсекеге қабілетті нұсқасын схемаларын, олар ұсынуға болады үшін техника-экономикалық салыстыру.



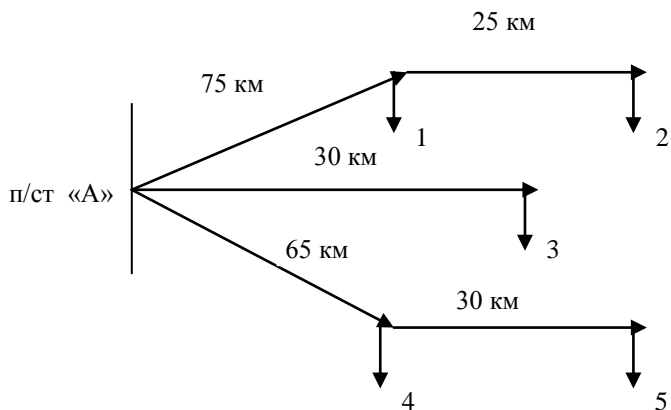
29-сурет -Тұтынушыларды біріктіру схемаларының нұсқалары өнеркәсіп ауданының.

Электр беріліс желілерінің қосынды ұзындығына қарай (8-кесте) ажыратылған желі үшін бір схеманы және тұйықталған желі үшін бір схеманы таңдау қажет. Бұл ретте электр беру желілерінің Бір тізбекті немесе екі тізбекті орындалуын ескеру қажет.

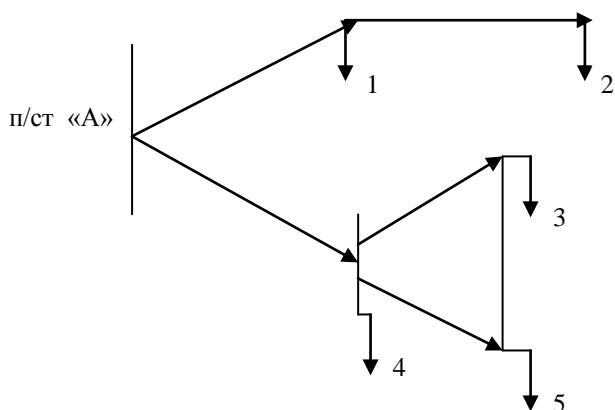
Суретте 30 көрсетілді таңдалған одан әрі есеп айырысу үшін нұсқаларды қосу схемаларының тұтынушылар. Схемаларда жеке орындалған салынатын электр беру желілерінің ұзындығы, тұтынушылардың қуаты және тұтынушылар пункттерінің нөмірлері жазылады.

8 – кесте - Электр беру желілерінің жалпы ұзындығы.

Нұсқалар	Жиынтық ұзындығы ЭБЖ, км	
	ашық	жабық
1		
2		
3		



а)



б)

- а) ашық сұлбасы;
- б) жабық сұлбасы.

30 сурет - Өнеркәсіптік ауданның қуат көзі мен қуат тұтыну пункттерінің орналасу жоспары.

Пункттерінің орналасу жоспары

Бастапқы есептік жүктемені жақынырақ таңдау болжанып отыр.

Желі элементінің есептік жүктемесін жуықтап анықтау мынадай жол берулер кезінде жүргізіледі:

-35 ÷ 220 кВ әуе желілерінің сыйымдылық өткізгіштігі есепке алынбайды;

-белсенді және реактивті қуаттар ағынын желі учаскелері бойынша ең үлкен жүктеме режимінде бөлу желі элементтеріндегі қуат бойынша есепке алынбай есептеледі;

-тұйықталған қарапайым учаскелер бойынша қуат ағынын тарату $U_{ном}$ бойынша желі учаскелері желісінің бойындағы кернеулердің теңдігі және желінің жекелеген учаскелері сымдарының қималарының теңдігі шартымен есептеледі.

Ағынның таралуын есептеу үшін қорек көздерінің тұтыну пункттерінің жүктемелері және кернеулері бастапқы болып табылады. Есептеу тұтыну пункттерінен қуат көзіне қарай желі тораптарындағы есептік жүктемелерді тізбектеп қосу жолымен жүргізіледі. Бұл ретте қарапайым тұйық желілерде тұтыну пункттерінің жүктемелері тұйық желінің тораптарына келтіріледі және желі учаскелерінің ұзындығына пропорционалды және қуат балансының шарттарына сүйене отырып, тұйық схемадағы басқа учаскелердегі қуат ағыны анықталады-біз.

Жалпы түрде желінің жекелеген учаскелерінің және оның тораптарының есептік жүктемелерін анықтау кезектілігін әуе желілерінің электрлік қосылыстары мысалында қарастырайық(30 б сурет). Бұл мысалда ЖК-дан ең алыс 2, 3, 5 тұтынушылар радиалды және магистральды (ашық) схемалар бойынша қоректенеді, 4, 3, 5 тұтынушылар сақиналы желіге біріктірілген (4-5, 5-3, 4-3 әуе желілері). Сурет болжамды бөлу қуат ағынының режимі үшін ең жүктемелер қарастырылатын желісін дана-суретте 31. Жүктеме қуаты кешенді түрде жазылады:

$$\begin{aligned} S_1 &= P_1 + jQ_1; & S_3 &= P_3 + jQ_3; & S_5 &= P_5 + jQ_5, \\ S_2 &= P_2 + jQ_2; & S_4 &= P_4 + jQ_4. \end{aligned} \quad (68)$$

Болжамдарға сәйкес, желі учаскесінің басында және соңында жүктемелер тең:

$$S'_{A-1} = S''_{A-1} = S_{A-1};$$

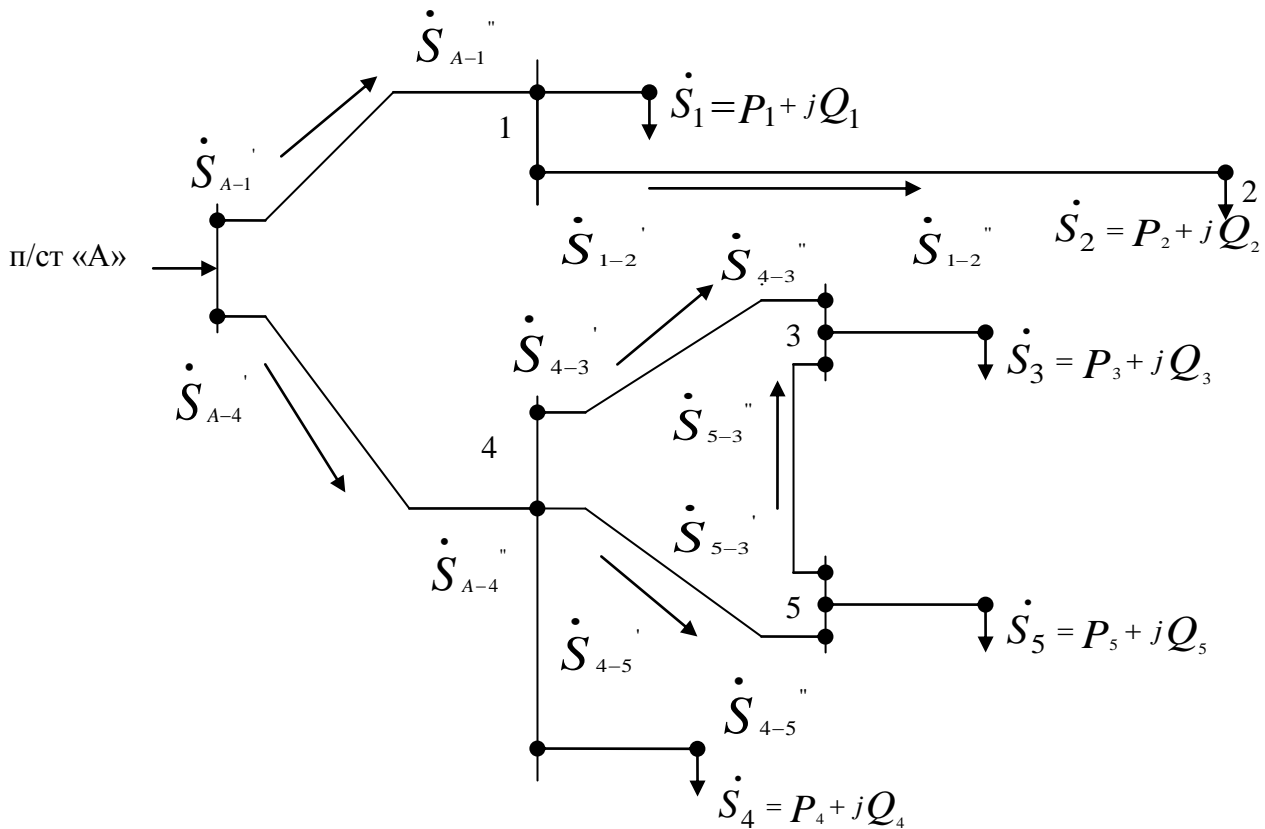
$$S'_{A-4} = S''_{A-4} = S_{A-4};$$

$$S'_{1-2} = S''_{1-2} = S_{1-2};$$

$$S'_{4-3} = S''_{4-3} = S_{4-3};$$

$$S'_{4-5} = S''_{4-5} = S_{4-5};$$

$$S'_{5-3} = S''_{5-3} = S_{5-3}.$$



31 – сурет - Тұйық желінің учаскелері мен тораптарының есептік жүктемелерін анықтау.

Есептік жүктеме жүктемелерді қосумен анықталады. 31-сурет схемасына сәйкес қуат ағындары өрнектер бойынша болады:

$$S_{1-2} = S_{\Sigma 2} = S_2 = P_2 + jQ_2;$$

$$S_{A-1} = S_{\Sigma 1} = S_1 + S_{1-2} = P_{1-2} + jQ_{1-2};$$

$$S_{4-3} = \frac{S_{\Sigma 3} \cdot (l_{4-3} + l_{5-3}) + S_{\Sigma 5} \cdot l_{4-5}}{l_{4-3} + l_{5-3} + l_{4-5}} = P_{4-3} + jQ_{4-3},$$

Мұнда $S_{\Sigma 3} = S_3$ – тұтынушының шинасындағы жиынтық қуат 3, МВА;
 $S_{\Sigma 5} = S_5$ - тұтынушының шинасындағы жиынтық қуат 5, МВА;

$$S_{4-5} = \sum S_{\Delta i} - S_{4-3} = P_{4-5} + jQ_{4-5};$$

$$S_{5-3} = S_{4-5} - S_{\Sigma 5} = P_{5-3} + jQ_{5-3};$$

$$S_{A-4} = S_{\Sigma 4} = S_{4-3} + S_{4-5} + S_4 = P_{A-4} + jQ_{A-4}.$$

Осыған ұқсас ӘЖ учаскелері мен ашық және қарапайым тұйықталған жүйелерден тұратын кез келген басқа конфигурациялы тарату желісінің тораптарының есептік жүктемелері жақын табылуы мүмкін.

9.1.3 желі кернеуін таңдау және трансформация сатылары санын бағалау

Есептік жүктемелерді бағалау негізінде тұтас жекелеген учаскелердің номиналды кернеуін және трансформация сатыларының санын таңдау жүргізіледі. Электр желісінің $U_{ном}$ желісінің номиналды кернеуі негізінен берілетін белсенді қуаты P және ұзындығы l анықталады.

Өндірістік кәсіпорындардың электр қабылдағыштарының көпшілігі үшфазалы түрде орындалатындықтан, үшфазалы түрде орындалған айнымалы токтың электрмен жабдықтау жүйесі қабылданады. Бұл ретте бір фазалы электр қабылдағыштардың аз мөлшері (жарықтандыру, жылыту аспаптары және т.б.) фазалар бойынша біркелкі үлестіріледі. Тұрақты ток электр қабылдағыштары түзеткіш құрылғылар арқылы қоректенеді. Номиналды кернеу алдын ала Стиддің формуласы бойынша анықталады:

$$U_{ном} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P}, \quad (69)$$

Мұнда P - желі бойынша берілетін қуат, $МВ \cdot А$;
 l - сызық ұзындығы, $км$.

Электр желілерін жобалау тәжірибесі, сондай-ақ желі учаскесінің номиналды кернеуін бағалау үшін желінің бір тізбегіне ең көп берілетін қуаттар және 9-кестеде келтірілген берудің шекті арақашықтықтары туралы деректерді пайдалануға мүмкіндік береді

9-кесте -35 ÷ 220 кВ әуе желілерінің өткізу.

Желінің номиналды кернеуі, кВ	Бір тізбекке ең үлкен берілетін қуат, МВт	Берудің шекті қашықтығы, км
35	5÷10	25÷50
110	15÷65	30÷150
150	25÷90	80÷180
220	100÷200	150÷250

Электр тораптары үшін тізбектің жекелеген учаскелері мен кернеу жүйелері үшін тиімді кернеулерді бағалау нәтижесінде желінің электрлік қосылыстары схемасының әрбір вари-анты бойынша электр тораптарының трансформация сатысының саны анықталады, оны ТҚ-35÷330 кВ шиналарынан ТҚ 6÷10 кВ тұтынушылардың шиналарына дейін беру кезінде. Алынған

деректер қарастырылып отырған желі конфигурациясы сұлбасының нұсқаларын анықтауға мүмкіндік береді. Екі нұсқаның әрқайсысы бойынша есептік деректерді 10-кестеге енгізу қажет.

10 кесте - Есептік жүктемелер, әуе желілерінің номиналды кернеуі және өнеркәсіптік аудан желісінің трансформация сатыларының саны туралы мәліметтер.

Желі учаскесінің атауы						
Бір орындаудағы әуе желісінің ұзындығы, км						
Трассаның ұзындығы, км						
Есептік Жүктеме	P, МВт					
	Q, МВАр					
	S, МВА					
Учаскенің номиналды кернеуі, кВ						
Трансформация сатыларының саны						

9.2 Төмендететін қосалқы станциялар үшін трансформаторларды таңдау

Электр желілерін жобалау барысында төмендейтін қосалқы станциялардың тағайындалуы мен орналасуы анықталады, трансформаторлардың саны, қуаты мен түрі таңдалады.

Трансформаторлардың номиналды қуатын анықтау кезінде трансформаторлардың рұқсат етілген жүйелі және апаттық жүктемелерін барынша ескеру қажет. Электр желісіндегі жиынтық белгіленген трансформаторлық қуатты төмендету мақсатында курстық жобаны орындау кезінде тұтыну пункттерінің белсенді және реактивті жүктемелерінің нақты тәуліктік кестелері берілмеген, сондықтан рұқсат етілген артық жүктемелерді бағалау мүмкін емес. Сонымен қатар, 6÷10 кВ трансформаторлар жағынан шиналардың әр түрлі секцияларына қосылған жеке тұтынушылардың саны мен қуаты туралы бастапқы деректер жоқ, сондықтан ТҚ 6÷10 кВ шиналарының әр түрлі секцияларына қосылған тұтынушылардың есептік жүктемелерінің теңдігін негізге алуға болады.

Жүктеме пункттері барлық үш категориядағы тұтынушылардан тұрады, онда әрбір пункттің төмендеткіш қосалқы станцияларында екі трансформатордан орнату қажет. Орнатылатын трансформаторлардың номиналды қуаты формулалар бойынша анықталады:

$$S_{\text{НОМ}} \geq \frac{S_{\sum i}}{2}; \quad (70)$$

$$S_{\text{НОМ}} \geq \frac{0,8 \cdot S_{\sum i}}{k_n}, \quad (71)$$

Мұнда $S_{\sum i}$ - i қосалқы станцияға келетін толық қуат;

k_n - авариялық режимде трансформатордың рұқсат етілген артық жүктелу коэффициенті, $k_n = 1,4$.

Трансформатор жұмысының қалыпты және авариядан кейінгі режимдерінің шарты тиісінше қатынастардан тексеріледі:

$$\frac{0,8 \cdot S_{\sum i}}{2} < 0,7 \cdot S_{\text{НОМ}} \quad (72)$$

$$0,8 \cdot S_{\sum i} \geq 0,7 \cdot S_{\text{НОМ}}. \quad (73)$$

Әрбір тұтынушының төмендететін қосалқы станциялары үшін таңдалған трансформаторлардың техникалық деректері 11-кестеге енгізіледі.

11 – кесте - Трансформаторлардың техникалық сипаттамалары.

Төмендететін қосалқы станциялардың атауы желі	Трансформатордың Түрі	$U_k, \%$	$\Delta P_{к.з.}, кВт$	$\Delta P_{х.х.}, кВт$	$I_{х.х.}, \%$
қосалқы станция 1					
қосалқы станция 2					
қосалқы станция 3					
қосалқы станция 4					
қосалқы станция 5					

Трансформаторлардың саны мен қуатын таңдау нәтижесінде қарастырылып отырған сұлба нұсқалары нақтыланады және олардың әрқайсысы бойынша желінің белгіленген жиынтық қуаты сияқты көрсеткіштер бағаланады.

