ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр станциялары, тораптары және жүйелері.
кафедрасы

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

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА

Тақырыбы: Жуалы 100 МВт "Бадамша" жел электр станциясының 220 кВ тораптарына қосылуы.

мамандығы бойынша

Орындаған Салықбаев Арман ЭСС к 12-1
(аты - жөні) (тобы)

Жетекші Саухимов Я.Я. аға оқытушы, PhD доктары
(аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Кеңесшілер:

Экономикалық бөлім бойынша :
аға оқытушы Тулеңенова С.К.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
«30» 05 2016 ж.
(қолы)

Өмір тіршілігі қауіпсіздігі бойынша:
доцент Аймуратов Ж.С.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
«30» 05 2016 ж.
(қолы)

Мөлшер бақылаушы:
аға оқытушы Соколова Ч.С.
(ғылыми дәрежесі, атағы, аты-жөні)
«08» 06 2016 ж.
(қолы)

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

Алматы, 2016

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Коммерциялық емес акционерлік қоғамы

АЛМАТЫ ЭНЕРГЕТИКА ЖӘНЕ БАЙЛАНЫС УНИВЕРСИТЕТІ

Электр энергетика факультеті
5В071800 - Электр энергетика мамандығы
Электр станциялары, тораптары және жүйелер кафедрасы

жобаны орындауға берілген

ТАПСЫРМА

Студент Салықбаев Ярман Бақытұлы жөн
(аты - жөні)

Жоба тақырыбы Жуатқы 100 МВт "Бадамша" жел электр станциясының 220 кВ тораптарына қосылуы

ректордың « 19 » 10 2015 № ___ бұйрығы бойынша бекітілген.

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі: «___»_____20___ж.

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

1.

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

1. Ақтөбе облысының 500 - 220 кВ тораптарының режимін есептеу және сараптау.
2. Бадамша ЖЭС үшін қондырғыларды таңдау.
3. Ақтөбе облысының 500- 220 кВ торабына Бадамша ЖЭС қосылғаннан кейін режимді есептеу және сараптау.
4. Өмір тіршілігінің қауіпсіздігі бөлімі
5. Экономикалық бөлім

Сызба материалдарының (міндетті түрде дайындалатын сызуларды көрсету) тізімі

Негізгі ұсынылатын әдебиеттер

1. «Основы силовой электроники» Г.С. Зиновьев. Учебник. Москва: Издательство: МГТУ, 2001. Ч. 1-155с.
2. С. Рокотян, Ц.М. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Третье издание, переработанное и дополненное. Москва. Энергоатомиздат, 1991г.
3. Сборник сметных цен на строительные материалы, изделия и конструкций, СН.РК 8.02-04-2012 г. Астана, 2003.
4. Технико-экономические показатели работы электростанций за год отчетных лет (форма 6-тп)

Жоба бойынша бөлімшелерге қатысты белгіленген кеңесшілер

бөлімшелер	кеңесші	мерзімі	қолы
Экономикалық бөлім	Тулеменова С.К.	03.03 - 30.05.16	
Өмір тіршілігінің қауіпсіздігі	Абдикулов Н.С	03.03.16 - 30.05.16	
Технологиялық бөлім	Сапухнин М.А	03.03.16 - 30.05.16	

Диплом жобасын дайындау

КЕСТЕСІ

№ р/с	Тарау аттары, әзірленетін сұрақтардың тізімі	Жетекшіге ұсыну мерзімдері	Ескерту
1	Ақтөбе облысының географиялық сипаттамасы, ауа райы жағдайлары	19.10.2015	
2.	Қолданыстағы тораптың сұлбасының шешімін талдау.		
3.	Жоғары кездері көздегі ақпарат		
4.	Ақтөбе облысының 500-220 кВ тораптарының режимін есептеу	02.02.16.	
5.	Бадамша ЖЭС үшін қондырғыларды таңдау	9.03.16.	
6.	Қосалқы станцияның трансформаторларын таңдау. Кабельдің қимасын таңдау		
7.	Ақтөбе облысының 500-220 кВ торабына Бадамша ЖЭС қосылғаннан кейінгі режимді есептеу және сараптау.	12.04.16	
8	Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімі	30.05.16.	
9.	Экономикалық бөлім	30.05.16.	

Тапсырманың берілген уақыты «19» 10 2015 ж.

Кафедра меңгерушісі _____ _____
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Жоба жетекшісі _____ Л. Сейхимов PhD. ст.преп
(қолы) (аты-жөні, ғылыми дәрежесі, атағы)

Орындалатын тапсырманы қабылдаған студент _____ Салықбаев Ярман
(қолы) (аты -жөні)

Аннотация

В стадии выполнения этого дипломного проекта «подключение к сети 220 кВ, ветренную электро станцию “Бадамша” мощьностью 100 МВт», с программой RASTR выполнен расчет режима для сети 500-220 кВ Актюбинской области. Для строителства ВЭС Бадамша были выбраны оборудования и было рассмотрено схема подключения ВЭС Бадамша к подстанций Кемпирсай. После подключения ВЭС Бадамша к подстанций Кемпирсай, еще раз с программой RASTR был выполнен расчет режима для для сети 500-220 кВ Актюбинской области.

В части Безопастность жизнедеятельности для освещения ВЭС было рассчитано количество прожекторов и выбрано места их установки.

В экономической части было рассчитана капитальные вложения для строительсво ВЭС и для воздушных линии. Выполнен технико-экономическии анализ.

Annotation

At the stage of implementation of the diploma project "connection to the 220 kV network, windy electric station" Badamsha "firepower of 100 MW," a program executed RASTR mode calculation for 500-220 kV network of Aktobe region. For Building windfarm Badamsha were selected equipment and was considered the scheme to connect the windfarm Badamsha Kempirsay substations. After connecting to the WPP Badamsha substations Kempirsay again with RASTR was made to the calculation mode for the network 500-220 kV Aktobe region.

As part of the Safety of life to illuminate the WEC was calculated number of projectors and choose the place of their installation.

The economic part was intended for capital investments stroitelsvo WEC and overhead lines. Spend a feasibility analysis.

Аңдатпа

Бұл «Қуаты 100 МВт “Бадамша” жел электро станциясын 220 кВ торпатарына қосылуы» дипломдық жобасын орындау барысында, Ақтөбе облысының 500-220 кВ торабы үшің RASTR бағдарламасы арқылы режимің есептеу жұмыстары жүргізілді. “Бадамша” ЖЭС салу үшің қоңдырғылар таңдалып, қуаты 100МВт Бадамша ЖЭС Кемпірсай қосалқы станциясына қосу сұлбасы қарастырылды. Бадамша ЖЭС Кемпірсай қосалқы станциясына қосқаннан кейін, Ақтөбе облысының 500-220 кВ торабы үшің RASTR бағдарламасы арқылы қайтадан режим саналды.

Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімінде ЖЭС жарықтаңдыру үшің прожекторлар саны анықталып, оларды орналастыру жері таңдалды.

Экономикалық бөлімде ЖЭС тұрғызу және әуе желісіне кеткен капиталды салымдар ескеріліп, техникалық-экономикалық сараптама жүргізілді.

Мазмұны

Кіріспе 7
1 Негізгі бөлім 8
1.1 Ақтөбе облысының географиялық сипаттамасы 8
1.2 Ақтөбе облысының ауа райы жағдайлары 9
1.3 Қолданыстағы торап сұлбасының күйін талдау 10
1.4 Қорек көздері жөніндегі ақпарат 13
1.5 Бадамша ЖЭС салу үшін тағдалған жерді негіздеу 15
1.6 0-220кВ тораптарының режимін есептеу және сараптау 15
2 Бадамша ЖЭС үшін қондырғыларды таңдау 27
2.1 No rdex N80/2500 жел генераторы 27
2.2 No rdex жел генераторының басқармасы және мұнарасы 28
2.3 Қосалқы станцияның трансформаторларын таңдау 29
2.4 Кабельдің қимасын тандау 30
3 Ақтөбе облысының 500-220кВ торабына Бадамша ЖЭС қосылғаннан кейін режимді есептеу 32
4 Өмір тіршілік қауіпсіздігі 46
4.1 ЖЭС қондырғыларды пайдаланудағы еңбек жағдайын талдау. 46
4.2 ЖЭС прожекторлы жарықтандырылуы. 47
4.3 Трансформаторлардың шуы 55
5 Экономикалық бөлім 57
5.1 Жалпы бөлім 59
5.2 Энергетикалық нысанның техника-экономикалық көрсеткіштерін есептеу 60