9.3 Конструктивті орындауды, тізбектер санын және әуе желілерінің қималарын таңдау

Жобалау кезінде электр тораптарының электр жеткізу желілері сымдарының конструктивтік орындалуы мен маркаларын таңдау жекелеген учаскелердің есептік жүктемелері, олардың номиналды кернеуі мен ұзақтығы туралы деректер (10-кесте), сондай-ақ трассаларды салудың нақты шарттары негізінде жүргізіледі.

Сенімді электрмен жабдықтауды қамтамасыз ету шарттары бойынша ӘЖ тізбектерінің саны туралы мәселені шешу кезінде мынадай нұсқалар қарастырылуы мүмкін /4/:

екі тізбекті ӘЖ немесе екі бір тізбекті;

екі тізбекті ӘЖ немесе ауыр қима сымымен бір тізбекті ӘЖ салу.

Сымдардың қимасын таңдау нормаланған жалпылама көрсеткіштер бойынша жүргізіледі. 35 ÷ 220 кВ әуе желілері үшін мұндай көрсеткіш ретінде токтың экономикалық тығыздығы қолданылады.

Осылайша, сымдардың қимасы мынадай формула бойынша есептеледі:

$$F_3 = \frac{I_{\text{норм.}}}{j_3}, \quad (74)$$

Мұнда j_3 - токтың экономикалық тығыздығы, жүктеме максимумын пайдалану аймағының және сағат санына байланысты 1 ÷ 1,5 шегінде қабылданады, А/мм² ;

$I_{\text{норм.}}$ - ең жоғары жүктемелердің қалыпты режиміндегі бір тізбектің есептік тогы, А, формула бойынша анықталатын:

$$I_{\text{норм.}} = \frac{S_{i-j}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n}, \quad (75)$$

Мұнда S_{i-j} - желі бойынша берілетін есептік толық қуат, МВА;

U_n - желінің номиналды кернеуі, кВ;

n – бір фазадағы тізбектер саны.

Әуе желісінің номиналды қимасы сымдар қималарының стандартты қатарының ең жақын үлкеніне тең қабылданады.

Таңдалған қима ең жоғары жүктеменің қалыпты және апаттан кейінгі ауыр режимдерінде және тәж жағдайлары бойынша қыздыру бойынша рұқсат етілген ток жүктемесі бойынша тексеріледі:

- қалыпты режим үшін:

$$I_{доп.} \geq I_{норм.}, \quad (76)$$

Мұнда $I_{доп.}$ – стандартты қатардан таңдалған қимаға сәйкес келетін жол берілетін ұзақ ток жүктемесі, А;

- апаттан кейінгі режим үшін:

$$I_{доп.} \geq n \cdot I_{норм.}; \quad (77)$$

- тәж шарттары бойынша:

$$F_{ном.} \geq F_{мин.кор.}, \quad (78)$$

Мұнда $F_{мин.кор.}$ - тәждің ең аз рұқсат етілген қимасы.

$F_{кор}$ тәжінің қимасы әуе электр беру желісінің номиналды кернеуіне байланысты орнатылады $U_{ном.}$: 110 кВ — 70 мм²; 150 кВ — 120 мм²; 220 кВ — 240 мм²; 330 кВ — 600 мм².

Әрбір нұсқа үшін желі учаскелері сымдарының қимасын таңдау 12-кестеге енгізу ұсынылады.

12-кесте - ӘЖ сымдарының қималарын таңдау нәтижелері туралы мәліметтер.

Желі учаскесінің атауы	$I_{норм.}, А$	$F_{э}, мм^2$	$F_{ном.}, мм^2$	$I_{доп.}, мм^2$	$F_{мин.кор.}, мм^2$

9.4 бәсекеге қабілетті нұсқаларды техникалық-экономикалық салыстыру негізінде электр желісінің ұтымды сұлбасын

Әрбір нұсқа схемасы графикалық түрде ұсынылады оңайлатылған есептік схемасы электр қосылыстар ӘЖ және төмендеткіш қосалқы станциялар. Суретте 32 ұсынылған толық электр қосылыстар сызбасы мен алмастыру сұлбасы аудандық желі-суретте бейнеленген, 33, бастапқы деректер нұсқасы онда бейнеленген суретте 30б және сурет 31.

Техникалық-экономикалық есептеулерді жүргізу үшін желі схемасы

туралы барлық мәліметтерді көрсетілген схема түрінде ұсыну ұсынылады.:

1) схема тораптары бойынша:

қосалқы станция трансформаторларының номиналды қуаты $S_{ном}$, МВ·А;

- номиналды кернеуі ВН жағынан, СН және НН трансформаторов және шиналардағы ЖК $U_{ВН}$, $U_{СН}$, $U_{НН}$ және $U_{ИП}$, кВ;

-реактивті қуаттың ($P+jQ$) орнын толтыруды ескере отырып, ең үлкен жүктеме режиміндегі тұтынушылардың есептік қуаттары $P+jQ$), МВА;

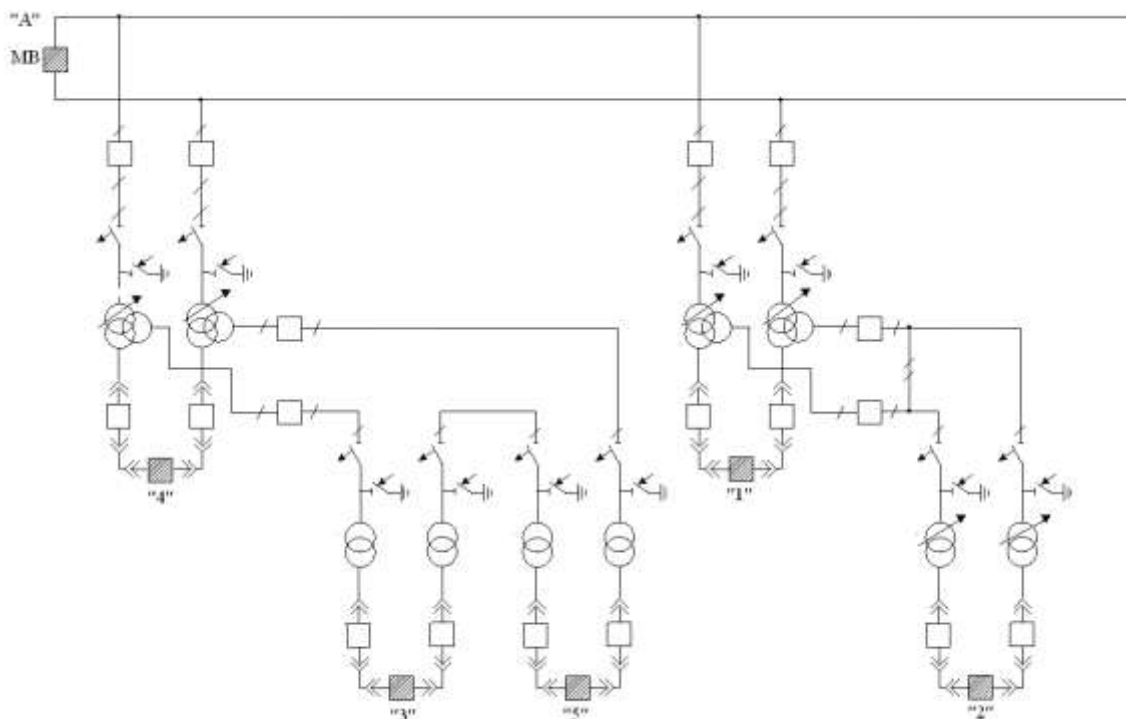
-шағын станция және ЖК атауы (нөмірі) ;

2) схеманың тармақтары бойынша:

-желідегі ағынның таралуын жақын бағалауға сәйкес табылған S , МВ*А толық қуат модулі;

- n тізбектердің саны, маркасы және сым қимасы ВЛ F, мм²;

-жолдың ұзындығы l, км.



32 Сурет – Өнеркәсіптік аудан желісінің электрлік қосылыстарының принциптік схемасы.

Жобаланатын желінің қосалқы станцияларында орнатылған коммутациялық аппараттар туралы мәліметтерді ТҚ шиналарынан ТҚ 6÷10 кВ шиналарына дейін тұтынушылардың қосалқы станциясының қосалқы станцияларында кестелік түрде ұсыну ұсынылады.

Электр желісінің негізгі экономикалық көрсеткіштері оны салуға арналған күрделі салымдар, жыл сайынғы пайдалану шығындары және келтірілген халық шаруашылығы шығындары болып табылады.

Оңтайлы нұсқаны анықтайтын экономикалық өлшем келесі формула бойынша есептелетін келтірілген шығындардың минимумы болып табылады:

$$З = p_n \cdot K + И + У, \quad (79)$$

Мұндағы K - желі құрылысы үшін қажетті күрделі салымдар, бұл ретте оны салу бір жылдан аспайтын уақытқа жалғасады деп болжануда, теңге;

p_n - күрделі салымдардың салыстырмалы тиімділігінің нормативтік коэффициенті, $p_n = 0,12 \text{ 1/жыл}$;

$И$ - қарастырылатын пайдалану кезеңі ішінде өзгермейтін деп болжанатын жыл сайынғы пайдалану шығыстары, теңге/жыл;

$У$ - электр энергиясының жеткіліксіз шығарылуына байланысты орташа жылдық залал, теңге/жыл.

Электр желісі үшін:

$$K = K_{л} + K_{пс}, \quad (80)$$

мұндағы $K_{л}$ - өрнекке сәйкес анықталатын сызықтарды салуға арналған күрделі салымдар:

$$K_{л} = \sum_{i=1}^n K_{л(i)} \cdot K_{зон} \cdot K_{усл} \cdot l, \quad (81)$$

мұндағы $i = 1, 2, \dots, n$ - бір номиналды кернеу желісіндегі желінің нөмірі;
 $K_{л(i)}$ - құрылыстың қалыпты жағдайы үшін құнның ірілендірілген көрсеткіші;

$K_{зон}$ - құрылыстың қымбаттауын ескеретін аймақтық коэффициент,
 $K_{зон} = 1,1$;

$K_{усл.}$ - аса тайғақ аудандарында ӘЖ құрылысы құнының қымбаттауын ескеретін коэффициент, $K_{усл.} = 1,28$;

l - сызық ұзындығы.

Мәнерлі желінің төменгі қосалқы станцияларын салуға арналған жиынтық күрделі салымдар мынадай анықталады:

$$K_{пс\Sigma} = \sum_{j=1}^t K_{псj} \cdot K_{зон}, \quad (82)$$

мұндағы $j = 1, 2, \dots, t$ - қосалқы станцияның нөмірі;

$K_{зон}$ - қосалқы станциялар құрылысының қымбаттауын ескеретін аймақтық коэффициент;

K_{ncj} - көрсетілген мәнмен анықталатын j – қосалқы станциясын салу құны:

$$K_{ncj} = K_{mp\Sigma} + K_{py\Sigma} + K_{дон\Sigma} + K_{ном}, \quad (83)$$

мұндағы $K_{mp\Sigma}, K_{дон\Sigma}$ - трансформаторлық және қосымша жабдықтардың жиынтық құны;

$K_{py\Sigma}$ - тарату құрылғыларының жиынтық құны;

$K_{ном}$ - қосалқы станцияларды салуға арналған шығындардың тұрақты құрамдас бөлігі.

Жобаланатын желінің амортизациясы мен қызмет көрсетуге арналған жиынтық пайдалану шығыстары жалпы жағдайда мынадай формула бойынша анықталады:

$$И = И_l + И_n + И_{\Delta W} = P_{\Sigma_l} \cdot K_l + P_{\Sigma_n} \cdot K_n + Z_{ном}, \quad (84)$$

мұндағы $P_{\Sigma_l}, P_{\Sigma_n}$ - салыстырмалы бірліктерде амортизацияға және ағымдағы жөндеуге жыл сайынғы аударымдар, $1/год$;

$Z_{ном}$ - мына формула бойынша анықталатын электр энергиясы ысырабының құны:

$$Z_{ном} = z \cdot (\Delta W' + \Delta W''), \quad (85)$$

мұндағы z - электр энергияның шығын құны 1 кВт·сағ., теңге/кВт·сағ;

$\Delta W', \Delta W''$ - трансформаторлардағы және ЭБЖ-дегі, өрнектерге сәйкес есептелетін электр энергиясының ысырабы:

$$\Delta W' = \tau \cdot \left(\sum_{i=1}^n \Delta P_{Ti} + \sum_{j=1}^m \Delta P_{.j} \right) = \tau \cdot \left(\sum_{i=1}^n \left(\frac{\Delta P_{кз} \cdot S_p^2}{2 \cdot S_{ном}^2} \right)_i + \sum_{j=1}^m \left(\frac{r_0 \cdot l_{трас.} \cdot S_{расч.}^2}{U_{ном}^2} \right)_j \right) \quad (86)$$

$$\Delta W'' = 2 \cdot T \cdot \sum_{j=1}^m \Delta P_{x.x.j}, \quad (87)$$

мұндағы T - жылдағы сағат саны, $T=8760$ сағ.

τ - келесі формула бойынша анықталатын ең үлкен шығындар уақыты:

$$\tau = 2 \cdot T_{\max} - 8760 + \frac{8760 - T_{\max}}{1 + \frac{T_{\max}}{8760} - 2 \cdot \frac{P_{\min}}{P_{\max}}} \cdot \left(1 - \frac{P_{\min}}{P_{\max}}\right)^2 \quad (88)$$

Электрмен жабдықтаудың авариялық (мәжбүрлі) бұзылуына байланысты орташа жылдық шығын келесідей анықталады:

$$Y_{\text{ө}} = \omega \cdot T_{\text{ө}} \cdot P_{2\max} \cdot \varepsilon_n \cdot Y_{\text{өс}}, \quad (89)$$

мұндағы ω - істен шығу ағынының параметрі (бір жылдағы істен шығудың орташа саны);

$T_{\text{ө}}$ - қалпына келтірудің орташа уақыты, жыл/істен шығу;

$P_{2\max}$ - екінші санатты тұтынушылардың қалыпты режимінің ең үлкен жүктемесі, *MВт*;

ε_n - тұтынушының жүктемесін шектеу коэффициенті;

$Y_{\text{өс}}$ - Электрмен жабдықтаудың мәжбүрлі үзілісіне байланысты есептік меншікті жылдық залал, теңге/кВт·жыл.

Электр тораптары құнының ірілендірілген көрсеткіштері және электр тораптары элементтерінің сенімділік көрсеткіштері ПГ-да ұсынылған.

Ұсынылған нұсқаларды талдау нәтижесінде ең аз келтірілген шығындар бар нұсқа таңдалады.

Есептің барлық нәтижелерін қорытынды кесте түрінде ұсыну қажет.

9.5 Электр энергиясының негізгі техникалық-экономикалық көрсеткіштері

Электр желісі схемасының таңдалған нұсқасы үшін электр энергиясының техникалық-экономикалық көрсеткіштері анықталады.

СЖ желілері бойынша ЭЭ берілуінің өзіндік құны $C_{\text{л}}$, теңге/кВт·сағ және жалпы C , теңге/кВт·жыл, желісі бойынша анықталады

Желі және желі бойынша ЭЭ берудің өзіндік құны:

$$C_{\text{л}} = \frac{I_{\text{л}}}{W_{\text{сод}}} = \frac{I_{\text{л}}}{P_{\max} \cdot T_{\max}}; \quad (90)$$

$$C = \frac{I}{P_{\max} \cdot T_{\max}} \quad (91)$$

$K_{\text{уд}}$ үлестік күрделі салымдар, өрнектер бойынша есептеледі:

- 1 *кВт* желі жүктемелеріне:

$$K_{\text{уд}} = \frac{K_{\text{л}}}{P_{\max}}, \frac{\text{тенге}}{\text{кВт}}; \quad (92)$$

-1 кВт жүктемеге және 1 км желі ұзындығына:

$$K_{y\theta}' = \frac{K_{\lambda}}{P_{\max} \cdot L}, \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{км}} \quad (93)$$

Желінің техникалық-экономикалық көрсеткіштерін кесте түрінде ұсыну ұсынылады.

9.6 Электр желісінің белгіленген режимінің параметрлерін анықтау

9.6.1 Жалпы ережелер

Электр желісінің қалыптасқан режимдері деп ұзақ қалыпты және апаттан кейінгі режимдер түсініледі.

Белгіленген режимдерді есептеу мақсаты режим параметрлерін анықтау және олардың рұқсат етілген мәндерге сәйкестігін талдау болып табылады.

Ол үшін желі параметрлері негізгі деректер болып табылады: желі тораптарында тұтынылатын активті және реактивті қуат; желінің қоректендіруші тораптарындағы кернеу.

Электр желісі режимінің есептері бірқатар кезендерге бөлінеді:

- 1) электр желісін алмастыру схемасының параметрлерін анықтау;
- 2) желі элементтері бойынша қуаттарды бөлуді есептеу;
- 3) желі тораптарындағы кернеу режимін есептеу.