5.3 Инвестициялық жоспар 61
Қорытынды 69
Әдебиеттер тізімі 70

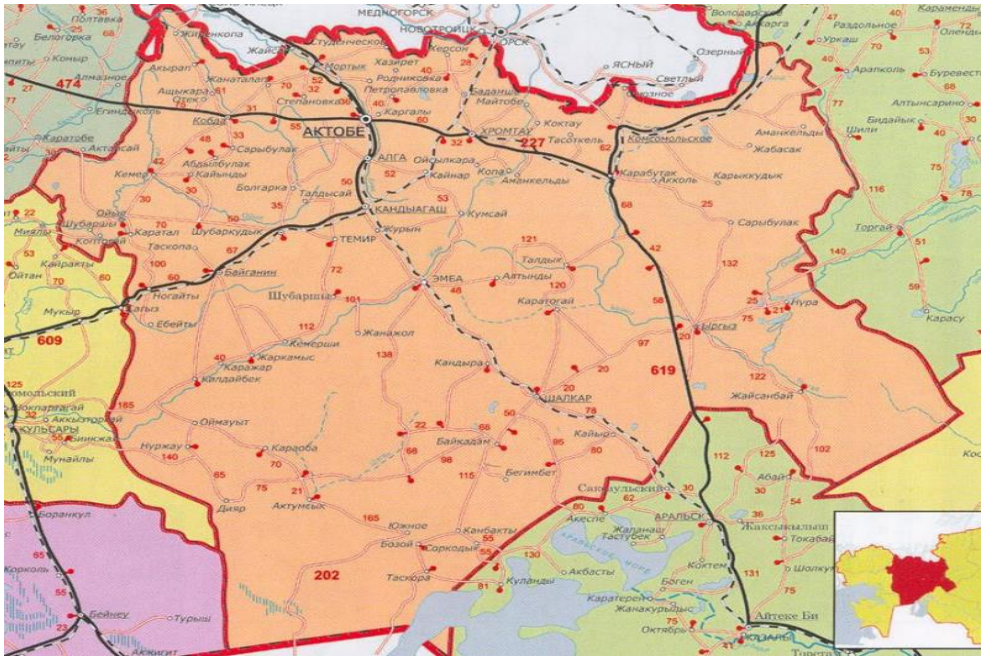
Кіріспе

Индустрия, сауда және жаңа технологиялар министрлігі энергетикалық тиімділікті арттыру мақсатында, ААҚ "Казсельэнергопроект" және ЖШС «Казгидропроект" қатысуымен, ҚР " Энергияны үнемдеу және тиімділігін арттыру " заңын қабылдау үшін, қайта жаңартылатын энергия көздерінң энергетикалық станцияларын құрды. Соңғы жылдары жел және гидроэлектростанцияларында, жоғарыда айтылып кеткен серіктестіктермен бірнеше технико-экономикалық зерртемелер жүргізілген. Айқын жақсы үрленетін аумақтарда желдік потенциал халықаралық үлгілерге сай өлшенген. Табиғи энергия көздерінің бағасының өсуі және қазіргі экономикалық жағдай, болашақта қайта жаңартылатын энергия көздерің пайдалануға әсер етуде. Алдағы уақытта Қазақстан энергетикалық дағдарысты бастан кешіру мүмкін. Қазақстан Республикасы жел энергиясың пайдаланудағы техникалық мүмкіндікке ие, шамамен сағатына 1820 млрд.кВт шығаруына болжам жасалған. Бұл көрсеткіш шамамен табиғи заттектен өңдіретің электр энергиясының көлемінен 1,4 есе көп. Қазіргі кезде ҚР Парламент Мәжілісі климаттың өзгеру протоколы және Киото конвенциясының ратификациясың қабылдады, бұл шешім "Об энергосбережении и повышении энергоэффективности" занның қабылдануын тездетті. Қайта жаңартылатын энергия көздерінің негізгі артықшылығы ол: олардың экологиялық тазалығы және қайта жаңартылтындығы. Дәстүрлі емес энергия көздерінің басқа мемлекеттерде дамуына жоғарыда көрсетілген салдары, және олардың жақын арадағы 10-15 жылдағы оптимистік болжамы себеп болды. Бастапқы кезеңде (2030 жылға дейін) жалпы қуаты сағатына 1 млн.кВт дейін, Қазақстанның 45 ауданында ЖЭС жобалау ұсынылған. Жұмыстың мақсаты, қуаты 100 мВт Бадамша ЖЭС салу, және оны Кемпірсай қосалқы станциясына қосып, бұл жобаны жүзеге асыру үшін технико-экономикалық шығынды есептеу. Бұл жұмыста ЖЭС салудың қажеттілігі, қуат және электр энергиясының балансының болжамын жасап, қосалқы станцияның қондырғыларын таңдап оған кеткен шығынды есептеу қажет.

1 Негізгі бөлім

1.1 Ақтөбе облысының географиялық сипаттамасы

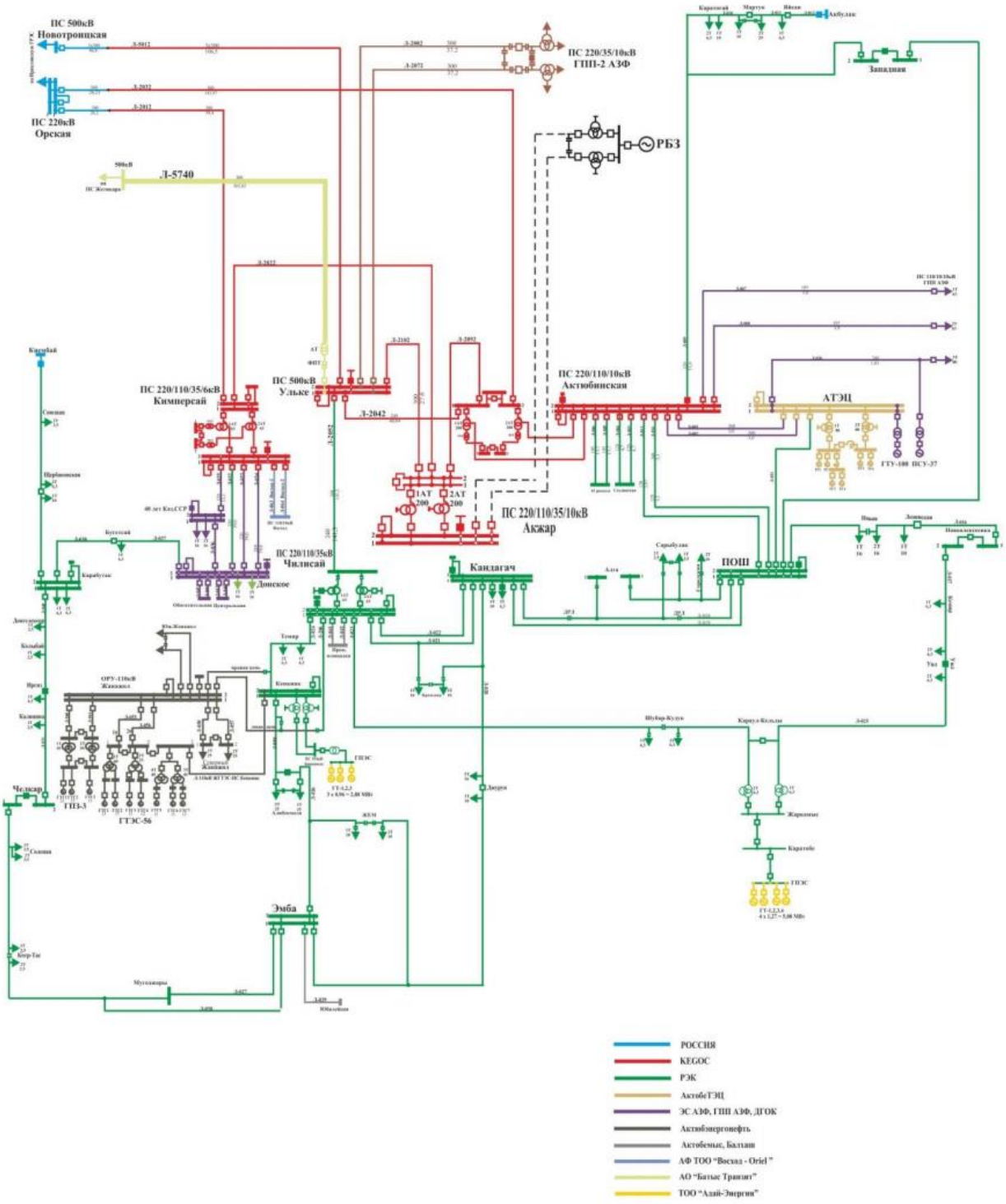
Жер беті - жазық, аумақтың көпшілік бөлігі - төмпешікті жазық. Солтүстігінде Орал тауларының оңтүстік тарамдары орналасқан. Орташа бөлігінде Муғалжар тауы созылып жатыр. (657 миллиметр) Батыс бөлігінде Орал тауының үстірті орналасқан, оңтүстік-батыс бөлігі Каспий маңындағы ойпатқа ауысады. Оңтүстік-шығыс аумағын төмпешікті құмды алаптар алып жатыр. Олар: Арал жанындағы Қарақұм, Үлкен борсық және кіші Борсық. Солтүстік шығысында Торғай үстірті орналасқан. Облыстың солтүстігінде орманды дала, көлемді бетегелі және жусанды далалық кеңістіктер, сонымен бірге оңтүстікте шөл және жартылай шөлейттер бар. Бұл жерлерде осындай аймаққа тиісті өсімдіктер өсуде: жапырақты және қайыңды тоғайлардан, бұталы және сексеуілді өсімдіктерге дейін. Облыстың солтүстік батыс бөлігі сортан дақтарымен қара талшынды топырағы бар бетегелі - бозды бетегелі және жусанды дәнді дала. Орталық және солтүстік-шығыс бөлігінің ашық - талшынды және сұр топырақ жері астық тұқымды шөл даламен қапталған. Оңтүстігінде жусанды сортаңды шөлдер және қоңыр сортаңды топырақты алаптар және құмды шөлдер орналасқан. Біздің қарастырып жатқан аймағымыз Ақтөбе облысында, Қазақстанның солтүстік-батыс аймағында орналасқан. Аймақ картасы 1.2 суретінде көрсетілген. Бұл облыс батысында Атырау, Батыс Қазақстан және Манғыстау облыстарымен, солтүстігінде Ресей Федерациясының Орынбор облысымен, шығысында Қостанай, Қарағанды және Қызылорда облыстарымен, оңтүстігінде Өзбекстан мемлекетінін Каракалпакстан автономды Республикасымен шектеседі.