9.6.2 Электр желісін алмастыру схемасын жасау және оның параметрлерін анықтау

Электр тораптарын ауыстыру сұлбасын дайындау алмастыру сұлбасын таңдау және алмастыру сұлбасының параметрлерін есептеу болжанады: электр беріліс желілерінің, күштік трансформаторлар мен автотранс-форматорлар.

Электр берілісінің әуе желісінің параметрлерін формулалар бойынша есептейміз:

- желінің белсенді кедергісі:

$$r_{i-j} = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot l_{i-j},$$

Мұнда r_0 – ВЛЭП-тің қиғаш белсенді кедергісі, Ом/км;

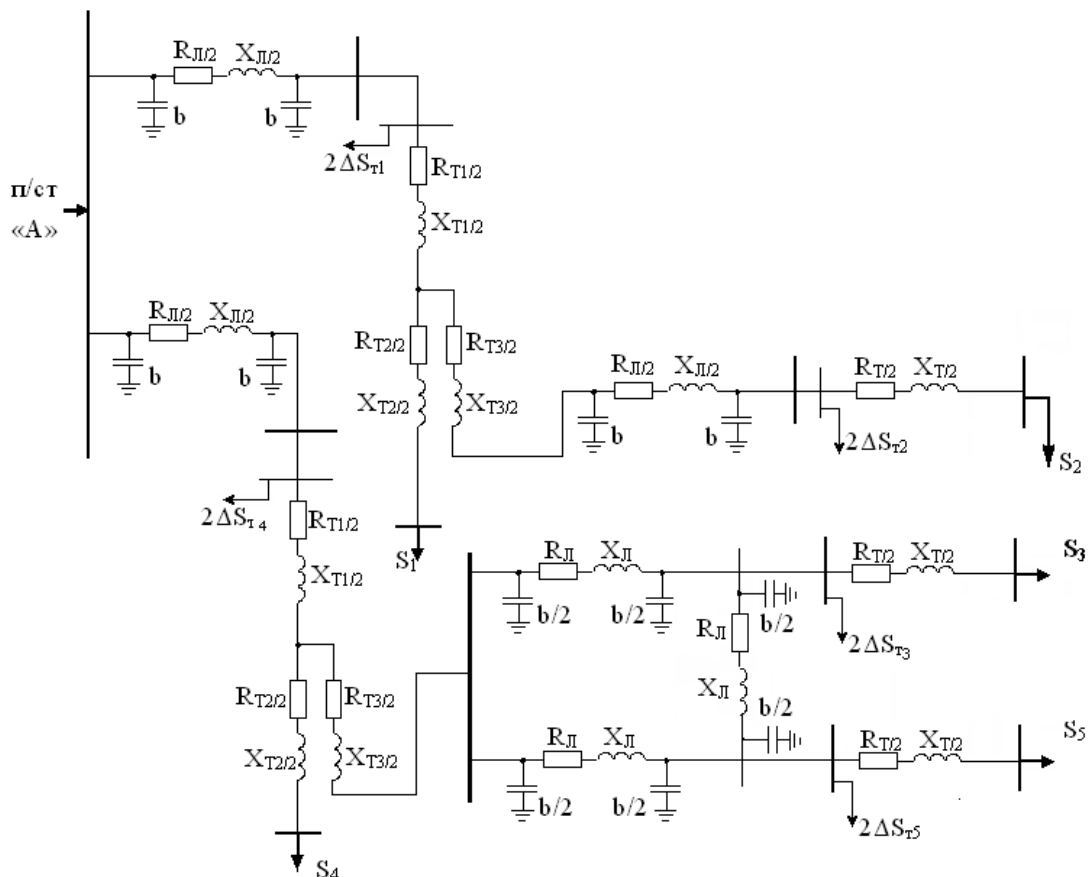
l – сызық ұзындығы, км;

n – фазадағы сымдар саны;

- желінің реактивті кедергісі:

$$x_{i-j} = \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot l_{i-j},$$

Мұнда x_0 – ЭБЖ индуктивті кедергісі, Ом/км;



33 сурет – Өнеркәсіптік аудан желісін ауыстыру схемасы.

- желінің өткізгіштігі:

$$b_{i-j} = n \cdot b_0 \cdot l_{i-j},$$

мұнда b_0 - желінің сыйымдылық өткізгіштігі См/км;

желі шығаратын реактивті қуат

$$Q_{i-j} = \frac{1}{2} \cdot U_{ном}^2 \cdot b_{i-j};$$

Трансформаторлардың орамаларындағы қуат шығынын және кедергісін келесі өрнектер бойынша анықтаймыз::

- белсенді қуатты жоғалту:

$$\Delta P = 2 \cdot \Delta P_{x.x.} + \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot S_p^2}{S_{\text{НОМ}}^2},$$

мұнда $S_{\text{НОМ}}$ - трансформатордың номиналды қуаты, МВА;
 S_p – қосалқы станцияны тұтынушының есептік қуаты, МВА;
 ΔP_{κ} - қысқа тұйықталудың белсенді қуатын жоғалту, кВт;
 $\Delta P_{x.x.}$ - бос жүрістің белсенді қуатын жоғалту, кВт;

- реактивті қуат шығындары:

$$\Delta Q = \frac{2 \cdot I_{x.x.} \cdot S_{\text{НОМ}}}{100} + \frac{1}{2} \cdot \frac{U_{\kappa.з.} \cdot S_p^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}},$$

мұнда $I_{x.x.}$ - трансформатордың бос жүріс тогы, %;
 $U_{\kappa.з.}$ - қысқа тұйықталу кернеуі, %;

- трансформатордың белсенді кедергісі:

$$R_m = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_n^2}{2 \cdot S_n^2};$$

- трансформатордың реактивті кедергісі:

$$X_m = \frac{U_{\kappa.з.} \cdot U_n^2}{2 \cdot 100 \cdot S_n}.$$

Электр желісінің белгіленген режимін есептеу.

110 кВ кернеудегі ажыратылған электр желісін есептеу және 5.2-тармақта бөлшектелді (5.1-мысал).

Айналмалы желі режимін есептеу осы жәрдемақының 5.3-тармағында келтірілген (5.3-мысал).

9.7 Активті қуатты және реактивті қуатты тұтыну. Қуат балансы

Аудандық электр желісін жобалау кезінде жүйе генераторларының белгіленген қуаты ауданның белсенді қуатына қажеттілікті жабу үшін жеткілікті, яғни жүйедегі белсенді қуат балансы қамтамасыз етілген деп болжанады. Желіге берілетін энергия жүйесі генераторларының белсенді қуаты:

$$\sum P_{\Gamma} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni} + (0,05 \div 0,075) \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni}, \quad (94)$$

мұнда $\sum P_{\Gamma}$ – жобаланатын желіге берілетін жүйенің электр станциялары генераторларының жиынтық белсенді қуаты,, МВт;

P_{ni} – i -ші электр энергиясын тұтыну пунктiнiң ең жоғары белсенді қуаты $i=1, 2, \dots, n$; МВт,

мұнда n – желідегі пункттер саны.

Бiрiншi жүктемелердiң тәулiк уақыты бойынша сағат мүмкiндiгiн ескере отырып, желiнi тұтыну пункттерiнiң берiлген ең үлкен жүктемелерiнiң сомасын ($K_{pn} = 0,9$), екiншi жүктемелердiң-тұтыну пункттерiнiң берiлген ең үлкен жүктемелерiнiң сомасынан $5 \div 7,5\%$ құрайтын желi элементтерiндегi белсендi қуаттың жиынтық ысырабын бiлдiредi.

Жобаланатын желi үшiн жүйе генераторларының талап етiлетiн белсендi қуатын бағалау кезiнде резервтiң қуатын және электр станцияларының өзiндiк мұқтаждықтарын қосымша есепке алу керек, олар желiге берiлетiн жиынтық белсендi қуаттың орташа шамамен 20% - ын құрайды.

Реактивтi қуат теңгерiмi немесе оны қамтамасыз ету үшiн қосымша көздердiң қажеттiлiгi оқу жобасы кезiнде реактивтi қуат теңгерiмiнiң ықтимал құрамдастарын жақын бағалау негiзiнде техникалық-экономикалық есептiң нәтижелерi бойынша аудандық желi схемасын таңдағанға дейiн жақындап белгiленедi.

Реактивтi қуат балансы теңдеумен анықталады:

$$\sum Q_{\Gamma} + \sum_{j=1}^m Q_{\Gamma j} + \sum_{i=1}^n Q_{\text{кү}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{ni} + \sum_{j=1}^m \Delta Q_{\Gamma j} + M \cdot \sum_{k=1}^l \Delta Q_{\text{т.к.}} \quad (95)$$

мұнда $\sum Q_{\Gamma}$ – жүйе көздерiнiң қолда бар реактивтi қуаты, МВАр;

$Q_{\Gamma j}$ – желiнiң j учаскесi генерациялайтын реактивтi қуат, МВАр;

$j=1, \dots, m$ – жобаланатын желiдегi учаскелер саны;

$Q_{\text{кү}i}$ – желiнi тұтыну i пунктiнде орнатуға қажеттi компенсациялық құрылғылардың қуаты, МВАр;

$i=1, \dots, n$ – желi пункттерiнiң саны;

Q_{ni} - - желiнiң электр энергиясын тұтыну i пунктiнiң ең үлкен реактивтi қуаты, МВАр;

$\Delta Q_{\Gamma j}$ – желi учаскесiнде реактивтi қуаттың ысырабы;

$\Delta Q_{\text{т.к.}}$ – трансформаторлардағы және желiнiң қосалқы станцияларындағы реактивтi қуаттың шығындары, МВАр;

$k=1, \dots, l$ – жобаланатын желідегі қосалқы станциялардың саны (жалпы жағдайда қосалқы станциялардың саны электр энергиясын тұтыну пункттерінің санынан өзгеше болуы мүмкін));
 m – жобаланатын желідегі энергия трансформациясы сатысының саны.

Жүйе көздерінің қолда бар реактивті қуаты тапсырмамен анықталады.

Электр желісі желілерімен генерацияланатын реактивті қуат кернеуге байланысты Бір тізбекті желілердің мынадай үлес әзірлігі бойынша жақындап бағалануы мүмкін: 35кВ — 3кВАр/км; 110кВ — 30кВАр/км; 150 кВ — 60кВАр/км; 220кВ — 130кВАр/км.

Жиынтық ең үлкен реактивті (қуат) жүктеме ЭЭ тұтынудың жекелеген пункттерінің реактивті жүктемелерінің тәулік уақыты бойынша сәйкес келмеу мүмкіндігін ескере отырып анықталады ($K_{pm}=0,95$).

Әуе желілерінің (ӘЖ) индуктивті кедергілеріндегі реактивті қуаттың шығындары S_L қуат желісі бойынша толық берілетін модульдің шамалары бойынша жақын бағаланады және кернеуге байланысты құрайды:

35кВ $(0,01 \div 0,02) \cdot S_L$; 110кВ $(0,04 \div 0,06) \cdot S_L$; 150кВ $(0,07 \div 0,1) \cdot S_L$; 220кВ $(0,15 \div 0,2) \cdot S_L$. 330кВ және одан жоғары желілері жоқ энергожүйелер үшін зерттеулер көрсеткендей, бағдарлы есептеулер кезінде ӘЖ индуктивті кедергілерінде реактивті қуат бойынша және осы желілермен реактивті қуат генерациясы ең көп жүктеме кезеңінде өзара өтелетінін қабылдауға рұқсат етіледі. Осылайша, жобаланатын желіде теңдеуді құрайтын реактивті қуаттың жуықтап балансын жасау кезінде елемеуге болады, өйткені олар өзара өтеледі.

$$\sum_{j=1}^m Q_{lj} \text{ и } \sum_{j=1}^m \Delta Q_{lj} \quad (95)$$

Трансформаторлардағы реактивті қуаттың шығындары электр торабының реактивті қуатының ысырабының негізгі бөлігін құрайды. Аудандық электр станцияларынан (МАЭС) немесе энергия жүйесінің қосалқы станцияларынан 6 ÷ 10 кВ шиналарына дейін тұтынушылардың энергиясын беру кезінде энергия трансформацияның бірнеше сатысына (тиісінше кемінде екі-үш) ұшырайды, трансформаторлардағы реактивті қуаттың шығындары үлкен шамаға жетуі мүмкін деп ойлаған жөн.

Үшін двухобмоточных трансформаторлардың шығындары реактивті қуаттарды құрайды:

$$\Delta Q_T = (0,12 - 0,14) \cdot n \cdot S_{ном}, \quad (96)$$

трансформатордағы жүктеме номиналдық қуатқа жетпейтіндігін ескере отырып, реактивті қуаттың шығыны аз немесе жақынырақ болады.:

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot n \cdot S_{ном}, \quad (97)$$

мұнда n – трансформаторлар саны.

Реактивті қуаттың жуықтаған балансын құрастыру кезінде жобаланатын желінің төмендететін қосалқы станциялары трансформаторларының типі мен қуатын таңдағанға дейін транс-форматорлардағы реактивті қуаттың жиынтық ысыраптарын мына формула бойынша анықтауға болады::

$$\sum_{k=1}^l \Delta Q_T = 0,1 \sum_{i=1}^n S_{ni} \approx 0,1 \cdot \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_{ni}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_{ni}\right)^2}, \quad (98)$$

ал трансформацияның бірнеше сатылары бар желілерде (96) өрнегі бойынша есептелген реактивті қуаттың шығындары m есе артады.

Реактивті қуат теңгерімін қамтамасыз ету үшін желіде орнатуға қажетті компенсациялаушы құрылғылардың қуаты табылған жақындатылған балансты құраушы бойынша (95) теңдеу негізінде анықталады:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n Q_{кyi} &\approx 0,95 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{ni} + \sum_{j=1}^m \Delta Q_{лj} + M \cdot \sum_{k=1}^l \Delta Q_{т.к.} - \sum Q_r - \sum_{j=1}^m Q_{лj} \approx \\ &\approx 0,9 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{ni} + M \cdot \sum_{k=1}^l \Delta Q_{т.к.} - \sum Q_r \end{aligned} \quad (99)$$

Энергия тұтыну пунктiнiң берiлген жүктемесiн жобалау кезiнде ($S_{ni} = P_{ni} + jQ_{ni}$) осы жүктеменi қоректендiретiн төмендететiн қосалқы станцияның 6÷10 кВ шиналарының секциялары арасында тең бөлiнген деп есептеуге рұқсат етiледi, онда КУ қажеттi қуатын 6÷10 кВ шиналардың секциялары арасында тең бөлу керек және егер шарт орындалса

$$\frac{Q_{кyi}}{2} < 10 \text{ МВАр}, \quad (100)$$

бұл жағдайда конденсаторлар батареяларын орнатуды экономикалық мақсатқа сай деп санауға болады (олай болмаған жағдайда синхронды компенсаторлар орнату орынды деп санауға болады). 6÷10 кВ тарату желісі курстық жобада тұтынушылардың 6/10 кВ тарату желісі қарастырылмайды, сондықтан шартты түрде аудандық желінің 6 ÷10 кВ төмендететін қосалқы станциялардың жиналмалы шиналарында КУ орнату қабылданады.

ТТ қажетті қуаты негізінде желінің әрбір пунктінде жиынтық конденсаторлық қондырғылардың немесе синхронды компенсаторлардың саны мен қуатын таңдау жүргізіледі:

$$Q_{\text{ном кyi}} \leq (1,0 \div 1,1) \cdot Q_{\text{кyi}} \quad (101)$$

КУ қуатын, түрін және орналасу орнын таңдау нәтижесінде есептік жүктемелер анықталады:

$$S_{\text{ni}} = P_{\text{ni}} + j(Q_{\text{ni}} - Q_{\text{ном кyi}}) \quad (102)$$

9.8 Электр желісіндегі кернеуді реттеу құралдарын таңдау

Электр энергиясын тұтынушылардың кернеу сапасына қойылатын талаптарды қамтамасыз ету үшін жобаланатын желідегі кернеу мәні белгілі бір шектерде болуы тиіс. Кернеудің рұқсат етілген режимі желінің әр түрлі нүктелерінде кернеуді реттеуге мүмкіндік беретін арнайы құрылғыларды қолданумен қамтамасыз етілуі мүмкін.

Кернеуді реттеу қорек көзі шиналарында және қабылдау қосалқы станцияларының шиналарында жүзеге асырылуы мүмкін.

Кернеуді реттеу құрылғысы ең жоғары жүктеме кезеңінде $1,05 \cdot U_{\text{ном}}$ шегінде және ең төменгі жүктеме кезеңінде $1,0 \cdot U_{\text{ном}}$ жоғары емес тарату желілері жалғанған қосалқы станциялардың екінші кернеуінің шиналарында қосалқы ұстауды қамтамасыз етуі тиіс. Негізгі құралдар ретінде кернеуді реттеу жобаны орындау кезінде қабылданады трансформаторлар автоматты түрде ауыстырып қосу арқылы өтетін жүктеме, РПН трансформаторлар).

Екі орамды трансформаторлардың жоғары кернеулі жағындағы тармақтарды таңдау есебінің реті 7-ші бөлімде келтірілген (7.1-мысал).

Глоссарий

№	Түсінігі	Сипаттамасы
1	Абонент	Энергия қондырғылары энергия үнемдеу ұйымының желілеріне қосылған электр энергиясын тұтынушы
2	Электр станциясының авариялық жұмыс режимі	Электр станциясы нормативтік-техникалық құжаттамада белгіленген қуаты және (немесе) сапа көрсеткіштері бар электр энергиясын өндіруге қабілетсіз жай-күйі
3	Трансформатордың апаттық режимі	Кернеу немесе орама тогы немесе орама бөлігі жеткілікті ұзақтықта трансформатордың зақымдануына немесе бұзылуына қауіп төндіретін жұмыс режимі
4	Энергия жүйесі қуатының авариялық режимі	Энергия жүйесінде өндіруші қуаттың авариялық төмендеуін орындау үшін қажетті қуат резерві
5	Автотрансформатор	Екі немесе одан да көп орамалары гальваникалық түрде жалғанған трансформатор, олардың ортақ бөлігі болады
6	Аккумуляторлық батарея	Аккумуляторлар электрлік өзара байланысты, сымдармен жабдықталған және әдетте бір корпуста қоршалған
7	Белсенді тізбек	Электр энергиясының көздері бар электр тізбегі
8	Электр энергиясының сапасын талдау	Электр энергиясы сапасының белгіленген мәндерге сәйкес келмеу себептерін анықтау
9	Оқшаулағыш арматурасы	Электр қондырғыларына немесе объектілерге механикалық бекітуге арналған оқшаулағыштың бөлігі
10	Энергожүйенің асинхронды жұмыс режимі	Энергия жүйесі генераторлары бөлігінің синхронды емес айналуымен сипатталатын өтпелі режим
11	Электр станциясының базистік режимі	Белгіленген уақыт аралығы ішінде берілген, іс жүзінде тұрақты қуатпен электр станциясының жұмыс режимі
12	Энергия жүйесінің қуат балансы	Жүктеме мәндері сомасының және тұтынылатын резервтік қуаттың энергия жүйесінің тиісті қуатының шамасына сәйкестігін сипаттайтын көрсеткіштер жүйесі
13	Энергия жүйесінің электр энергиясының теңгерімі	Энергия жүйесінде электр энергиясын тұтынудың, оның өз мұқтаждарына жұмсалатын шығысының және энергия жүйелерінен қуат ағындарын есепке ала отырып, энергия жүйесіндегі электр энергиясын өндіру жүргізіл-

		ген электр желілеріндегі ысыраптардың сәйкестігін сипаттайтын көрсеткіштер жүйесі
14	Енгізу-тарату құрылғысы	Ғимаратқа немесе оның оқшауланған бөлігіне қоректендіретін желіні енгізуде, сондай-ақ одан шығатын желілерде Орнатылатын конструкциялардың, аппараттар мен аспаптардың жиынтығы
15	Электр тізбегінің тармағы	Сол ток өтетін электр тізбегінің учаскесі
16	Энергожүйенің қосылған қуаты	Қазіргі уақытта жұмыста тұрған энергия жүйесі генераторларының жиынтық қолда бар қуаты
17	Энергожүйенің қосылған қуат резерві	Қазіргі уақытта жұмыс істейтін агрегаттардың резервтік қуаты, ол іс жүзінде дереу пайдаланылуы мүмкін
18	Электр берудің әуе желісі	Сымдары тіректердің, оқшаулағыштардың көмегімен жер үстінде ұстап тұратын электр беру желісі
19	Ауа трансформаторы	Негізгі оқшаулағыш және салқындатқыш орта қоршаған ауа болатын құрғақ емес трансформатор
20	Ажыратқыш	Тізбектегі қалыпты жағдайларда токтарды қосуға, жүргізуге және ажыратуға қабілетті контактілі коммутациялық аппарат, сондай-ақ қысқа тұйықталу сияқты тізбектегі нормаланбаған жағдайларда токтарды қосуға, нормаланған уақыт ішінде жүргізуге және ажыратуға
21	Генератор	Механикалық энергияны электр энергиясына түрлендіретін Машина
22	Оқшаулағыш гирлянда	Электр берілісінің әуе желісі сымдарын икемді қосуға арналған екі немесе одан көп аспалы оқшаулағыштардан тұратын құрылғы
23	Жүктеме кестесі	Тұтынушының энергия қондырғысының жүктемеіндегі қисық өзгерістер
24	Найзағайдан қоғайтын трос	Электр желісінің немесе қосалқы станцияның фазалық өткізгіштерінен жоғары орналасқан және оларды найзағайдан қорғауға арналған, тікелей немесе ұшқын саңылаулары арқылы жерге қосылған өткізгіш
25	Трансформатор орамдарының қосылыстар тобы	Жоғары кернеулі орамалардың тиісті электр қозғалғыш күштерінің векторларына қатынасы бойынша орташа және төмен кернеулі орамалардың сызықты электр қозғалғыш

		күштері векторларының бұрыштық ығысуы
26	Энергия жүйесі қуатының тапшылығы	Қуат ағындарын ескере отырып, қазіргі уақытта электр энергиясы сапасының қалыпты көрсеткіштері мен жұмыс қуаты кезінде энергия жүйесінің талап етілетін қуаты арасындағы айырмаға тең энергия жүйесіндегі қуаттың жеткіліксіздігі
27	Энергия жүйесінің қолда бар қуатының тапшылығы	Бір жағынан қажетті толық резервпен ең жоғары жүктеменің және екінші жағынан ағындарды ескере отырып, қолда бар қуаттың арасындағы айырмашылыққа тең энергия жүйесіндегі қуат жетіспеушілігі
28	Ток өткізгіш бөліктердегі қосымша шығындар	Трансформатордың ток өткізгіш бөліктеріндегі шашырау өрісінен пайда болған токтардың шығындары
29	Конструкция элементтеріндегі қосымша шығындар	Трансформатордың металл бөлшектерінде шашырау өрісінің әсерінен пайда болатын гистерезис пен құйынды токтардан болатын шығындар
30	Рұқсат етілген артық жүктеме	Нормативтік құжатпен рұқсат етілген трансформаторды қайта жүктеу
31	Біртұтас энергетикалық жүйе	Жалпы жұмыс режимі кезінде ел аумағының едәуір бөлігін қамтитын және диспетчерлік басқаруы бар жүйеаралық байланыстарға қосылған Біріккен энергия жүйелерінің жиынтығы
32	Жабық тарату құрылғысы	Жабдығы үй-жайда орналасқан электр тарату құрылғысы
33	Тұйық электр желісі	Әрбір электр беру желісі кемінде бір тұйық контурға кіретін электр желісі
34	Электр өрісінің әсер ету аймағы	50 Гц жиілігі 5 кВ / м астам электр өрісінің кернеулігі бар кеңістік
35	Оқшауланған немесе тиімсіз жерге тұйықтау жүйесі	Ешқандай нүкте жерге қосылмаған немесе бір нүкте бейтарап орналасқан (айнымалы ток жүйелерінде) немесе орта нүкте (тұрақты ток жүйелерінде) резистор арқылы жерге қосылған
36	Электр берілісінің кәбілдік желісі	Жерге, кәбілдік арналарға, құбырларға, кәбілдік құрылымдарға тікелей төселген бір немесе бірнеше кәбілдермен орындалған электр беру желісі
37	Качество электрической энергии	Электр энергиясы параметрлерінің олардың белгіленген мәндеріне сәйкестік дәрежесі
38	Коммутациялық	Электр тізбектерін коммутациялауға және Ток

	Электр аппараты	өткізуге арналған электр аппараты
39	Қысқа тұйықталу	Жүйенің қалыпты жұмыс жағдайларымен көзделмеген фазалар арасындағы немесе фазалар мен жер арасындағы қосу, фазалар оқшаулауының бұзылу салдары болып табылады
40	Қуат коэффициенті	Белсенді қуаттың толық қуатқа қатынасы
41	Энергия қондырғыларының максимумы	Белгіленген уақыт аралығындағы тұтынушының энергия қондырғысы жүктемесінің ең үлкен мәні
42	Жүйеаралық ағын	Жүйеаралық байланыстар бойынша берілетін қуат
43	Жүктеме	Қуат немесе құрылғы тұтынатын қуат
44	Кернеулердің (токтардың) теңгерімсіздігі	Көп фазалы қоректендіру жүйесінің фазалық немесе сызықты кернеулерінің (токтарының) кем дегенде біреуінің шамасының басқа фазалардың кернеулерінің (токтарының) мәндерінен модулдік айырмашылығы
45	Энергия жүйесінің номиналды жұмыс режимі	Энергия жүйесінің белгіленген шектерде оның сапасын ұстау кезінде барлық тұтынушыларды электр энергиясымен жабдықтау қамтамасыз етілетін жұмыс режимі
46	Біріккен энергия жүйесі	Энергетикалық жүйелерді диспетчерлік басқаруға қатысты ең жоғары деңгей ретінде жалпы диспетчерлік басқаруға ие, жалпы жұмыс режимімен біріктірілген бірнеше энергетикалық жүйелердің үйлесуі
47	Ашық қосалқы станция	Жабдығы ашық ауада орналасқан электр қосалқы станциясы
48	Ашық тарату құрылғысы	Жабдықтары ашық ауада орналасқан электр тарату құрылғысы
49	Кернеудің төмендеуі	Электр тізбегінің учаскесіндегі немесе оның элементіндегі кернеу
50	Энергия жүйесінің өтпелі режимі	Энергожүйенің жұмыс режимі, ол кезде параметрлердің өзгеру жылдамдығы соншалықты маңызды, олар нақты практикалық міндеттерді қарау кезінде ескерілуі тиіс
51	Шығын	Қандай да бір жүйенің немесе құрылғының тұтынылатын қуаты мен пайдалы қуаты арасындағы айырмашылық
52	Электрмен жабдықтау жүйесінде кернеудің жоғалуы	Электрмен жабдықтау жүйесінің екі нүктесінде өлшенген қолданыстағы кернеудің белгіленген мәндері арасындағы айырмаға тең шама
53	Қосалқы станцияның	Жабдықтың құрамын және оның байланысын

	принциптік электр схемасы	көрсететін, қосалқы станцияның электр бөлігінің жұмыс принципі туралы түсінік беретін Схема
54	Тарату электр желісі	Тұтыну пункттері арасында электр энергиясын бөлуді қамтамасыз ететін электр желісі
55	Трансформатордың кернеуін реттеу	Берілген режимге сәйкес өзгерту немесе арнайы құрылғының көмегімен бір немесе одан да көп орамалардың кернеуін тұрақтандыру

Әдебиеттер тізімі

1. Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструирование и механический расчет линий электропередачи. - Л.: Энергия, 1970 – 392 с.
2. Михалков А.В. Электрические сети и системы в примерах и задачах. Учеб. пособие для учащихся энергетических и энергостроительных техникумов. - М.: Энергия, 1967 – 160 с.
3. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989 – 592 с.
1. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4÷35 кВ и 110÷1150 кВ. 6 т. – М.: Папирус Про, 1999.
5. Электрическая часть электрических станций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил.
6. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие/ А.А.Герасименко, В.Т.Федин.- Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006 – 720 с.
7. Михалков А.В. Что нужно знать о регулировании напряжения. Изд. 3-е перер. И доп. - М.: Энергия, 1971 – 56 с.
8. Веников В.А. Расчеты и анализ режимов работы сетей. Учебное пособие для вузов. - М.: Энергия, 1974.- 336 с
9. Веников В.А. Режимы работы эл.систем и сетей. Учебное пособие для вузов. - М.: Высшая школа, 1975.- 344 с.
10. Цигельман Е.В., Тульчин И.К. Электроснабжение, эл.сети и освещение. - М: «Высшая школа», 1969.-438 с.
11. Железко Ю.С. Расчет, анализ, и нормирование потерь эл.энергии в эл.сетях. Руководство для практических расчетов. - Изд-во НЦ, ЭНАС, 2004, 280 с.
12. Кужеков С.Л., Гончаров С.В. Городские сети. Уч.пособие. - Ростов н/Д. Изд.центр «Март», 2001. - 256 с.
13. Кужеков С.Л., Гончаров С.В. Практическое пособие по эл.сетям и эл.оборудование. - «Феникс», Ростов н/Д. Изд.центр «Март», 2008. - 492 с.
14. Основы современной энергетики: учебник для вузов: в 2 т./ под общей редакцией чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова. – 4-е изд., перераб. И доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008.
15. С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учебное электронное текстовое издание. - Екатеринбург: Издательство ГОУ-ВПО УГТУ-УПИ, 2005. – 52 с.

А Қосымшасы
Электр беру желілерінің техникалық-пайдалану сипаттамалары

А1 кестесі - Болат алюминий сымдары бар 220-1150 кВ ӘЖ есептік деректері (100 км).

Сымның номиналды қимасы, мм ²	Фаза дағы сымдар саны	r ₀ , Ом, +20 °С	220 кВ			330 кВ			500 кВ			750 кВ			1150 кВ						
			x ₀ , Ом	b ₀ , 10 ⁻⁴ См	q ₀ , МВАр	x ₀ , Ом	b ₀ , 10 ⁻⁴ См	q ₀ , МВАр	x ₀ , Ом	b ₀ , 10 ⁻⁴ См	q ₀ , МВАр	x ₀ , Ом	b ₀ , 10 ⁻⁴ См	q ₀ , МВАр	Dcp=15 м			Dcp=24,2 м			
															x ₀ , Ом	b ₀ , 10 ⁻⁴ См	q ₀ , МВАр	x ₀ , Ом	x ₀ , Ом	q ₀ , МВАр	
240/32	1	12,1	43,5	2,60	13,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2	6,0	-	-	-	33,1	3,38	40,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
240/39	11	1,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19,3	5,95	786,9	-	-	-	-
249/56	5	2,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30,8	3,76	211,5	-	-	-	-	-	-	-
300/39	1	9,8	42,9	2,64	14,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2	4,8	-	-	-	32,8	3,41	40,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
300/48	8	1,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26,6	4,43	585,9	-
300/66	3	3,4	-	-	-	-	-	-	31,0	3,97	99,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	5	2,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28,8	4,11	231,2	-	-	-	-	-	-	-
330/43	3	2,9	-	-	-	-	-	-	30,8	3,60	90,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	8	1,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27,0	4,38	579,3	-
400/51	1	7,5	42,0	2,70	14,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2	3,75	-	-	-	32,3	3,46	41,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	3	2,5	-	-	-	-	-	-	30,6	3,62	90,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	5	1,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28,6	4,13	232,3	-	-	-	-	-	-	-
400/93	4	2,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28,9	4,13	232,3	-	-	-	-	-	-	-
500/64	1	6,0	41,3	2,74	14,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2	3,0	-	-	-	32,0	3,50	42,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	3	2,0	-	-	-	-	-	-	30,4	3,64	91,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	4	1,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30,3	3,9	219,4	-	-	-	-	-	-	-

А2 кестесі - Болат алюминий сымдары бар 35-150 кВ ӘЖ есептік деректері (100км)

Сымның номиналды қимасы, мм ²	Г ₀ , Ом, +20°С	35 кВ		110 кВ		150 кВ		
		X ₀ , Ом	X ₀ , Ом	b ₀ , 10 ⁻⁴ См	q ₀ , МВАр	X ₀ , Ом	b ₀ , 10 ⁻⁴ См	q ₀ , МВАр
70/11	42,8	43,2	44,4	2,55	3,40	46,0	2,46	5,50
95/16	30,6	42,1	43,4	2,61	3,50	45,0	2,52	5,70
120/19	24,9	41,4	42,7	2,66	3,55	44,1	2,56	5,80
150/24	19,8	40,6	42,0	2,70	3,60	43,4	2,61	5,90
185/29	16,2	-	41,3	2,75	3,70	42,9	2,645	5,95
240/32	12,0	-	40,5	2,81	3,75	42,0	2,70	6,10

Кесте А3-Тәж ысырабы ӘЖ 220-1150 кВ.