1.1 сурет – Ақтөбе облысының картасы

1.2 Ақтөбе облысының ауа райы жағдайлары

Ақтөбе облысының шекарасы еңдік бойлықта созылып жатқан үш климат аймақтарында орналасқан. Облыстың солтүстік бір бөлігі далалық климаттық аймақта жатады, 50° еңдіктен төмен – жартылай шөлейтті аймақ, оңтүстікте Арал теңізінің жағалауына дейін шөл далаға ауысады. Облыстың климаты тым континенттік. Қысы суық, жазы ыстық әрі құрғақ. Қаңтар айының орташа температурасы –15 — 20 °С, кейде —35 °С-қа дейін төмендейді, шілде айындағы температура 21 — 25 °С, кейде 35 °С-қа дейін көтеріледі. Қоршаған ортаның атмосферасының ластануы – 2-категория; Қоршаған ортаның есепті температурасы: минималды - 40 0С; максималды + 40 0С; орташажылдық + 50С; Көкмұздақ кезіндегі температура + 4 °С; Желдің жылдамдығы – 40 м/сек; Ағындық (напор) жылдамдық – 64 кг/м2; Қар жамылғысының қалыңдығы – 22 см; Тұздану пайызы – 20-,5: 3,2 %; Жылдағы көкмұздық күндердің саны – 10-15 күн; Жылдағы найзағайлы күндердің орташа ұзақтығы – 38 сағат; Жыл бойына екпінді желдер (кейде 15 — 20 м/с-қа дейін) болып тұрады. Далалық аймақтағы атмосфералық жауын-шашындардың жылдық орташа көрсеткіші 240-400 мм, ал шөлді және жартылай шөлейтті аймақтарда 150-250 мм, барлық аумақтағы жауын шашынның зор процент үлесі жылдың жылы периодына келеді. Облыстың әбден суық аудандары шығыста орналасқан, Мұғалжар тауының әсерінен және оңтүстіктен Орта Азия жылуының келуінің арқасында батыс аймақтары жылы болып келеді. Ақтөбе облысының барлық аймақтарында қыстың қаңтар айы әдеттегідей ең салқын ай болып келеді. Қазақстанда желдің басымды бейнеленген бағыты жоқ, бұл Ақтөбе облысына да қатысты. Қыс мезгілінде, Мұғалжар тауының батысында бірнеше көтерілген қайталанғыштықпен шығыс румбылары ерекшеленеді, ал таудың шығысында оңтүстік румбылар ерекшеленеді. Жаз мезгілінде Ақтөбе облысында жел бағыты өзгереді, облыстың батыс аймақтарында жел бағыты солтүстікке, ал шығыс аймақтарында солтүстік-батысқа бағытталады.



1.2 сурет – Ақтөбе энергорегионы

1.3 Қолданыстағы тораптың сұлбасының күйін талдау

ТОО «Энергосистема» электр тораптарында негізгі фондтың моральды және физикалық тозушы мәселесі сақталып тұр, бұл электрэнергиясының

шығынының көбеюіне және өндірістің төмендеуіне әкеліп соғады. Қазіргі уақытта облыста қолданыстағы барлық кернеудегі электр тасымалдау желілерінің ұзындығы 15090 км. Олардың ішінде кернеуі 220 кВ әуе электр тасымалдау желісі-281км, 110 кВ— 2653 км, 35 кВ — 3607 км и 10 кВ — 5103 км, 0,38 кВ — 3446 км. Соның ішінде кернеуі 35…220 кВ 167 трансформаторлық қосалқы станция колданыста, олардың жиынтығы бізге тұрақты 1303 МВА қуат береді. Электржелілік объектілер жақында салынған, 15-20 жыл бұрын, және олар жақсы күйде. Электр жеткізу желісінің техникалық күйі пайдалану ұзақтығымен, олардың конструктивті ерекшеліктерімен (бағана және тірек материалы) анықталады, және тірек бағаналары, траверс, аспалы арматура, ажыратқыш, сым, арқан, жерге қосатын құрылғылардың зақымдалуына байланысты. Сыртқы әсердің жобамен анықталған желдің жылдамдық ағыны, көк тайғақ қалдығы, атмосфераның ластануы, топырақтың ауырлығы бойынша есептік пайдалану жағдайының асып кетуі бұл элементтердің зақымдалуына алып келеді. Әуе желісінің көптеген бөлігі құрылыс кезінде белсенді болған көктайғақтың және желдің, есептік климаттық шарттарың ескеріп жобаланған және салынған. Олар желді және көктайғақты болжау станциясының бақылап, мәлімет жинауының есебінен соңғы 30 жылдың ішінде едәуір өсті. Соңғы 5…10 жылдың ішінде электр тасымалдау желісінің қатерлі зақымдану факторы, желі және сымдардың бөлек элементтерің ұрлау болып келеді. Қосалқы станциядағы көптеген трансформаторлар жүктелмеген, ол трансформатордағы жүктемелік шығынның биік емес деңгейін анықтайды және сәйкесінше тұрақты шығынның жеткілікті деңгейін анықтайды (бос жүріс шығыны). Қолданыстағы екі трансформаторлы қосалқы станцияда, әдеттегідей 1 трансформатор ошірулі. Қолданыстағы қызметте меншікті инвестициялық ресурстардың және айналымдағы каражатты өтеу көздеріндегі қажеттілік жеткіліксіз екені әбден білінеді. . ТОО «Энергосистема» фондтарды қайта жанарту қоры шындығында жоғалтылған, негізгі өндірістік қор тапжылмай құнсызданууда.

1.4 Қорек көздері жөніндегі ақпарат

ТОО «Энергосистема» энерготораптары Қазақстанның солтүстік – батыс энергетикалық жүйесінің аймағына кіреді, ұлттық электроэнергетикалық желіге жататын Қазақстан Республикасының басқа да энерготораптарымен, электр тасымалдау желілерімен байланысқан. ТОО «Энергосистема» энерготораптарының қуаты және электрэнергиясының қазіргі нарығы Ақтөбе облысында электр энергиясын алу есебінен қалыптасқан. Қарастырылып отырған ауданда Новотроицктың 500кВ ауа желісімен қоректенетін, Өлке қосалқы станциясының шиналары қорек көзі болып табылады. Бұл жобада қорек көзі болып Өлке қосалқы станциясының шиналары қызмет етеді.

1.2 кесте – 2015 жылдың 1 қаңтар айына сәйкес Ақтөбе облысында келесідей қожалық саны тіркелген

Атауы	Саны
Мемлекеттік қожалықтардың барлық түрлері	1
Серіктестік	224
Акционерлік қоғам	5
Өңеркәсіптік кооперативтер	71
Өзге құрылымдар	48
Ауыл шаруашылығы	5329
Тұрғындар шаруашылығы	87022

ЖШС «Энергосистема» электрлік жүктемесінің деңгейі.

Тұтынушылардың электр энергиясын келешекте тұтынуы, ЖШС «Энергосистема» энергобалансының шығын бөлігінің құрылымының тұтынушылар категориясына сәйкес анықталынған. Нарықтық шарттарда электр энергиясы-на сұраныс үш басты факторлармен анықталады, - экономиканың дамуы, - энергияны қолданудың тиімділігі, - энергия тасымалдаушының баға серпіні-мен. Сондықтан 2012 – 2015 жылдың электрэнергиясына сұраныс жұмыстары-ның есептері аумақтың социалды -экономикалық дамуының болжамадарың ескеріп орындалған.

1.3 Кесте – Электроэнергияның жетіспеушілігінің сапатамасы

№		2014 дерек	2015 дерек	2017 болжам
1	2	3	4	5
1	Өзіндік қорек көздерінің қуат қоры, МВт	409	429,45	429
2	Максималды тұтыну, МВт	591	651	733

1.3 Кесте – жалғасы

1	2	3	4	5
3	Қуаттың жетуспеушілігі, МВт	182	221,55	304

Жоғарыдағы кестеге назар аударсақ 2017 жылы, электэнергияның тапшылығы 304МВт болады.

Дипломдық жобаның тапсырмасы.

Техникалық және экономикалық жағдайдан қарағанда, далалы және желі көп Қазақстанға жел энергетика нарығын дамытқан өте тиімді. Әлемдік сараптама бойынша , экономиканың тұрақты дамуы үшің қуат генерациясының 18-20 % қоры болуы қажет. ЖЭҚ дамыту барысы ҚР басталды. 2012 жылы қабылданған «Жаңартылатын энергия көздерін пайдалануды қолдау туралы» заң Бұл бағыттағы басты қадам болды. Бұл құжат ЖЭҚ мемлекеттің қолдауына алып келді.

Бұл дипломдық жұмыста Бадамша ЖЭС Кемпірсай қосалқы станциясына қосу жұмысы жүргізілді.

Дипломадық жобаның басты мақсаттары:

Бадамша ЖЭС салу және оңы Кемпірсай қосалқы станциясына қосу;

Ақтөбе МЭТ қуат балансың шығару;

Бадамша ЖЭС қосалқы станциясы үшін электр қондырғалын таңдау.

ЖЭҚ Бадамша станциясына қосу жұмысың жүргізу.

Бадамша станциясын Кемпісрай қосалқы станциясына қосу сұлбасын сызу.

Бадамша ЖЭС Кемпірсай қосалқы станциясына қосу жұмыстары біткен соң, Ақтөбе МЭТ қуат балансың қайта шығару.

Дипломдық жобаның өмір тіршілік қауіпсіздік бөлімі.

Дипломдық жобаның экономикалық бөлімі.

Есептік сценарий. RastrWin3 бағдарламасында сұлба сызылады. Қалыпты, максималды және минималды режим кезінде қуат балансы есептелінді. Апаттан кейінгі режим келесі әрекеттен тұрады:

- «Актюбинская» – «Орск» қосалқы станцияларының арасындағы желіні үзген кезде;

Бадамша ЖЭС Кемпірсай қосалқы станциясына қосқаннаң кейін RastrWin3 бағдарламасымен тағы да қалыпты, максималды және минималды режим кезінде қуат, қуат балансы есептелінді.

Апаттан кейінгі режим келесі әрекеттен тұрады:

- «Актюбинская» – «Орск» қосалқы станцияларының арасындағы желіні үзген кезде;

- Бадамша ЖЭС бір трансформаторың өшірген кезде.

1.5 Бадамша ЖЭС салудағы таңдалған жерді негіздеу

ЖЭС және СЭС салудағы жоғары капитал сыйымдылығың, гидро және жел энергетикасының жобаланатын ауқымының потенциалын ескеру қажет. Экономикалық және ұйымдастырушылық жоба кезінде, есептен жаңылыс (просчет) жібермеу қажет. ЖЭС үлкен жобаларың іске асыру кезіндегі басты шарт, жел энертикасының потенциалын өлшеу және халықаралық стандарттардың орындалуы. ЖЭС салуға, жердің алдын ала таңдалуын ААҚ «Казсельэнергопроект» жүргізген. Ол үшін әуежайларда, метеорологиялық станцияларда, және электр тораптарының өңеркәсіптерінде жел потенциалы жөніңде алынған ақпараттар қолданылған.

Соңғы жылдары арнайы орталықтармен, ГЭС және ЖЭС техникалық – экономикалық негіздеу бірнеше зерттеу жұмыстары жүргізілген. Нақты жобалар жасалып, кейбір жел алаңдарында халықаралық стандарттар бойынша жел потенциалының өлшемі жүргізілген.

1.6 500-220кВ тораптарының режимін есептеу және сараптау

Жобада нормальды (максималды және минималды) және ең ауыр апаттан кеиінгі режим есептелген. Желіні есептеу үшін жүктеменің қуаттары пайдаланды. Қарастырылып отырған желінің режимдерін есептеу RASTR бағдарласымен жүргізіледі. RASTR, ПЭВМ IBM PC және осылармен үйлесімді электрлік жүйелерді талдау және есептеу үшін арналған кешенді бағдарлама. RASTR режимді ауырлату, эквиваленттендіруді есеп жүргізуге мүмкіндік береді, бастапқы мағлұматтарды түзетуге және экрандық енгізу мүмкіндігімен қамтамасыз етеді, түйіндерді және схема тармақтарың тез сөңдіруге, желіні аудандастыру мүмкіндігіне ие, сонымен қатар сұлбаның графикалық көрсетілімі немесе оның басқа да фрагменттерің әр түрлі есептік және бастапқы мәндерімен көрсету қарастырылған. RASTR бағдарламасының техникалық сипаттамасы бойынша, есептелінетін тапсырмалардың көлемі шектеусіз болып келеді. Оперативтік жадты қармау сызбаның көлемімен анықталады. Жадтың есептелуі кеңейтілген жадты пайдаланатын резидент бағдарламалары қондырылмаған жағдайда жорамалда алынған. Сонымен қатар келешекте 2016 жылға дейін жүктеменің көбеюі күтіледі. Режимнің максималды, минималды және апаттан кейінгі жүктемелерінің электрлік есептелуі RASTR бағдармаласымен жүргізілген. Есептелудің нәтежиелері төменгі кестелерде көрсетілген. Алынған нәтежиелерге талдау жасалғаннан кейін, біздің қарастырып отырған желіміз, желінің орнықтылық және сенімділік талаптарына сәйкес келетіні көрініп тұр. Оған дәлел ретінде түйіндердегі кернеудің ауытқуы электрэнергияның сапасының талаптарына сәйкес келеді.

Ақтөбе облысының 500 - 220 кВ торабы үшін нормалды режимді есептеу.

Rastr-D:\Users\Студент\Рабочий стол\Арман РАСТР реактор.rg2 <режим.rg2> - [Узлы]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_cx	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			Ген	1	Ульке 500	500			220	200		-100	500	-1000	1000				500	-11.8	
2			Нагр	2	Новотроицкая	220			29.6	22			220						227.72	-10.24	
3			Нагр	3	Орск	220							220						227.52	-10.3	
4			Нагр	4	Ир.ГРЭС 500	500					110	85	500						538.87	-6.44	
5			Нагр	5	Жетикара	500			110	80			500						527.22	-5.65	
6			База	6	Сокол	500					432.8	-356.6	500						500		
7			Нагр	7	Кемпирсай	220			40.8	30.6			220						223.01	-11.73	
8			Нагр	8	Актюбинская	220			75	53			220						220.59	-12.11	
9			Нагр	9	Ульке 220	220							220						220.76	-12	
10			Нагр	10	Ир.ГРЭС 220	220							220						235.65	-7.14	
11			Нагр	11	Акжар	220			55	33			220						220.58	-12.19	