ӘЖ кернеуі, кВ	Номиналды қимасы, мм ²	Фазадағы сымдар саны	$\Delta W_{к\text{ макс.}}$ мың кВтч/км	$\Delta W_{к\text{ мин.}}$ мың кВтч/км	$\Delta P_{к\text{ макс.}}$ кВт/км	$\Delta P_{к\text{ мин.}}$ кВт/км
220	240/32	1	24	18	2,7	2,0
	300/39	1	22	16	2,5	1,8
	400/51	1	15	11	1,7	1,3
	500/64	1	13	9	1,5	1,0
330	240/32	2	38	28	4,3	3,2
	300/39	2	30	22	3,4	2,5
	400/51	2	23	16	2,6	1,8
	500/64	2	17	12	1,9	1,4
500	300/43	3	70	50	8,0	5,7
	400/51	3	60	44	6,2	5,0
	500/64	3	43	30	4,9	3,4
750	240/56	5	140		16,0	
	300/66	5	120		13,7	
	400/22	5	100		11,4	
	400/51	5	95		10,8	
	400/93	4	160		18,3	
	500/64	4	145		16,6	
1150	240/39	11	360		41,1	
	330/43	8	240		27,4	

Ескерту. Ең аз шығындар Солтүстік Қазақстан БӘЖ шарттарына сәйкес келеді, ең көбі – Сібір БӘЖ, басқа БӘЖ үшін аралық мәндерді қабылдау керек.

Кесте А4-БЭЖ еуропалық аймағының Біріккен энергия жүйелеріне арналған ӘЖ 35-750 кВ болат-алюминий сымдарына арналған ток жүктемелерінің экономикалық интервалдары (қималардың толық номенклатурасы кезінде).

Кернеуі кВ	Тірек түрі	Тірек материалы	Көктайғақ бойынша аудан	Бір тізбекке шекті экономикалық жүктеме қима кезінде, А, мм ²								
				70	95	120	150	185	240	300	400	500
35	Бір тізбекті	Темір бетон	I-II	-	100	155	200	-	-	-	-	-
			III-IV	-	95	140	200	-	-	-	-	-
		Болат	I-II	70	125	135	200	-	-	-	-	-
			III-IV	-	115	125	200	-	-	-	-	-
	Екі тізбекті	Темір бетон	I-II	80	115	170	180	-	-	-	-	-
			III-IV	65	90	165	180	-	-	-	-	-
		Болат	I-II	75	125	140	180	-	-	-	-	-
			III-IV	55	100	120	180	-	-	-	-	-
110	Бір тізбекті	Темір бетон	I-II	55	-	135	185	220	370	-	-	-
			III-IV	-	-	125	150	230	370	-	-	-
		Болат	I-II	55	115	-	185	215	370	-	-	-
			III-IV	-	85	110	165	200	370	-	-	-
	Екі тізбекті	Темір бетон	I-II	65	105	150	190	215	340	-	-	-
			III-IV	55	80	150	170	210	340	-	-	-
		Болат	I-II	60	115	-	205	220	340	-	-	-
			III-IV	45	90	110	180	210	340	-	-	-
220	Бір тізбекті	Темір бетон Болат	I-IV	-	-	-	-	-	280	385	480	-
	Екі тізбекті	Бұл да	I-IV	-	-	-	-	-	305	375	460	-
330	Бір тізбекті	« «	I-IV	-	-	-	-	-	500	800	940	1350
500	«	« «	II-IV	-	-	-	-	-	-	1120	1545	2000
750	«	Болат	II-IV	-	-	-	-	-	-	1620	Свыше 1620	-

Кесте А5 - Орал, Қазақстан және сирек Азия БЭЖ үшін 35 – 750 кВ ЭЖ болат-алюминий сымдарына арналған ток жүктемелерінің экономикалық интервалдары (қималардың толық номенклатурасы кезінде).

Кернеуі кВ	Тірек түрі	Тірек материалы	Көктайғақ бойынша аудан	Бір тізбекке шекті экономикалық жүктеме қима кезінде, А, мм ²								
				70	95	120	150	185	240	300	400	500
35	Бір тізбекті	Темір бетон	I-II	-	110	170	220	-	-	-	-	-
			III-IV	-	90	160	220	-	-	-	-	-
		Болат	I-II	85	130	150	220	-	-	-	-	-
			III-IV	-	110	140	220	-	-	-	-	-
	Екі тізбекті	Темір бетон	I-II	100	130	185	200	-	-	-	-	-
			III-IV	85	95	180	200	-	-	-	-	-
		Болат	I-II	95	145	150	200	-	-	-	-	-
			III-IV	70	100	135	200	-	-	-	-	-
110	Бір тізбекті	Темір бетон	I-II	55	-	150	200	235	400	-	-	-
			III-IV	-	-	140	160	250	400	-	-	-
		Болат	I-II	55	120	-	200	230	400	-	-	-
			III-IV	-	95	115	175	215	400	-	-	-
	Екі тізбекті	Темір бетон	I-II	65	110	165	205	230	380	-	-	-
			III-IV	55	85	160	190	225	380	-	-	-
		Болат	I-II	65	125	-	225	240	380	-	-	-
			III-IV	45	100	120	195	230	380	-	-	-
220	Бір тізбекті	Темір бетон, болат	I-IV	-	-	-	-	-	305	420	520	-
	Екі тізбекті	Бұл да	I-IV	-	-	-	-	-	330	405	495	-
330	Бір тізбекті	« «	I-IV	-	-	-	-	-	-	-	-	
500	«	« «	II-IV	-	-	-	-	-	-	1190	1640	2150
750	«	Болат	II-IV	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Кесте А6 – 35-750 кВ ЭЖ болат-алюминий сымдарына арналған ток жүктемелерінің экономикалық аралықтары Сібірдің (қималардың толық номенклатурасы кезінде).

Кернеуі кВ	Тірек түрі	Тірек материалы	Көктайғақ бойынша	Бір тізбекке шекті экономикалық жүктеме қима кезінде, А, мм ²								
				70	95	120	150	185	240	300	400	500
35	Бір тізбекті	Темір бетон	I-II	-	100	165	250	-	-	-	-	-
			III-IV	-	90	155	250	-	-	-	-	-
		Болат	I-II	75	120	145	250	-	-	-	-	-
			III-IV	-	105	135	250	-	-	-	-	-
	Екі тізбекті	Темір бетон	I-II	80	150	220	230	-	-	-	-	-
			III-IV	75	110	210	230	-	-	-	-	-
		Болат	I-II	75	165	175	230	-	-	-	-	-
			III-IV	65	115	160	230	-	-	-	-	-
110	Бір тізбекті	Темір бетон	I-II	50	-	165	230	270	450	-	-	-
			III-IV	-	-	155	175	285	450	-	-	-
		Болат	I-II	55	135	-	230	265	450	-	-	-
			III-IV	-	100	125	200	240	450	-	-	-
	Екі тізбекті	Темір бетон	I-II	70	125	190	240	265	430	-	-	-
			III-IV	55	85	185	215	250	430	-	-	-
		Болат	I-II	70	140	-	265	270	430	-	-	-
			III-IV	40	105	130	225	260	430	-	-	-
220	Бір тізбекті	Темір бетон Болат	I-IV	-	-	-	-	-	380	515	630	-
	Екі тізбекті	Бұл да	I-IV	-	-	-	-	-	385	490	595	-
330	Бір тізбекті	« «	I-IV	-	-	-	-	-	-	-	-	-
500	«	« «	II-IV	-	-	-	-	-	-	1450	2040	2600
750	«	Болат	II-IV	-	-	-	-	-	-	-	-	-

А7 кестесі-Ауа температурасы +25 °С кезінде АС, АСК, АСКП, АСКС маркалы оқшауланбаған Болат алюминийлі сымдарға арналған рұқсат етілген ұзақ токтар мен қуаттар

Номиналды қимасы, мм ²	Ток, А		Қуаты, МВт, кернеу кезінде бөлмелерден тыс. кВ					
	Бөлмеден тыс	Бөлменің ішінде	35	110	150	220	330	500
35/6,2	175	135	10,0	-	-	-	-	-
50/8	210	165	12,0	-	-	-	-	-
70/11	265	210	15,2	47,6	-	-	-	-
95/16	330	260	18,9	59,3	80,9	-	-	-
120/19	390	313	22,3	70,1	95,6	-	-	-
120/27	375	-	21,5	67,4	92,0	-	-	-
150/19	450	365	25,7	80,9	110,3	-	-	-
150/24	450	365	25,7	80,9	110,3	-	-	-
150/34	450	-	25,7	80,9	110,3	-	-	-
185/24	520	430	29,7	93,5	127,5	-	-	-
185/29	510	425	29,2	91,7	125,1	-	-	-
185/43	515	-	29,5	92,6	126,3	-	-	-
240/32	605	505	-	108,8	148,4	217	326	-
240/39	610	505	-	109,7	149,6	219	329	-
240/56	610	-	-	109,7	149,6	219	329	-
300/39	710	600	-	-	-	255	383	580
300/48	690	585	-	-	-	248	372	564
300/66	680	-	-	-	-	245	367	556
330/27	730	-	-	-	-	-	-	597
400/22	830	713	-	-	-	298	448	678
400/51	825	705	-	-	-	297	445	674
400/64	860	-	-	-	-	309	464	703
500/27	960	830	-	-	-	345	518	785
500/64	945	815	-	-	-	340	510	772
600/72	1050	920	-	-	-	-	-	-
700/86	1180	1040	-	-	-	-	-	-

Ескертпе.

1. 330 және 500 кВ ӘЖ үшін қуаты бір сымға келтірілген және фазадағы сымдардың санына сәйкес ұлғайтылуы тиіс.
2. Қуат $U=1,05 U_{ном}$, $\cos\varphi=0,9$ кезінде есептелген.

А кестесі – Температураға түзету коэффициенттері.

Ауаның есептік температурасы, °С	Сымның нормаланған температурасы, °С	Ауа температурасына түзету коэффициенттері, °С											
		-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
+25	+70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

Б Қосымшасы

Күштік трансформаторлар мен автотрансформаторлардың техникалық-пайдалану сипаттамалары

Б1 кестесі -35 кВ үшфазалы екі орамды трансформаторлар.

Трансформатордың типі	S _{ном.} , МВА	Реттеу шектері	Каталогтық деректер						Есептік деректер		
			Орамалардың U _{ном.} , кВ		U _{к.} %	ΔP _{к.} , кВт	P _{к.} , кВт	I _{к.} , %	R _{т.} , Ом	X _{т.} , Ом	ΔQ _{к.} , кВАр
			ВН	НН							
ТМ-100/35	0,1	±2*1,5%	35	0,4	6,5	1,9	0,5	2,6	241	796	2,6
ТМ-160/35	0,16	±2*1,5%	35	0,4;0,69	6,5	2,6;3,1	0,7	2,4	127;148	498	3,8
ТМ-250/35	0,25	±2*1,5%	35	0,4;0,69	6,5	3,7;4,2	1,0	2,3	72;82	318	5,7
ТМН(ТМ)-400/35	0,4	±6*1,5%	35	0,4;0,69	6,5	7,6;8,5	1,9	2,0	23,5;26,2	126	12,6
ТМН(ТМ)-630/35	0,63	±6*1,5%	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	11,6; 12,2	2,7	1,5	14,9;14,2	79,6	15
ТМН(ТМ)-1000/35	1	±6*1,5%	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	16,5;18	3,6	1,4	7,9;8,6	49,8	22,4
ТМН(ТМ)-1600/35	1,6	±6*1,5%	35	6,3; 11	6,5	23,5;26	5,1	1,1	11,2;12,4	49,2	17,6
ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	±6*1,5%	35	6,3; 11	6,5	23,5;26	5,1	1,1	4,6;5,1	31,9	27,5
ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	±6*1,5%	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23	40
ТМН(ТМ)-6300/35	6,3	±6*1,5%	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7
ТД-10000/35	10	±2*2,5%	38,5	6,3;10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,96	11,1	80
ТМН-10000/35	10	±9*1,3%	36,75	6,3;10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80
ТДНС-10000/35	10	±8*1,5%	36,75	6,3;10,5	8,0	60	12,5	0,6	0,81	10,8	60
ТД-16000/35	16	±2*2,5%	38,5	6,3;10,5	8,0	90	21	0,6	0,52	7,4	96
ТДНС-16000/35	16	±8*1,5%	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	10	85	18	0,55	0,45	8,4	88
ТРДНС-25000/35	25	±8*1,5%	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	9,5	115	25	0,5	0,25	5,1	125
ТРДНС-32000/35	32	±8*1,5%	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	145	30	0,45	0,19	4,8	144
ТРДНС-40000/35	40	±8*1,5%	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	170	36	0,4	0,14	3,9	160
ТРДНС-63000/35	63	±8*1,5%	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	250	50	0,3	0,1	2,5	220

Ескертпе.

1. Кернеуді реттеу ВНН жағында РПН немесе ПБВ жолымен жүзеге асырылады.
2. Жақшаларда көрсетілген ТМ типті трансформаторларда ПБВ ±2·2,5% ВН жағында болады.

Б2 кестесі -110 кВ үшфазалы екі орамды трансформаторлар.

Трансформатордың типі	S _{ном.} МВА	Реттеу шектері	Каталогтық деректер						Есептік деректер		
			Орамалардың U _{ном.} кВ		U _{к.} %	ΔP _{к.} кВт	P _{к.} кВт	I _{к.} %	R _{т.} Ом	X _{т.} Ом	ΔQ _{к.} кВАр
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	+10*1,5% - 8*1,5%	110	6,6;11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
ТМН-6300/110	6,3	±9*1,78%	115	6,6;11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
ТДН-10000/110	10	±9*1,78%	115	6,6;11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	±9*1,78%	115	6,5;11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТРДН(ТРДНФ)-25000/110	25	±9*1,78%	115	6,3/6,5; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
ТДНЖ-25000/110	25	±9*1,78%	115	27,5	10,5	120	30	0,7	2,5	55,5	175
ТД-40000/110	40	±2*2,5%	121	3,15;6,3;10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	38,4	260
ТРДН-40000/110	40	±9*1,78%	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
ТРДЦН-63000/110	63	±9*1,78%	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410
ТРДЦНК-63000/110	63	±9*1,78%	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	245	59	0,6	0,8	22	378
ТДЦ-80000/110	80	±2*2,5%	121	6,3;10,5;13,8	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2	480
ТРДЦН-80000/110 (ТРДЦНК)	80	±9*1,78%	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480
ТДЦ-125000/110	125	±2*2,5%	121	10,5;13,8	10,5	400	120	0,55	0,37	12,3	687,5
ТРДЦН-125000/110	125	±9*1,78%	115	10,5/10,5	10,5	400	100	0,55	0,4	11,1	687,5
ТДЦ-200000/110	200	±2*2,5%	121	13,8;15,75;18	10,5	550	170	0,5	0,2	7,7	1000
ТДЦ-250000/110	250	±2*2,5%	121	15,75	10,5	640	200	0,5	0,15	6,1	1250
ТДЦ-400000/110	400	±2*2,5%	121	20	10,5	900	320	0,45	0,08	3,8	1800

Ескертпе.

1. Кернеуді реттеу НН жағында ТМН-2500/110 типті РПН типті трансформаторлардан басқа, НН жағында РПН НН және ТҚ с ПБВ ВН жағында РПН бейтараптарында РПН есебінен жүзеге асырылады.
2. ТРДН типті трансформаторлар НН 38,5 кВ, 25 МВА – с 27,5 кВ трансформаторы (темір жолдарды электрлендіру үшін) тегістелмеген орамасымен дайындалуы мүмкін.

Б3-кесте -110 кВ үшфазалы үш орамды трансформаторлар.

Типі	СНОМ, МВА	Каталогтық деректер					
		Орамалардың УНОМ, кВ			U _к , %		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТМТН-63000/110	6,3	115	38,5	6,6;11	10,5	17	6
ТДТН-10000/110	10	115	38,5	6,6;11	10,5	17	6
ТДТН-16000/110*	16	115	38,5	6,6;11	10,5	17	6
ТДТН-25000/110	25	115	11;38,5	6,6;11	10,5	17,5	6,5
ТДТНЖ-25000/110	25	115	38,5;27,5	6,6;11; 27,5	10,5(17)	17(10,5)	6
ТДТН-40000/110*	40	115	11;22;38, 5	6,6;11	10,5(17)	17(10,5)	6
ТДТНЖ-40000/110	40	115	27,5;35,5	6,6;11; 27,5	10,5(17)	17(10,5)	6
ТДТН-63000/110* (ТДЦНТ)	63	115	38,5	6,6;11	10,5	17	6,5
ТДТН-80000/110* (ТДЦТН, ТДЦТНК)	80	115	38,5	6,6;11	11(17)	18,5(10,5)	7(6,5)

Типі	Каталогтық деректер			Есептік деректер						
	ΔР _к , кВт	Р _х , кВт	I _х , %	R _г , Ом			X _г , Ом			ΔQ _х , кВАр
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТМТН-63000/110	58	14	1,2	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2	75,6
ТДТН-10000/110	76	17	1,1	5	5	5	142,2	0	82,7	110
ТДТН-16000/110*	100	23	1,0	2,6	2,6	2,6	88,9	0	52	160
ТДТН-25000/110	140	31	0,7	1,5	1,5	1,5	56,9	0	35,7	175
ТДТНЖ-25000/110	140	42	0,9	1,5	1,5	1,5	57	0(33)	33(0)	225
ТДТН-40000/110*	200	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0(22,3)	22,3(0)	240
ТДТНЖ-40000/110	200	63	0,8	0,9	0,9	0,9	35,5	0(20,7)	20,7(0)	320
ТДТН-63000/110* (ТДЦНТ)	290	56	0,7	0,5	0,5	0,5	22,0	0	13,6	441
ТДТН-80000/110* (ТДЦТН, ТДЦТНК)	390	82	0,6	0,4	0,4	0,4	18,6 (21,7)	0(10,7)	11,9(0)	480

**ХТ кезінде НН орамалары 6,3 немесе 10,5 кВ тең түбімен дайындалады.

Ескерту. Барлық трансформаторлар РПН = 9·1,78% ВН бейтараптамасы ТДТНЖ-40000 РНП бар =8·1,5% ВН.