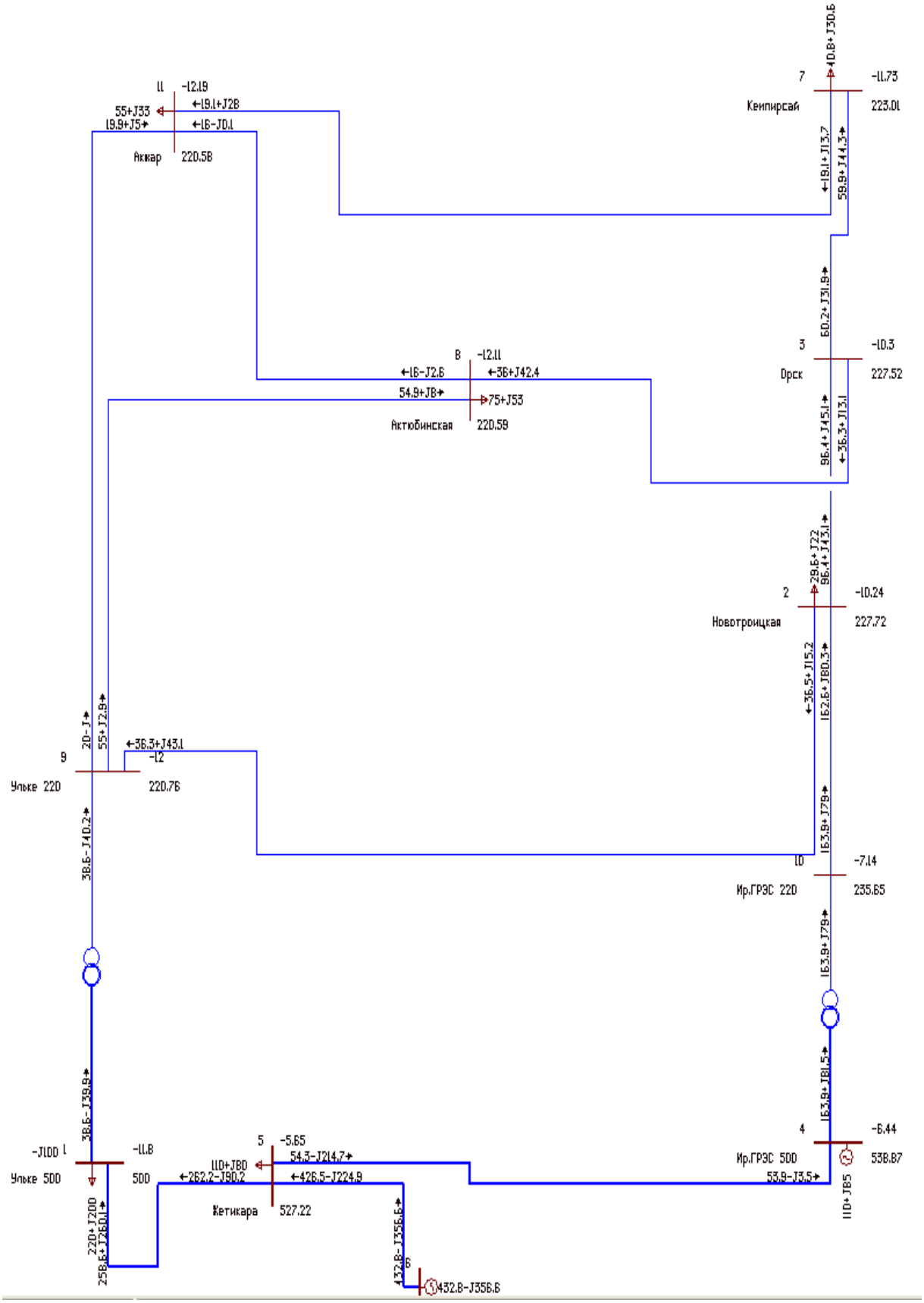
1.1 сурет – Түйіндер бойынша мәліметтер

Rastr-D:\Users\Студент\Рабочий стол\Арман РАСТР реактор.rg2 <режим.rg2> - [Ветви]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

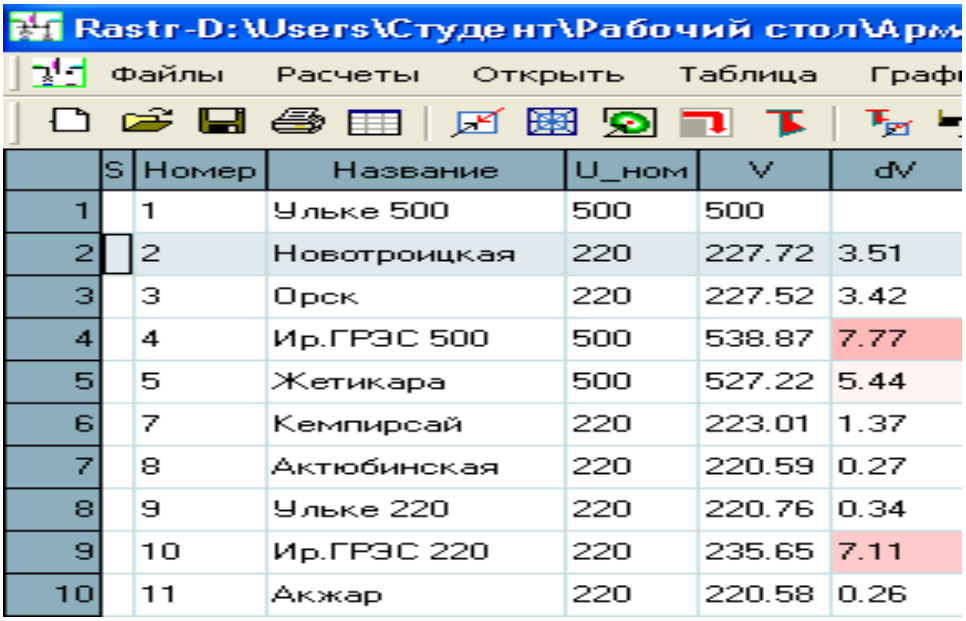
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Гру	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			Тр-р	1	9			Ульке 500 - Ульке 2	0.24	21.7		0.44	-39	40	
2			ЛЭП	9	2			Ульке 220 - Новотро	5.09	46.43	-594.7		36	43	
3			Тр-р	4	10			Ир.ГРЭС 500 - Ир.ГР	0.24	21.7		0.44	-164	-82	
4			ЛЭП	2	10			Новотроицкая - Ир.Г	2.06	18.78	-240		163	80	
5			ЛЭП	4	5			Ир.ГРЭС 500 - Жети	6.46	58.9	-754.3		54	-3	
6			ЛЭП	5	6			Жетикара - Сокол	6.15	56.2	-719		426	-225	
7			ЛЭП	9	8			Ульке 220 - Актюби	0.49	1.77	-106.2		-55	-3	
8			ЛЭП	8	3			Актюбинская - Орск	5.4	48	-623		36	42	
9			ЛЭП	3	7			Орск - Кемпирсай	2.48	22.63	-289		-60	-32	
10			ЛЭП	8	11			Актюбинская - Акжа	0.45	4.11	-52.6		-16	3	
11			ЛЭП	11	7			Акжар - Кемпирсай	2.56	23.39	-299		19	28	
12			ЛЭП	9	11			Ульке 220 - Акжар	0.9	8.18	-104.8		-20	0	
13			ЛЭП	1	5			Ульке 500 - Жетика	12.43	113	-1452		259	260	
14			ЛЭП	2	3			Новотроицкая - Орс	0.18	0.65	-40		-96	-43	

1.2 сурет – Тарамдар бойынша мәліметтер



1.3 сурет – Қалыпты режим кезіндегі, Ақтөбе облысының 500 - 220 кВ торабының қуат ағыны.

Қалыпты режим кезіндегі кернеудің ауытқуы төмендегі суретте көрсетілген.

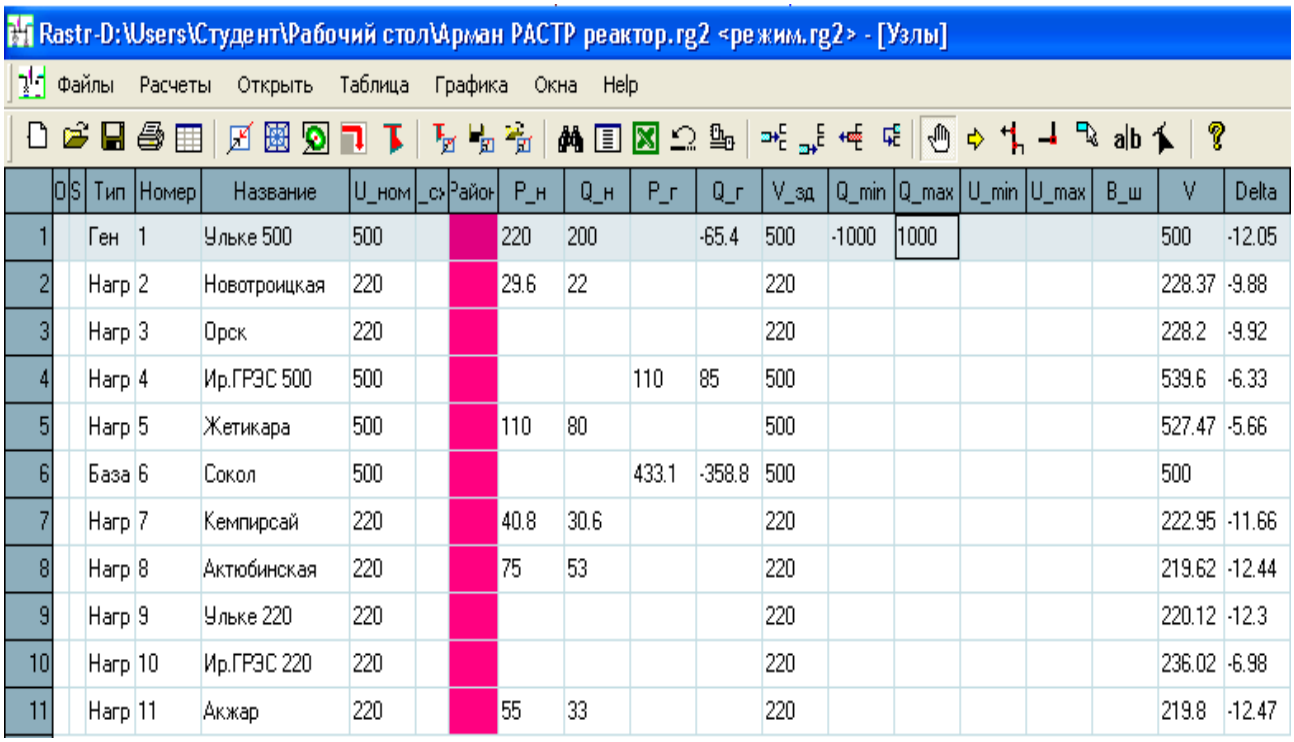


	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		1	Ульке 500	500	500	
2		2	Новотроицкая	220	227.72	3.51
3		3	Орск	220	227.52	3.42
4		4	Ир.ГРЭС 500	500	538.87	7.77
5		5	Жетикара	500	527.22	5.44
6		7	Кемпирсай	220	223.01	1.37
7		8	Актюбинская	220	220.59	0.27
8		9	Ульке 220	220	220.76	0.34
9		10	Ир.ГРЭС 220	220	235.65	7.11
10		11	Акжар	220	220.58	0.26