Б4 кестесі-150 кВ үшфазалы екі орамды трансформаторлар.

Типі	S _{ном.} МВА	Реттеу шектері	Каталогтық деректер						Есептік деректер			
			орамалардың U _{ном.} , кВ			U _{к.} , %	ΔP _{к.} , кВт	ΔP _{х.} , кВт	I _{х.} , %	R _{т.} , Ом	X _{т.} , Ом	ΔQ _{х.} , кВАр
			ВН	НН								
ТДН- 16000/150	16	±8*1,5%	158	6,6;11		11	85	21	0,8	8,3	172	128
ТРДН- 32000/150	32	±8*1,5%	158	6,3/6,3;6,3/10,5	10,5/10,5	10,5	145	35	0,7	3,54	82	224
ТРДН- 63000/150	63	±8*1,5%	158	6,3/6,3;6,3/10,5	10,5/10,5	10,5	235	59	0,65	1,48	41,6	410
ТЦ (ТЦ)- 250000/150	250	-	165	10,5;13,8;15,75		11	640	190	0,5	0,3	12	1250

Ескерту. Кернеуді реттеу ВН(трансформаторлар 16-63 МВА) немесе ПБВ (трансформаторлар 250 МВА) бейтараптарындағы РПН есебінен жүзеге асырылады.

Б5 кестесі -Үш фазалы үш орамды трансформаторлар және 150 кВ автотрансформаторлар.

Типі	S _{ном.} , МВА	Реттеу шектері	Каталогтық деректер					
			орамалардың U _{ном.} , кВ			U _{к.} , %		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН- 16000/150	16	±8*1,5%	158	38,5	6,6;11	10,5	18	6
ТДТН- 25000/150	25	±8*1,5%	158	38,5	6,6;11	10,5	18	6
ТДТНЖ- 25000/150	25	±8*1,5%	158	27,5; 38,5	6,6;11; 27,5	18	10,5	6
ТДТН- 40000/150	40	±8*1,5%	158	38,5	6,6;11	10,5	18	6
ТДТН- 63000/150	63	±8*1,5%	158	38,5	6,6;11	10,5	18	6
АТДТНГ- 100000/150	100	±4*2,5%	158	115	6,6	5,3	15	15

Типі	Каталогтық деректер					Есептік деректер						ΔQ _{х.} , кВАр
	ΔP _{к.} , кВт			ΔP _{х.} , кВт	I _{х.} , %	R _{т.} , Ом			X _{т.} , Ом			
	В-С	В-Н	С-Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН- 16000/150	96	-	-	25	1,0	4,7	4,7	4,7	176	0	103,5	160
ТДТН- 25000/150	145	-	-	34	0,9	2,9	2,9	2,9	112,5	0	67,5	225
ТДТНЖ- 25000/150	145	-	-	34	0,9	2,9	2,9	2,9	112,5	0	67,4	225
ТДТН- 40000/150	185	-	-	53	0,8	1,45	1,45	1,45	70	0	42,2	320
ТДТН- 63000/150	285	-	-	67	0,7	0,9	0,9	0,9	44,7	0	26,8	431
АТДТНГ- 100000/150	310	235	230	75	1,5	0,54	0,2	14,2	6,6	6,6	30,9	1500

Б6 кестесі - 220 кВ үшфазалы екі орамды трансформаторлар.

Түрі	S _{ном} , МВА	Реттеу шектері	Каталогтық деректер						Есептік деректер		
			орамалардың U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _н , кВт	I _н , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _н , кВАр
			ВН	НН							
ТРДН- 40000/220	40	±8*1,5%	230	11/11; 6,6/6,6	12	170	50	0,9	5,6	158,7	360
ТРДЦН- 63000/220	63	±8*1,5%	230	11/11; 6,6/6,6	12	300	82	0,8	3,9	100,7	504
ТДЦ- 80000/220	80	±2*2,5%	242	6,3; 10,5; 13,8	11	320	105	0,6	2,9	80,5	480
ТРДЦН- 100000/220	100	±8*1,5%	230	11/11; 38,5	12	360	115	0,7	1,9	63,5	700
ТДЦ- 125000/220	125	±2*2,5%	242	10,5; 13,8	11	380	135	0,5	1,4	51,5	625
ТРДЦН- 160000/220	160	±8*1,5%	230	11/11; 38,5	12	525	167	0,6	1,08	39,7	960
ТДЦ- 200000/220	200	±2*2,5%	242	13,8; 15,75; 18	11	580	200	0,45	0,77	32,2	900
ТДЦ- 250000/220	250	-	242	13,8; 15,75	11	650	240	0,45	0,6	25,7	1125
ТДЦ- 400000/220	400	-	242	13,8; 15,75; 20	11	880	330	0,4	0,29	16,1	1600
ТЦ- 630000/220	630	-	242	15,75; 20	12,5	1300	380	0,35	0,2	11,6	2205
ТЦ- 1000000/220	1000	-	242	24	11,5	2200	480	0,35	0,2	6,7	3500

Ескертпе.

1. Кернеуді реттеу ВН бейтараптарында жүзеге асырылады.
2. Ажыратылған орамалы трансформаторлар сондай-ақ 38,5 кВ НН ажыратылмаған ораммен дайындалуы мүмкін.

Кесте Б7- Үшфазалы үш орамды трансформаторлар және 220 кВ автотрансформаторлар.

Типі	S _{ном} , МВА	Реттеу шектері	Каталогтық деректер					
			орамалардың U _{ном} , кВ			U _к ,%		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН- 25000/220	25	±12*1%	230	38,5	6,6;11	12,5	20	6,5
ТДТНЖ- 25000/220	25	±8*1,5%	230	27,5; 38,5	6,6;11;27,5	12,5	20	6,5
ТДТН- 40000/220	40	±12*1%	230	38,5	6,6;11	12,5	22	9,5
ТДТНЖ- 40000/220	40	±8*1,5%	230	27,5; 38,5	6,6;11;27,5	12,5	22	9,5
АТДЦТН- 63000/220/110	63	±6*2%	230	121	6,6;11;27,5; 38,5	11	35,7	21,9
АТДЦТН- 125000/220/110	125	±6*2%	230	121	6,6;11;38,5	11	45	28
АТДЦТН- 200000/220/110	200	±6*2%	230	121	6,6;11;15,75;38,5	11	32	20
АТДЦТН- 250000/220/110	250	±6*2%	230	121	10,5;38,5	11,5	33,4	20,8

Типі	Каталогтық деректер					Есептік деректер						ΔQ _х , кВАр
	ΔP _к , кВт			ΔP _х , кВт	I _к , %	R _т , Ом			X _т , Ом			
	В-С	В-Н	С-Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН- 25000/220	135	-	-	50	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148	300
ТДТНЖ- 25000/220	135	-	-	50	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148	300
ТДТН- 40000/220	220	-	-	55	1,1	3,6	3,6	3,6	165	0	125	440
ТДТНЖ- 40000/220	240	-	-	66	1,1	3,9	3,9	3,9	165	0	125	440
АТДЦТН- 63000/220/110	215	-	-	45	0,5	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315
АТДЦТН- 125000/220/110	305	-	-	65	0,5	0,55	0,48	3,2	59,2	0	131	625
АТДЦТН- 200000/220/110	430	-	-	125	0,5	0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	1000
АТДЦТН- 250000/220/110	520	-	-	145	0,5	0,2	0,2	0,4	25,5	0	45,1	1250

Ескертпе.

1. Автотрансформаторлар үшін НН орамасының қуаты номиналдан 50% тең.
2. Кернеуді реттеу ВН бейтараптығындағы РПН есебінен жүзеге асырылады(±8·1,5%; ±12·1%) немесе СН жағында.

Б8 кестесі - 330 кВ үшфазалы екі орамды трансформаторлар.

Типі	S _{ном.} , МВА	Реттеу шектері	Каталогтық деректер						Есептік деректер		
			кВ		U _{к.} , %	ΔP _{к.} , кВт	ΔP _{с.} , кВт	I _{к.} , %	R _{т.} , Ом	X _{т.} , Ом	ΔQ _{с.} , кВАр
			ВН	НН							
ТРДНС- 40000/330	40	±8*1,5%	330	6,3/6,3;6,3/10,5;10,5/10,5	11	180	80	1,4	12,3	299	560
ТРДЦН- 63000/330	63	±1,5%	330	6,3/6,3;6,3/10,5;10,5/10,5	11	265	120	0,7	7,3	190	441
ТДЦ- 125000/330	125	-	347	10,5;13,8	11	360	145	0,5	2,78	106	625
ТДЦ- 200000/330	200	-	347	13,8;15,75;18	11	560	220	0,45	1,68	66,2	900
ТДС- 250000/330	250	-	347	13,8;15,75	11	605	240	0,45	1,2	52,9	1125
ТЦС- 400000/330, ТДЦ- 400000/330	400	-	347	15,75;20	11	810	365	0,4	0,6	33	1600
ТЦ- 630000/330	630	-	347	15,75;20;24	11	1300	405	0,35	0,4	21	2205
ТЦ- 1000000/330	1000	-	347	24	11,5	2200	480	0,4	0,26	13,2	4000
ТЦ- 1250000/330	1250	-	347	24	14	2300	750	0,75	0,2	10,6	5375

Б9 кестесі - 330 кВ үш фазалы және бір фазалы автотрансформаторлар.

Типі	S _{ном.} , МВА	Каталогтық деректер								
		орамалардың U _{ном.} , кВ			U _{к.} , %			ΔP _{к.} , кВт		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н
АТДЦН- 125000/330/110	125	330	115	6,3;10,5; 15,75;38,5	10	35	24	370	-	-
АТДЦН- 200000/330/110	200	330	115	6,6;10,5;38,5	10	34	22,5	600	-	-
АТДЦН- 250000/330/110	250	330	158	10,5;38,5	10,5	54	42	660	490	400
АТДЦН- 240000/330/110	240	330	242	11;38,5	7,3/ 9,6	70/ 74	60	430/560	260	250
АТДЦН- 400000/330/110	400	330	-	165	-	11,3	-	-	750	-
АОДЦН- 133000/330/220	133	330/√3	230/√3	10,5;38,5	9	60,4	48,5	280	125	105

Б10 кестесі - 330 кВ үш фазалы және бір фазалы автотрансформаторлар.

Типі	Каталогтық деректер					Есептік деректер			
	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом			X_T , Ом			ΔQ_x , кВАр
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН-125000/330/110	115	0,5	1,3	1,3	2,6	91,5	0	213,4	625
АТДЦТН-200000/330/110	180	0,5	0,8	0,8	2,0	58,5	0	126,6	1000
АТДЦТН-250000/330/110	165	0,5	1,07	0,08	4,3	49	0	186,2	1250
АТДЦТН-240000/330/110	130	0,5	0,4/ 0,53	0,4/ 0,53	7,3/ 7,2	39,2/ 59,2	0	278,4/ 312,1	1200
АТДЦН-400000/330/110	180	0,3	0,51	-	0,51	-	0	30,8	1200
АОДЦТН-133000/330/220	55	0,15	0,62	0	3,5	28,7	0	136,5	599

Ескертпе.

1. Автотрансформаторлар үшін НН орамасының қуаты номиналды 50% құрайды, қуаты 200 және 250, 240 және 133 МВА автотрансформаторлардан басқа үшін ол номиналды 40 және 25% құрайды.

2. Кернеуді реттеу қуаты 240 МВА болатын автотрансформаторды қоспағанда, РПН $\pm 6 \cdot 2\%$ есебінен СН жағында жүзеге асырылады.

Б11 кестесі - 500-750 кВ үш фазалы және бір фазалы екі орамалы трансформаторлар (кернеуді реттеусіз)

Типі	$S_{ном}$, МВА	Каталогтық деректер						Есептік деректер (үш фаза үшін)		
		орамалардың $U_{ном}$, кВ		U_x , %	ΔP_k , кВт	$\Delta P_{%}$, кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , кВАр
		ВН	НН							
ТДЦ-250000/500, ТЦ-250000/500	250	525	15,75	13	600	250	0,45	2,65	143	1125
ТДЦ-400000/500, ТЦ-400000/500	400	525	13,8; 15,75;20	13	800	350	0,4	1,4	89,5	1600
ТЦ-630000/500	630	525	15,75; 20;24	14	1300	500	0,35	0,9	61,3	2205
ТЦ-1000000/500	1000	525	24	14,5	2000	600	0,38	0,55	40	3800
ОЦ-533000/500*	533	$525/\sqrt{3}$	15,75;24	13,5	1400	300	0,3	0,45	23,3	4797
ОРЦ-417000/750*	417	$787/\sqrt{3}$	20;24	14	800	400	0,3	0,96	69,3	3753

НН орамасы әрқайсысы 50% екі қуатпен ыдыратылған етіп орындалады.

Б12-кестесі - 500-750-1150 кВ үш фазалы және бір фазалы автотрансформаторлар.

Типі	S _{ном.} МВА	Реттеу шектері	Каталогтық деректер					
			орамалардың U _{ном.} кВ			орамалардың S, %		
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
АТДЦТН- 250000/500/110	250	±8*1,4%	500	121	11;38,5	100	100	40
АТДЦТН- 500000/500/220	500	+8*1% -8*1,25%	500	-	230	100	-	100
АОДЦТН- 167000/500/220	167	±6*2,1%	500/√3	230/√3	11;13,8;15,75;20;38,5	100	100	30;40; 50
АОДЦТН- 167000/500/220	167	±8*1,5%	500/√3	330/√3	10,5;38,7	100	100	20
АОДЦТН- 267000/500/220	267	±8*1,4%	500/√3	230/√3	10,5;15,5; 20,2; 38,6	100	100	25;30; 45
АОДЦТН- 267000/750/220	267	±10% наСН	750/√3	230/√3	10,5	100	100	30
АОДЦТН- 333000/750/330	333	±10% наСН	750/√3	330/√3	15,75	100	100	36
АОДЦТН- 417000/750/500	417	±5% наВН	750/√3	500/√3	10,5;15,75	100	100	12;8
АОДЦТ- 667000/1150/500	667	-	1150/√3	500/√3	20	100	100	27

Типі	Каталогтық деректер						Есептік деректер (үш фазалар үшін)						
	U _{к.} %			ΔP _{к.} ВН- СН, кВт	ΔP _{к.} кВт	I _{к.} %	R _{т.} Ом			X _{т.} Ом			ΔQ _{к.} кВАр
	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН- 250000/500/110: выпуска до 1985г. после1985г.	10,5 13	24 33	13,0 18,5	550 640	270230	0,45 0,45	1,7 2,28	0,47 0,28	3,52 5,22	107,5 137,5	0	132,5 192,5	1125 1125
АТДЦТН- 500000/500/220	11,5	-	-	1050	230	0,3	1,05 0,65	1,05 0,32	- 2,8	57,5	0	-	1500
АОДЦТН- 167000/500/220	11	35	21,5	325	125	0,4	0,58 0,66	0,39 0,31	2,9 2,7	61,1	0	113,5	2004
АОДЦТН- 167000/500/220	9,5	67	61	320	70	0,3	0,48	0,48	2,4	38,8	0	296	1503
АОДЦТН- 267000/500/220	11,5	37	23	490	150	0,35	0,28	0,28	1,12;0,6	39,8	0	75,6	2803
АОДЦТН- 267000/750/220	13	32	17	600	250	0,4	0,79	0,79	2,63	98,3	0	126,4	3204
АОДЦТН- 333000/750/330	10	28	17	580	250	0,35	0,49	0,49	1,36	59,1	0	98,5	3497
АОДЦТН- 417000/750/500	11,5	81	68	700	280	0,2	0,12	0,12	2,2; 3,24	55,1	0	309	2502
АОДЦТ- 667000/1150/500	11,5	35	22	1250	350	0,35	0,83	0,42	3,7	80,9	0	150,4	7004

В Қосымшасы
Техникалық-экономикалық көрсеткіштер

В1 кестесі - Күрделі салымдар және олардың технологиялық құрылымының элементтері бойынша баға индекстері, НДС деректері бойынша.