1.4 сурет – Қалыпты режимдегі кернеу ауытқуы

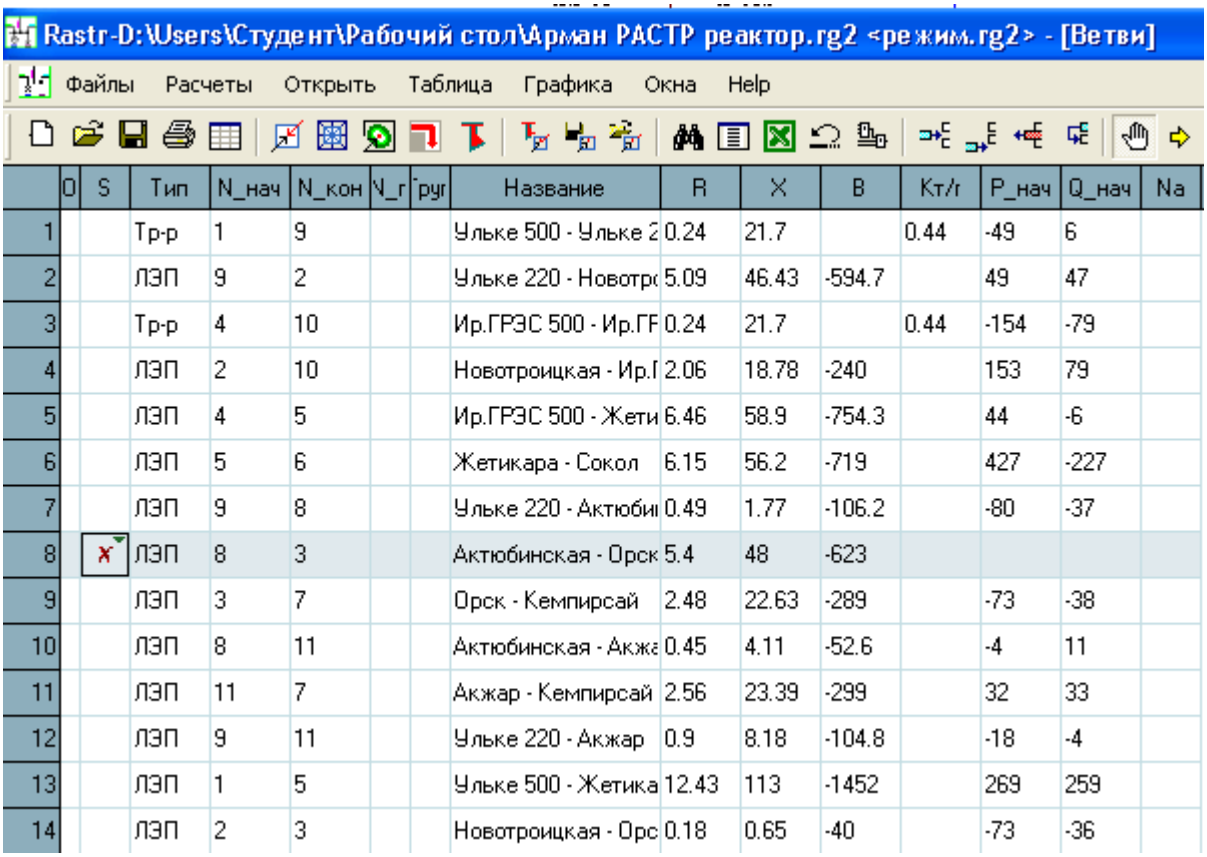
Қорытынды: Қалыпты режим кезінде, барлық параметрлер қалыпты жағдайда. Кернеудің ауытқуы ±10 % аспайды.

Апаттан кейінгі режимді есептеу үшін біз «Актюбинская» – «Орск» қосалқы станцияларының арасындағы желіні үздік.



	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			Ген	1	Ульке 500	500			220	200		-65.4	500	-1000	1000				500	-12.05
2			Нагр	2	Новотроицкая	220			29.6	22			220						228.37	-9.88
3			Нагр	3	Орск	220							220						228.2	-9.92
4			Нагр	4	Ир.ГРЭС 500	500					110	85	500						539.6	-6.33
5			Нагр	5	Жетикара	500			110	80			500						527.47	-5.66
6			База	6	Сокол	500					433.1	-358.8	500						500	
7			Нагр	7	Кемпирсай	220			40.8	30.6			220						222.95	-11.66
8			Нагр	8	Актюбинская	220			75	53			220						219.62	-12.44
9			Нагр	9	Ульке 220	220							220						220.12	-12.3
10			Нагр	10	Ир.ГРЭС 220	220							220						236.02	-6.98
11			Нагр	11	Акжар	220			55	33			220						219.8	-12.47

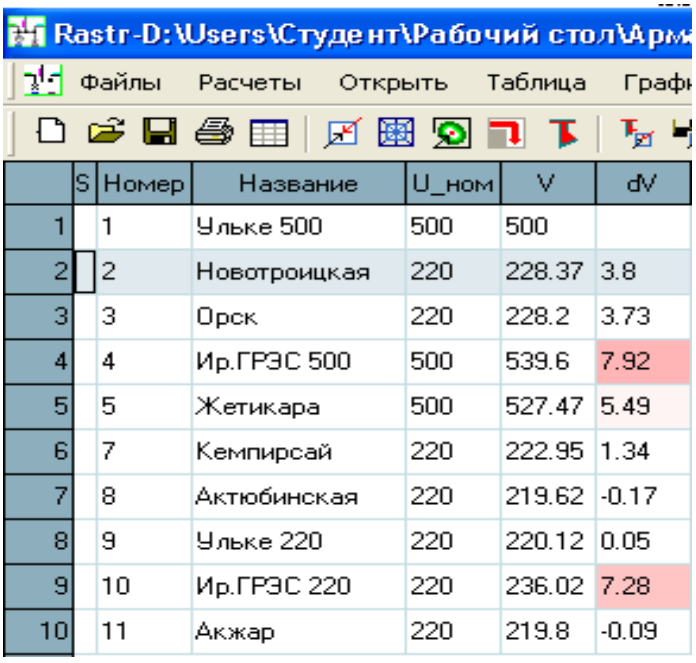
1.5 сурет – Түйіндер бойынша мәліметтер



	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			Тр-р	1	9			Ульке 500 - Ульке 2	0.24	21.7		0.44	-49	6	
2			ЛЭП	9	2			Ульке 220 - Новотро	5.09	46.43	-594.7		49	47	
3			Тр-р	4	10			Ир.ГРЭС 500 - Ир.ГР	0.24	21.7		0.44	-154	-79	
4			ЛЭП	2	10			Новотроицкая - Ир.Г	2.06	18.78	-240		153	79	
5			ЛЭП	4	5			Ир.ГРЭС 500 - Жети	6.46	58.9	-754.3		44	-6	
6			ЛЭП	5	6			Жетикара - Сокол	6.15	56.2	-719		427	-227	
7			ЛЭП	9	8			Ульке 220 - Актюби	0.49	1.77	-106.2		-80	-37	
8		x	ЛЭП	8	3			Актюбинская - Орск	5.4	48	-623				
9			ЛЭП	3	7			Орск - Кемпирсай	2.48	22.63	-289		-73	-38	
10			ЛЭП	8	11			Актюбинская - Акжа	0.45	4.11	-52.6		-4	11	
11			ЛЭП	11	7			Акжар - Кемпирсай	2.56	23.39	-299		32	33	
12			ЛЭП	9	11			Ульке 220 - Акжар	0.9	8.18	-104.8		-18	-4	
13			ЛЭП	1	5			Ульке 500 - Жетика	12.43	113	-1452		269	259	
14			ЛЭП	2	3			Новотроицкая - Орс	0.18	0.65	-40		-73	-36	