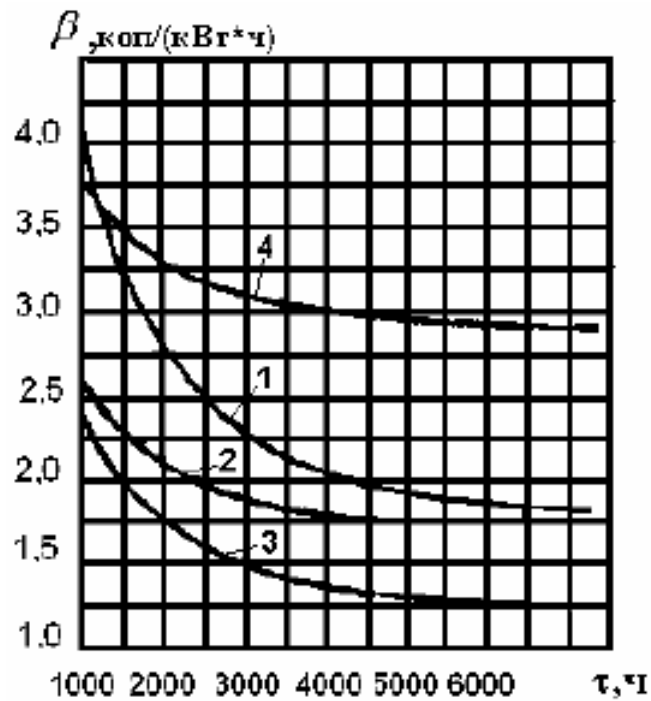
Саласы	Күрделі салымдар 01.01.1991 ж. сметалық бағалар деңгейіне қатысты				
	қыркүйек 2002 г.	желтоқсан 2002 г.	наурыз 2003 г.	маусым 2003 г.	қыркүйек 2003 г.
Жалпы экономика	26,543	27,164	27,937	28,790	29,547
Электрэнергетика	30,051	30,978	31,702	32,635	33,560
Саласы	Құрылыс-монтаждау жұмыстары 01.01.1991 ж. сметалық бағалар деңгейіне қатысты				
	қыркүйек 2002 г.	желтоқсан 2002 г.	наурыз 2003 г.	маусым 2003 г.	қыркүйек 2003 г.
Жалпы экономика	24,076	25,103	26,192	26,994	27,726
Электрэнергетика	27,754	28,962	30,205	31,201	32,141
Саласы	Техникалық жабдықтар 01.01.1991 ж. сметалық бағалар деңгейіне қатысты				
	қыркүйек 2002 г.	желтоқсан 2002 г.	наурыз 2003 г.	маусым 2003 г.	қыркүйек 2003 г.
Жалпы экономика	30,320	30,784	31,511	32,047	32,797
Электрэнергетика	34,811	35,243	36,410	36,920	37,636
Саласы	Басқа жұмыстар 01.01.1991 ж. сметалық бағалар деңгейіне қатысты				
	қыркүйек 2002 г.	желтоқсан 2002 г.	наурыз 2003 г.	маусым 2003 г.	қыркүйек 2003 г.
Жалпы экономика	24,831	25,516	26,042	27,552	28,238
Электрэнергетика	27,786	28,495	29,170	30,891	31,601

В2 кестесі - Аймақтық жоғарылату коэффициенттері.

Аудандар	Зоналық коэффициенттері	
	Ауа желілері	Қосалқы станциялар
Ресейдің еуропалық бөлігі (Оралсыз)	1,0	1,0
Орал	1,1	1,1
Сібір	1,2	1,2
Алыс Шығыс	1,4	1,3

В3 кестесі - Электр жүйелері элементтерінің амортизациясы мен қызмет көрсетуіне жыл сайынғы шығындар, капиталдық шығындар %.

Жүйе элементтерінің атауы	Амортизациялық аударымдар нормалары			Қызмет көрсетуге арналған шығындар	Амортизацияға және қызмет көрсетуге арналған шығындардың барлығы
	Жалпы	оның ішінде			
		Күрделі жөндеу	Реновация		
Болат және темір бетон тіректеріндегі 35кВ және одан жоғары ӨЖ	2,4	0,4	2,0	0,4	2,8
Ағаш тіректеріндегі 35-220кВ ӨЖ	4,9	1,6	3,3	0,5	5,4
10 кВ-қа дейін КЖ					
Қорғасын қабығы бар, салынған :					
жерде және үй-жайларда	2,3	0,3	2,0	2,0	4,3
су астында	4,6	0,6	4,0	2,0	6,6
Алюминий қабығы бар, салынған:					
жерде	4,3	0,3	4,0	2,0	6,3
үй-жайларда	2,3	0,3	2,0	2,0	4,3
Пластмасса окшауламасы бар жерде және үй-жайларда салынған	5,3	0,3	5,0	2,0	7,3
Қорғасын қаптамасы бар 20-35кВ КЖ, салынған:					
жерде және үй-жайларда	3,4	0,4	3,0	2,0	5,4
су астында	5,8	0,8	5,0	2,0	7,8
110-220кВ КЖ, салынған:					
жерде және үй-жайларда	2,5	0,5	2,0	2,0	4,5
су астында	3,0	1,0	2,0	2,0	5,0
Күштік электр жабдықтары мен тарату құрылғылары (ГЭС-тан басқа)					
150кВ-қа дейін	6,4	2,9	3,5	3,0	9,4
220кВ және одан жоғары	6,4	2,9	3,5	2,0	8,4
ГЭС-тің күштік электр жабдықтары және тарату құрылғылары					
150кВ-қа дейін	5,8	2,5	3,3	3,0	8,8
220кВ және одан жоғары	5,8	2,5	3,3	2,0	7,8



- 1) еуропалық бөлігінің ОЭС;
- 2) Орал, Қазақстан және Орта Азия ОЭС;
- 3) Сібір ОЭС;
- 4) Шығыс ОЭС

В1 сурет – Электр желілеріндегі шығындарды өтеуге жұмсалатын үлестік шығындар.

Кесте В 4 - Блоктық және көпірлік схемалар бойынша 35-330 кВ ашық тарату құрылғылары.

Ашық таратқыш құрылғысының сұлбасы	Типтік сұлбаның нөмері	Кернеу кезінде құны мың рубль, кВ				
		35	110	150	220	330
Трансформатор-желі блогы:						
айырғышы бар	1	2,4	11,5	14,0	18,9	21,0
сақтандырғышы бар	2	2,7	-	-	-	-
бөлгіші бар	3	4,1	12,7	20,1	26,4	-
ажыратқышы бар	-	5,4	36,0	61,0	79	-
Трансформатор тізбектерінде ажыратқыштар мен бөлгіштері бар көпірі	5	18,5	75,0	126	180	-
Трансформатор тізбектерінде ажыратқыштар бар көпірі	-	-	120	200	280	-
Трансформатор тізбектерінде бөлгіштері бар және екі ажыратқыш арқылы қосылған қосымша сызығы бар көпірі	6	-	98	172	-	-

Кесте В5 - Ажыратқыштары бар 35-1150 кВ ашық тарату құрылғылары (ажыратқыштардың саны үшеуден асатын сұлбалар үшін).

Кернеуі , кВ	Ажыратқышы бар ұяшықтың есептік құны, мын. руб.			
	Ауалы		Майлы	
	ажыратылатын ток кезінде, қА			
	40-қа дейін	40-тан жоғары	30-ға дейін	30-дан жоғары
35	14	29	9	20
110	42	57	35	43
150	70	-	-	-
220	85	130	90	105
220*	110	-	115	-
330	160	300	-	-
500	260	380	-	-
750	700	850	-	-
750**	810	-	-	-
1150	1280	-	-	-
1150**	1600	-	-	-

* Кеңейтілген төртбұрыштың сұлбасы үшін.

** Ажыратқыш ұяшықтар үшін

Кесте В6 - 6-10 кВ жабық тарату құрылғылары.

Сұлба	Есептік құны, мын.руб.	Сұлба	Есептік құны, мын.руб.
Екі секция		Төрт секция	
14 шықпалық сызықтар	70	41 шықпалық сызықтар	155
26 шықпалық сызықтар	95	48 шықпалық сызықтар	173
		52 шықпалық сызықтар	186
48 шықпалық сызықтар	144	Ажыратқыштары бар КРУ ұяшықтары	2,3

Ескертпе.

1. ЗРУ-ның есептік құны ғимараттың құнын есепке ала отырып келтірілген.
2. КРУ ұяшығының құны ғимараттың құрылыс бөлігін ескермейді.
3. ЗРУ құнында ток шектейтін реакторлар ескерілмеген.

Кесте В7 – Трансформаторлар 35 кВ.

Қуаты, МВА	Екі орамды трансформаторлары					
	РПН жоқ		РПН бар		РПН және НН тармақталған орамасы бар	
	Стоимость, тыс. руб.					
	Трансформатордың	Есептік	Трансформатордың	Есептік	Трансформатордың	Есептік
0,1	1	1,6	-	-	-	-
0,16	1,3	2,2	-	-	-	-
0,25	1,7	2,9	-	-	-	-
0,40	2,3	4,3	6,3	8,8	-	-
0,63	3,1	6,4	8,3	11,6	-	-
1,0	4,0	9,3	11,0	15,4	-	-
1,6	5,0	10,1	12,0	16,7	-	-
2,5	7,0	12,2	15,0	21,2	--	-
4,0	9,0	15,2	18,0	25,7	-	-
6,3	11,0	19	21,0	30,5	-	-
10	16	24	30	41,8	-	-
16	24	34	49	61,2	-	-
25	-	-	-	-	62	77
32	-	-	-	-	70	86
40	-	-	-	-	79	96
63	-	-	-	-	107	130

Кесте В8 – Трансформаторлар 110 кВ.

Қуаты, МВА	Екі орамды трансформаторлары						Трансформаторы трехобмоточные с РПН	
	РПН жоқ		РПН бар		РПН және НН тармақталған орамасы бар			
	Құны, мың.руб.							
	Трансформатордың	Есептік	Трансформатордың	Есептік	Трансформатордың	Есептік	Трансформатордың	Есептік
2,5	-	-	26	35	-	-	-	-
6,3	-	-	36	49	-	-	42	57
10	-	-	40	54	-	-	51	67
16	-	-	48	63	-	-	62	79
25	-	-	-	-	66	84	72	91
40	-	-	-	-	88	109	94	117
63	-	-	-	-	110	136	126	154
80	114	144	-	-	126	157	137	166
125	140	171	-	-	196	244	-	-
200	222	263	-	-	-	-	-	-
250	255	302	-	-	-	-	-	-
400	373	438	-	-	-	-	-	-

Кесте В9 – Трансформаторлар 150 кВ.

Қуаты, МВА	Екі орамды трансформаторлары						РПН бар үш орамды трансформаторлары	
	РПН жоқ		РПН бар		РПН және НН гармақталған орамасы бар			
	Құны, мың.руб.							
	Трансформатордың	Есептік	Трансформатордың	Есептік	Трансформатордың	Есептік	Трансформатордың	Есептік
16	-	-	53	68	-	-	66	83
25	-	-	-	-	-	-	74	93
32	-	-	-	-	80	100	-	-
40	-	-	-	-	-	-	96	119
63	-	-	-	-	102	125	125	152
80	-	-	-	-	118	145	-	-
250	284	335	-	-	-	-	-	-

Кесте В10 –Трансформаторлар және автотрансформаторлар 220 кВ.

Қуаты, МВА	Трансформаторлар						РПН бар автотрансформаторлары	
	Екі орамды		РПН және НН гармақталған орамасы бар		РПН бар үш орамды			
	РПН жоқ		РПН және НН гармақталған орамасы бар		РПН бар үш орамды		РПН бар автотрансформаторлары	
	Құны, мың.руб.							
Трансформатордың	Есептік	Трансформатордың	Есептік	Трансформатордың	Есептік	Трансформатордың	Есептік	
25	-	-	-	-	115	148	-	-
40	-	-	140	169	130	165	-	-
63	-	-	157	193	-	-	159	201
80	152	189	-	-	-	-	-	-
100	-	-	220	265	-	-	-	-
125	186	231	-	-	-	-	200	253
160	-	-	269	323	-	-	-	-
200	253	307	-	-	-	-	270	332
250	284	343	-	-	-	-	324	396
400	389	469	-	-	-	-	-	-
630	574	692	-	-	-	-	-	-
1000	740	892	-	-	-	-	-	-

Кесте В11 –Трансформаторлар және автотрансформаторлар 330 кВ.

Қуаты, МВА	Екі орамды трансформаторлары				РПН бар автотрансформаторлары					
	РПН жоқ		РПН және НН тармақталған орамасы бар		330/220		330/150		330/110	
	Құны, мың.руб.									
Трансформатордың	Есептік									
40	-	-	156	194	-	-	-	-	-	-
63	-	-	215	267	-	-	-	-	-	-
125	220	273	-	-	-	-	-	-	239	320
200	295	362	-	-	-	-	-	-	291	370
250	306	378	-	-	209*	297	305	400	-	-
400	399	488	-	-	558**	966	430	564	-	-
630	579	718	-	-	-	-	-	-	-	-
1000	746	922	-	-	-	-	-	-	-	-
1250	910	1128	-	-	-	-	-	-	-	-

Кесте В12 –Трансформаторлар және автотрансформаторлар 500 кВ.

Қуаты, МВА	РПН жоқ екі орамды трансформаторлары		РПН бар автотрансформаторлары					
			550/330		550/220		550/110	
	Құны, мың.руб							
Трансформатордың	Есептік	Трансформатордың	Есептік	Трансформатордың	Есептік	Трансформатордың	Есептік	
250	340	400	-	-	-	-	376	453
315	-	-	-	-	394	473	-	-
400	418	493	-	-	-	-	500	600
500	-	-	-	-	490	609	-	-
630	585	705	-	-	-	-	-	-
1000	800	932	-	-	-	-	-	-
3x167	-	-	606	913	618	970	-	-
3x267	-	-	-	-	876	1260	-	-
3x533	1443	1720	-	-	-	-	-	-

Кесте В13 –Трансформаторлар және автотрансформаторлар 750-1150 кВ.

Қуаты, МВА	РПН жоқ екі орамды трансформаторлары				Автотрансформаторлары							
	750/20		1150/20		750/220		750/330		750/500		1150/500	
	Құны, мың.руб											
	Транс-форматор-дың	Есеп-тік	Транс-форматор-дың	Есеп-тік	Транс-форматор-дың	Есеп-тік	Транс-форматор-дың	Есеп-тік	Транс-форматор-дың	Есеп-тік	Транс-форматор-дың	Есеп-тік
3x257	-	-	-	-	1170	1750	-	-	-	-	-	-
3x333	-	-	-	-	-	-	1230	2100	-	-	-	-
3x417	1350	1930	1550	2550	-	-	-	-	1150	2150	-	-
3x667	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3200	4300

Кесте В14 –Синхронды компенсаторлар.

Типі	Номиналды қуаты, МВАр	Номиналды кернеу, кВ	Құны, мың.руб	
			компенсатордың	есептік
КСВБ-50-11 КСВБО-50-11	50	11	188	330/520
			250	390/650
КСВБ-100-11 КСВБО-100-11	100	11	345	670/1020
			410	740/1150
КСВБ-160-15 КСВБО-160-15	160	15,75	670	1200/1900
			830	1600/2500
КСВБ-320/20	320	20	1600	2400/4000

Кесте В15 - Өуе желілерін салу құнын түзету факторлары.

ӘЖ трассасының өту шарттары	Тіректердің материалы				
	Темір-бетон		Болат		Ағаш
	35-110кВ	220-750кВ	35-110кВ	220-750кВ	
Жел жылдамдығының қысымы					
6,0-7,5 Н/м²	1,06	1,06	1,06	1,06	1,08
7,5Н/м² жоғары	1,1	1,1	1,15	1,15	1,1
Тау жағдайлары	1,5	1,35	1,6	1,32	1,7
Қалалық және өнеркәсіптік құрылыс	1,7	-	1,6	1,62	1,4
Батпақты трасса	2,1	1,7	1,46	1,16	1,5
Өзен жайылмасы	1,18	1,1	1,14	1,09	1,35
Ерекше тайғақ ауданы	1,28	1,21	1,27	1,27	1,29
Ағу жолының ұзындығы кезіндегі жағалау және ластанған аудандар					
2 см/кВ дейін	1,09	1,05	1,02	1,02	1,05
2 см /кВ жоғары	1,17	1,17	1,05	1,05	1,19

Кесте В16 - 35 кВ әуе желілерін салу құны, мың руб / км.

Тіректер	Көктайғақ бойынша аудандар	Болат-алюминийлі сымдар, қимасы, мм ²			
		70/11	95/16	120/19	150/24
Болат бір тізбекті	I	12,2	12,4	13,1	13,3
	II	14,4	14,1	14,1	14,3
	III	16,5	16,0	16,0	17,7
	IV	18,2	17,8	17,4	21,3
Болат екі тізбекті	I	17,3	18,1	19,2	19,5
	II	20,1	20,1	20,4	21,4
	III	24,2	24,2	25,2	25,5
	IV	27,2	27,2	28,9	29,3
Бір тізбектің аспасы бар екі тізбекті болат	I	15,4	15,7	16,2	16,2
	II	17,9	17,3	17,3	17,5
	III	21,5	20,8	21,4	20,9
	IV	24,2	23,4	23,7	24,0
Темір-бетонды бір тізбекті	I	-	9,4	10,3	10,9
	II	-	10,6	10,8	11,2
	III	-	12,2	12,3	12,3
	IV	-	13,7	13,6	13,4
Темір-бетонды екі тізбекті	I	-	15,3	14,1	14,8
	II	-	16,7	14,5	15,3
	III	-	19,5	17,3	17,8
	IV	-	21,7	18,8	19,1
Бір тізбектің аспасы бар темір-бетонды екі тізбекті	I	-	12,8	11,4	11,7
	II	-	13,9	11,7	12,2
	III	-	16,6	14,0	14,1
	IV	-	18,4	15,2	15,1
Троссыз екі тіректі ағаш	I	5,0	5,4	5,9	6,7
	II	5,5	5,8	6,0	6,8
	III	6,0	6,3	6,4	7,1
	IV	6,7	6,8	6,9	7,5

Кесте В17 - 110 кВ әуе желілерін салу құны, мың руб / км.

Тіректер	Көктайғақ бойынша аудандар	Болат-алюминийлі сымдар, қимасы, мм ²					
		70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
Болат бір тізбекті	I	14,5	14,8	15,6	16,0	17,4	18,7
	II	16,5	16,4	16,9	16,9	18,0	18,8
	III	19,4	19,1	19,0	19,0	19,7	20,0
	IV	21,5	20,6	20,6	20,6	21,0	21,7
Болат екі тізбекті	I	21,6	22,1	23,7	24,6	27,8	30,6
	II	24,6	24,4	25,2	25,7	28,5	30,7
	III	29,2	28,2	28,3	28,6	30,4	32,1
	IV	32,8	30,8	31,0	31,6	31,8	34,4
Бір тізбектің аспасы бар екі тізбекті болат	I	19,5	19,4	20,8	21,2	23,3	24,8
	II	22,2	21,5	22,0	22,0	24,0	24,9
	III	26,4	24,8	25,8	25,4	26,8	27,3
	IV	28,7	27,1	27,0	27,2	28,0	29,2
Темір-бетонды бір тізбекті	I	10,5	11,1	10,8	11,5	12,6	14,0
	II	12,0	12,0	11,4	11,7	12,9	14,0
	III	14,6	14,3	13,1	13,2	13,8	15,1
	IV	16,5	15,9	14,4	14,1	15,3	16,6
Темір-бетонды екі тізбекті	I	15,8	16,9	17,0	20,0	22,0	24,0
	II	17,8	17,8	18,1	20,0	22,0	24,0
	III	21,4	21,0	20,4	22,2	23,6	25,0
	IV	24,4	23,3	22,2	23,9	25,2	27,0
Бір тізбектің аспасы бар темір-бетонды екі тізбекті	I	13,7	14,3	14,1	16,6	17,3	18,4
	II	15,5	15,1	15,0	16,6	17,3	18,4
	III	18,6	17,8	16,9	18,4	18,6	19,2
	IV	21,2	19,7	18,4	19,8	19,9	20,8
Троссыз екі тіректі ағаш	I	4,9	5,4	5,6	6,5	7,2	-
	II	5,2	5,5	5,7	6,6	7,2	-
	III	5,7	6,0	6,2	8,8	7,5	-
	IV	6,2	6,6	6,9	7,4	7,9	-

Кесте В 18 - 500, 750 және 1150 кВ әуе желілері құрылысының құны, мың руб/км.

Тіректер	Көктайғақ бойынша аудандар	500 кВ				750 кВ			1150 кВ
		Болат-алюминийлі сымдар, қимасы, мм ²							
		3×300/66	3×330/43	3×400/51	3×500/64	5×240/56	5×300/66	5×400/51	8×330/39
Тартпасы бар болат	II	48,3	49,0	53,4	62,0	-	-	-	170
	III	49,3	51,0	55,3	63,6	88	95	97	-
	IV	51,5	53,0	57,4	66,0	-	-	-	-
Бос тұратын болат	II	62,2	63,7	68,6	79,5	-	-	-	-
	III	65,8	67,2	72,0	83,2	-	-	-	-
	IV	70,5	72,0	77,0	87,0	-	-	-	-
Темір-бетонды	II	48,4	49,9	52,4	63,5	-	-	-	-
	III	50,3	52,0	54,3	65,3	-	-	-	-
	IV	53,0	54,4	57,0	68,5	-	-	-	-

Кесте В19 - 150 кВ әуе желілері құрылысының құны, мың руб./км.

Тіректер	Көктайғақ бойынша аудандар	Болат-алюминийлі сымдар, қимасы, мм ²			
		120/19	150/24	185/29	240/32
Болат бір тізбекті	I	15,9	16,6	17,5	18,8
	II	17,2	17,4	18,0	18,9
	III	18,6	18,7	19,1	19,5
	IV	20,2	20,8	21,0	21,8
Болат екі тізбекті	I	25,4	27,2	30,6	33,0
	II	26,2	28,0	30,6	33,0
	III	28,0	30,0	32,5	33,8
	IV	30,0	31,8	34,2	35,8
Бір тізбектің аспасы бар екі тізбекті болат	I	22,3	23,4	25,4	27,4
	II	24,1	24,1	25,4	27,4
	III	24,6	25,8	27,5	28,0
	IV	26,4	27,5	28,9	29,7
Темір-бетонды бір тізбекті	I	13,0	13,0	14,4	15,1
	II	13,5	13,1	14,4	15,1
	III	14,8	14,2	15,5	15,7
	IV	16,3	15,4	16,4	16,5
Темір-бетонды екі тізбекті	I	20,9	22,2	23,8	26,2
	II	21,2	22,4	23,8	26,2
	III	21,4	24,2	25,5	26,9
	IV	23,2	26,0	26,8	29,4
Бір тізбектің аспасы бар темір-бетонды екі тізбекті	I	17,6	18,3	19,2	20,4
	II	17,9	18,5	19,2	20,4
	III	18,1	19,8	20,4	21,0
	IV	19,7	21,3	21,4	22,3

Кесте В 20 - 220 және 330 кВ әуе желілері құрылысының құны, мың руб/км.

Тіректер	Көктайғак бойынша аудандар	220 кВ			330 кВ		
		Болат-алюминийлі сымдар, қымасы, мм ²					
		220/32	300/39	400/51	2×240/32	2×300/39	2×400/51
Болат бір тізбекті	I-II	21,0	21,6	23,8	37,3	38,5	42,5
	III	22,9	23,1	25,0	39,6	40,8	44,0
	IV	24,5	24,7	26,6	41,4	42,7	45,0
Болат екі тізбекті	I-II	34,4	36,2	41,3	70,4	74,0	80,2
	III	37,8	38,7	42,8	73,8	77,5	82,4
	IV	40,6	41,1	44,5	77,2	81,0	84,0
Бір тізбектің аспасы бар екі тізбекті болат	I-II	28,8	29,5	31,0	55,5	57,0	59,4
	III	31,1	31,4	31,9	59,7	61,2	61,7
	IV	33,1	33,3	33,5	61,7	63,2	65,1
Темір-бетонды бір тізбекті	I-II	16,4	17,3	19,4	33,1	35,0	38,0
	III	17,3	18,2	20,0	34,8	36,8	39,6
	IV	18,9	19,2	21,8	36,6	38,6	40,4
Темір-бетонды екі тізбекті	I-II	27,8	30,0	33,8	-	-	-
	III	30,6	31,2	35,0	-	-	-
	IV	33,2	33,8	39,0	-	-	-
Троссты ағаш	I-II	16,8	17,8	20,6	-	-	-
	III	18,0	18,2	20,8	-	-	-
	IV	18,2	18,6	21,2	-	-	-

Г Қосымшасы

Электрмен жабдықтау сенімділігі факторын есепке алу

Кесте- Г1 - ТВ 10-3 электр желілерінің элементтерін қалпына келтірудің орташа уақыты, жыл/істен шығу .

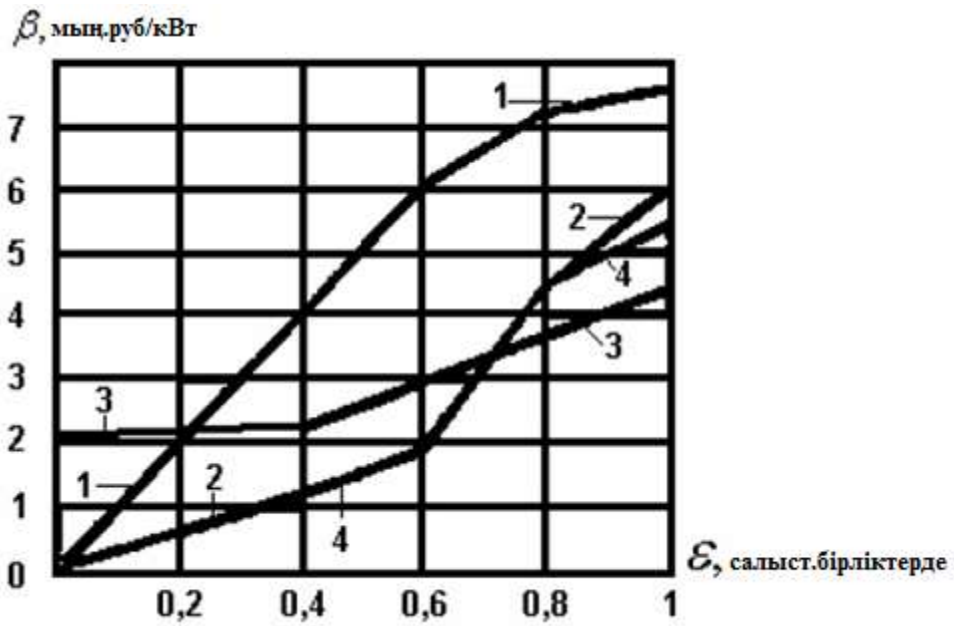
Элемент	Кернеу, кВ				
	500	330	220	110	35
Ауа желілері:					
бір тізбекті	1,7	1,3	1,1	1,0	1,0
екі тізбекті (бір тізбектің істен шығуы)	-	-	0,2	0,4	0,8
екі тізбекті (екі тізбектің істен шығуы)	-	-	4,0	3,0	2,5
Трансформаторлар мен автотрансформаторлары:					
Жүйеде резервтік трансформатор болмаған жағдайда	300	250	80	60	45
Жүйеде резервтік трансформатор болған жағдайда	-	-	25	20	10
Ажыратқыштар	10	7	4,8	2,8	1,3
Бөлгіштер мен қысқа тұйықтағыштар	-	-	0,4	0,4	0,4
Жинақтық шиналар	0,7	0,6	0,4	0,25	0,25

Ескертпе.

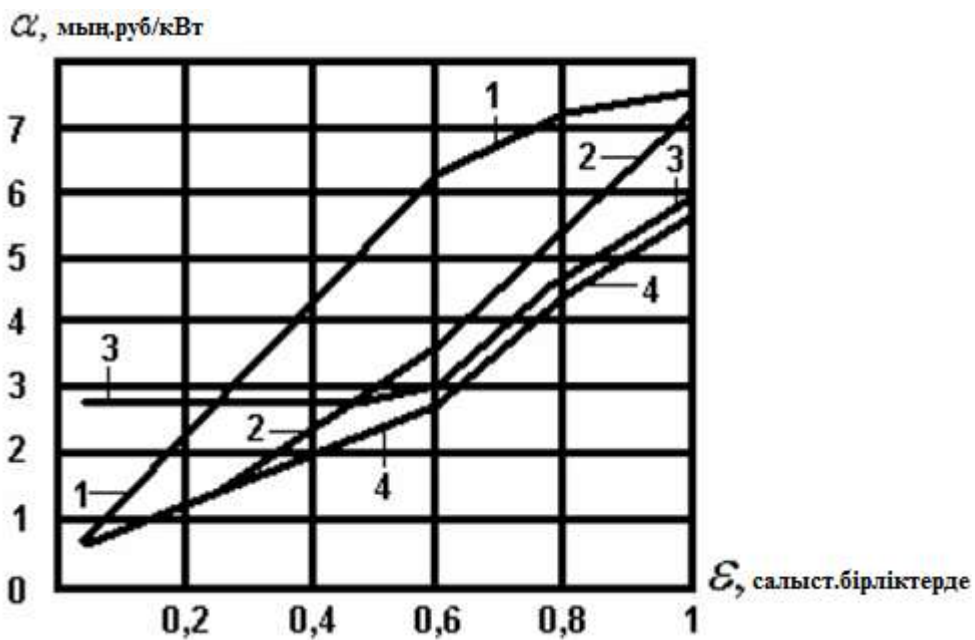
1. Қосалқы станцияда орнатылған резервтік фаза кезінде фазаның (бір фазалы трансформатордың) зақымдануын қалпына келтірудің орташа уақыты $1,1 \cdot 10^{-3}$ жылды құрайды.
2. Айналмалы жүйесі бар схемаларда ажыратқыштардың зақымдануы кезінде электрмен жабдықтауды қалпына келтіру уақыты $0,06 \cdot 10^{-3}$ жыл/істен шығу, ал көпбұрыштар, бір жарым және көпірлік схемаларда $-0,03 \cdot 10^{-3}$ істен шығу.
3. Қосалқы станцияға шығу бригадаларымен қызмет көрсету кезінде РУ-ға ауыстырып қосу жолымен қалпына келтіру уақыты $0,06 \cdot 10^{-3}$ істен шығу.

Кесте Г2 - ӘЖ бір тізбегіне немесе жабдық бірлігіне жоспарлы бос тұрып қалу коэффициенттері $K_n \cdot 10^{-3}$, келтірілген бірліктерде.

Элемент	Кернеу, кВ				
	500	330	220	110	35
Ауа желілері:	12	9	7	5	4
Трансформаторлар мен автотрансформаторлары:	10	9,5	8,5	7,5	6,0
Ауа ажыратқыштары	40	30	20	10	5
Май ажыратқыштары	-	-	8,5	6,5	2
Жинақтық шиналар (бір қосылуға)	0,7	0,6	0,4	0,2	0,2
Бөлгіштер мен қысқа тұйықтағыштар	-	-	1	1	1



Г1 сурет - электржабдықтаудың жоспарлы β шектеулерінен жылдық есептік шығыны (Г4 кестесі бойынша қисықтың нөмірі). 2015 жылдың бағаларына келтіру коэффициенті 127,5 (өлшем бірлігі-теңге).



Г2 сурет-Электрмен жабдықтаудың апаттық шектеулерінен есептік жылдық шығын (Г4 кестесі бойынша қисық нөмірі). 2015 жылдың бағаларына келтіру коэффициенті 127,5 (өлшем бірлігі-теңге)

Кесте Г3 - Топтар бойынша жүктеме құрылымы (Г1, Г2 суреттер үшін).

Жүктеме құрылымы	1	2	3	4
Өнеркәсіп, %	15	70	10	35
Тұрмыс және қызмет көрсету саласы, %	50	25	25	25
Ауыл шаруашылық, %	15	-	55	30
Көлік және құрылыс, %	20	5	10	10

Кесте Г4- өп істен шығу ағынының параметрлері, қарапайым/жыл, электр

Элемент	ω					ω _п				
	Кернеуде, кВ									
	500	330	220	110	35	500	330	220	110	35
Ауа желілері ¹										
бір тізбекті	0,4	0,5	0,6	1,1	1,4	10	12	13	15	9
екі тізбекті (бір тізбектің істен шығуы)	-	-	0,5	0,9	1,1	-	-	-	-	-
екі тізбекті (екі тізбектердің істен шығуы)	-	-	0,1	0,02	0,03	-	-	-	-	-
Трансформаторлар мен автотрансформаторлары ²	0,04	0,04	0,02	0,02	0,01	6	6	6	6	6
Ауа ажыратқыштары ³										
ӘЖ тізбектерінде	0,2	0,2	0,15	0,1	0,08	2	2	2	2	2
басқа тізбектерде	0,08	0,07	0,06	0,05	0,04	2	2	2	2	2
Майлы ажыратқыштар										
ӘЖ тізбектерінде	-	-	0,07	0,03	0,02	-	-	-	2	2
басқа тізбектерде	-	-	0,01	0,01	0,01	-	-	-	2	2
Жинақтық шиналары ⁴	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	1	1	1	1	1
Белгіштер мен қысқа тұйықтағыштар	-	-	0,04	0,02	0,01	-	-	3	3	3

1 ω-100 км, өп-ӘЖ; 2 на бірлік: бір фазалы үшін-фазаға;

3 бірлікке; 4 ω-қосылуға, өп - секцияға.

Ескерту. Шектес тізбектерді ажыратуға әкелетін ажыратқыштардың істен шығуы істен шығулардың жалпы санының 60% құрайды.