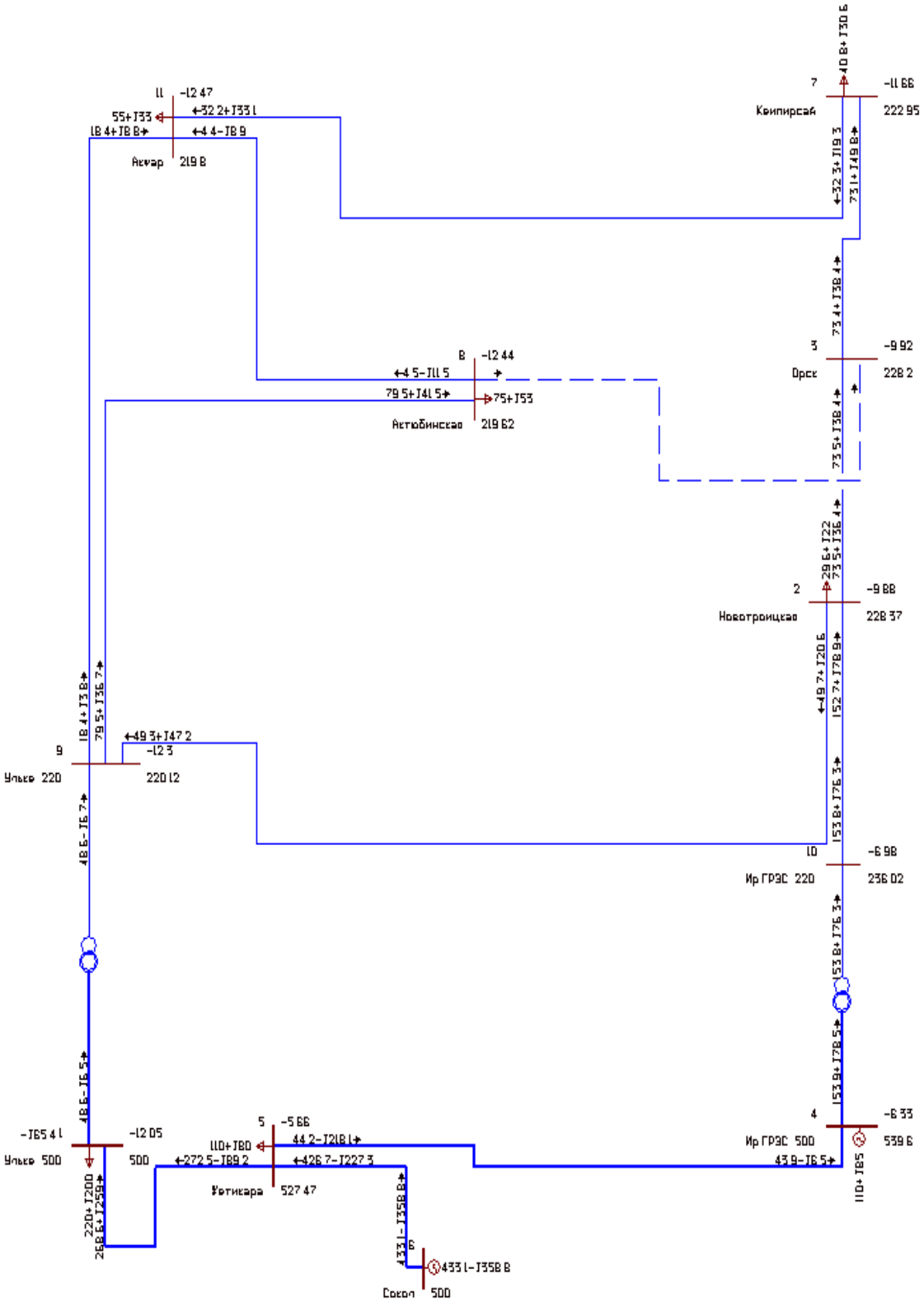
1.6 сурет – Тарамдар бойынша мәліметтер

Апаттан кейінгі режим кезіндегі кернеудің ауытқуы төменде суретте көрсетілген.



	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		1	Ульке 500	500	500	
2		2	Новотроицкая	220	228.37	3.8
3		3	Орск	220	228.2	3.73
4		4	Ир.ГРЭС 500	500	539.6	7.92
5		5	Жетикара	500	527.47	5.49
6		7	Кемпирсай	220	222.95	1.34
7		8	Актюбинская	220	219.62	-0.17
8		9	Ульке 220	220	220.12	0.05
9		10	Ир.ГРЭС 220	220	236.02	7.28
10		11	Акжар	220	219.8	-0.09

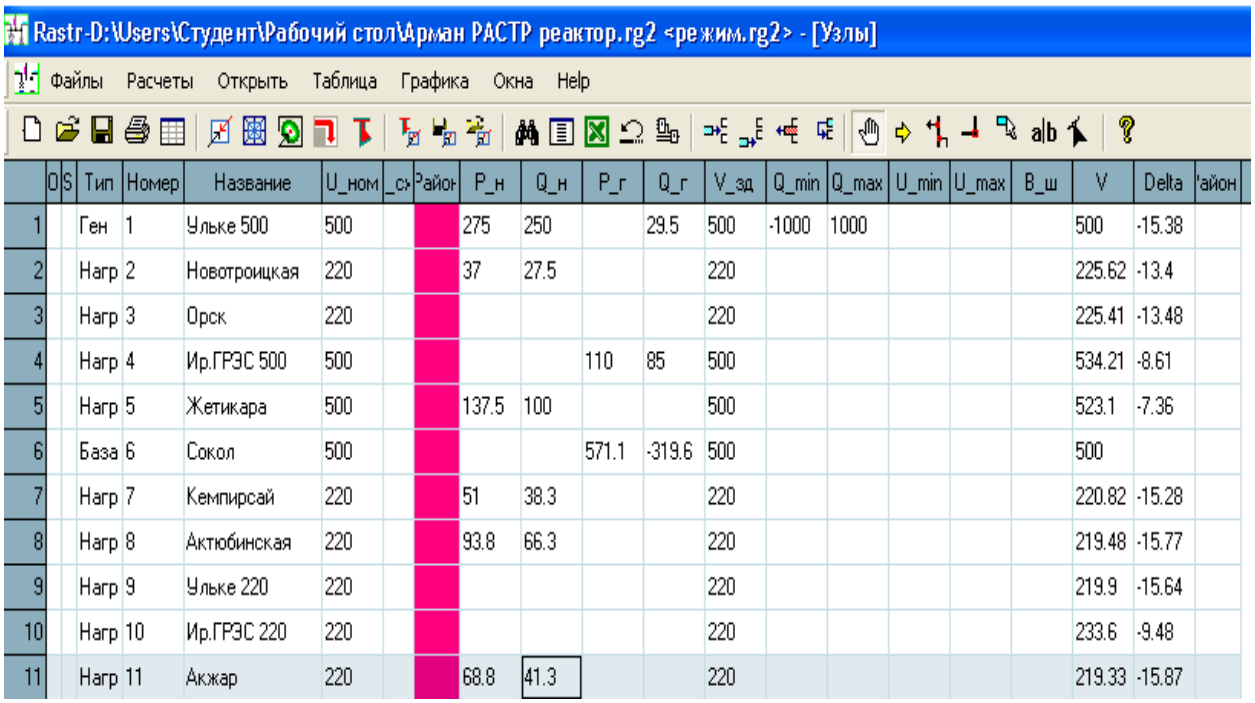
1.7 сурет – Апатан кейінгі режимдегі кернеу ауытқуы



1.8 сурет – «Актюбинская» – «Орск» қосалқы станцияларының арасындағы желіні үзілген кезіндегі торабының қуат ағыны.

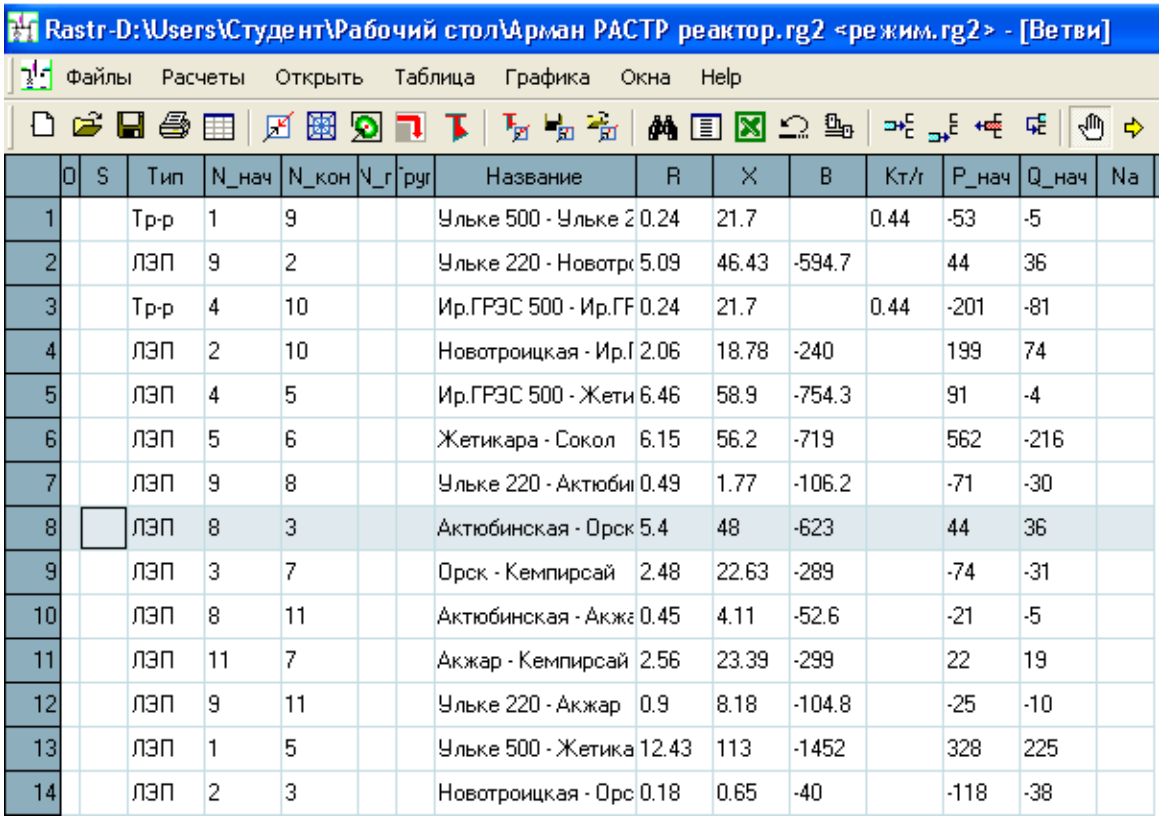
Ақтөбе облысының 500 - 220 кВ торабы үшін максималды режимді есептеу.

Максималды режимді есептеу үшін біз жүктемені 25% арттырдық.



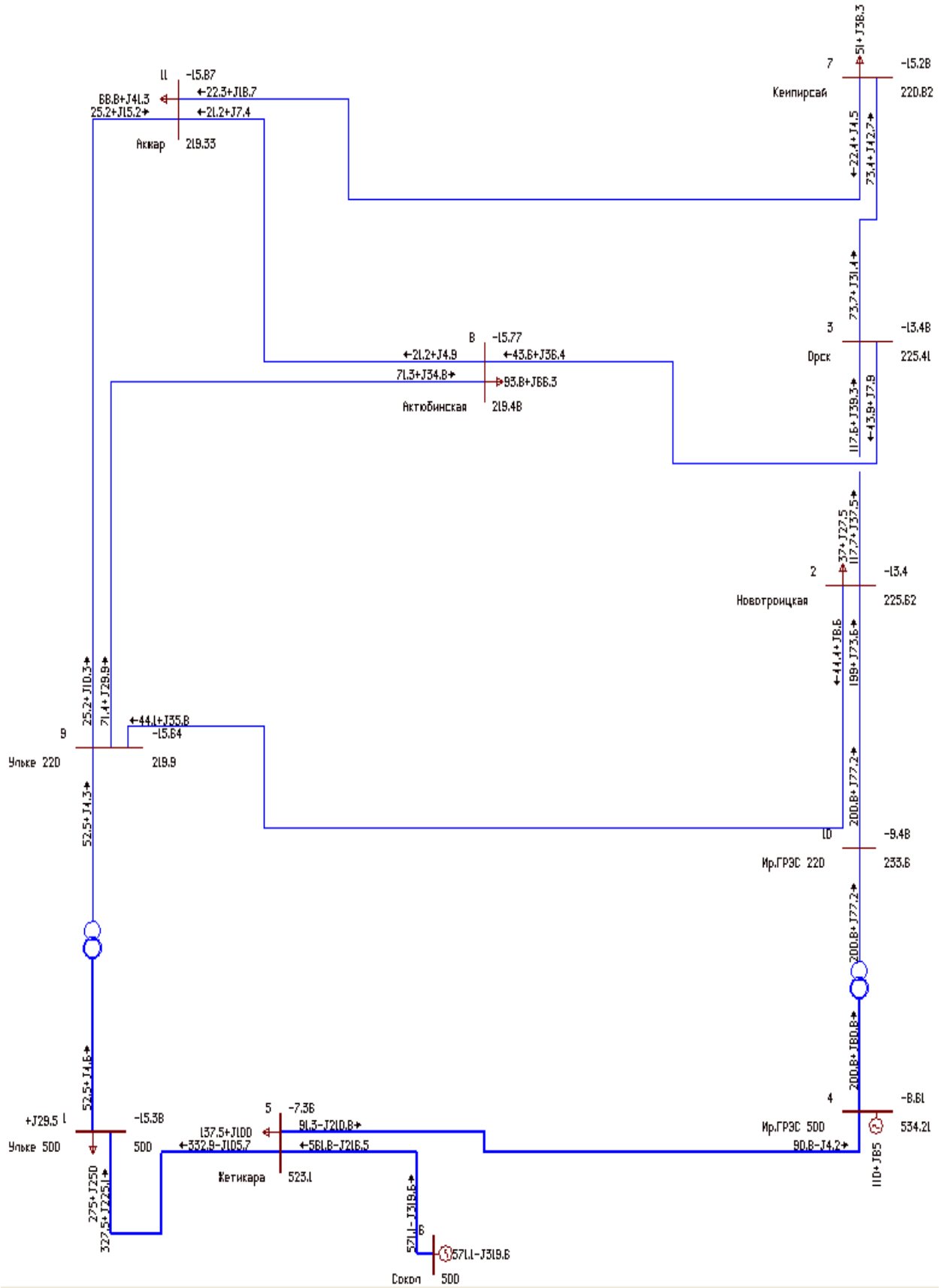
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_cx	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			Ген	1	Ульке 500	500			275	250		29.5	500	-1000	1000				500	-15.38	
2			Нагр	2	Новотроицкая	220			37	27.5			220						225.62	-13.4	
3			Нагр	3	Орск	220							220						225.41	-13.48	
4			Нагр	4	Ир.ГРЭС 500	500					110	85	500						534.21	-8.61	
5			Нагр	5	Жетикара	500			137.5	100			500						523.1	-7.36	
6			База	6	Сокол	500					571.1	-319.6	500						500		
7			Нагр	7	Кемпирсай	220			51	38.3			220						220.82	-15.28	
8			Нагр	8	Актюбинская	220			93.8	66.3			220						219.48	-15.77	
9			Нагр	9	Ульке 220	220							220						219.9	-15.64	
10			Нагр	10	Ир.ГРЭС 220	220							220						233.6	-9.48	
11			Нагр	11	Акжар	220			68.8	41.3			220						219.33	-15.87	

1.9 сурет – Түйіндер бойынша мәліметтер



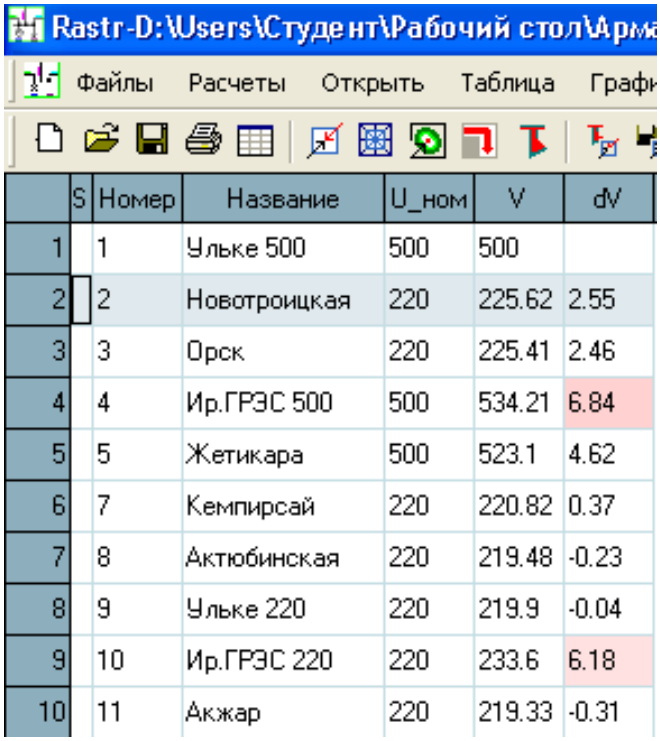
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	?ур	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			Тр-р	1	9			Ульке 500 - Ульке 2	0.24	21.7		0.44	-53	-5	
2			ЛЭП	9	2			Ульке 220 - Новотро	5.09	46.43	-594.7		44	36	
3			Тр-р	4	10			Ир.ГРЭС 500 - Ир.ГР	0.24	21.7		0.44	-201	-81	
4			ЛЭП	2	10			Новотроицкая - Ир.Г	2.06	18.78	-240		199	74	
5			ЛЭП	4	5			Ир.ГРЭС 500 - Жети	6.46	58.9	-754.3		91	-4	
6			ЛЭП	5	6			Жетикара - Сокол	6.15	56.2	-719		562	-216	
7			ЛЭП	9	8			Ульке 220 - Актюби	0.49	1.77	-106.2		-71	-30	
8			ЛЭП	8	3			Актюбинская - Орск	5.4	48	-623		44	36	
9			ЛЭП	3	7			Орск - Кемпирсай	2.48	22.63	-289		-74	-31	
10			ЛЭП	8	11			Актюбинская - Акжа	0.45	4.11	-52.6		-21	-5	
11			ЛЭП	11	7			Акжар - Кемпирсай	2.56	23.39	-299		22	19	
12			ЛЭП	9	11			Ульке 220 - Акжар	0.9	8.18	-104.8		-25	-10	
13			ЛЭП	1	5			Ульке 500 - Жетика	12.43	113	-1452		328	225	
14			ЛЭП	2	3			Новотроицкая - Орс	0.18	0.65	-40		-118	-38	

1.10 сурет – Тарамдар бойынша мәліметтер



1.11 сурет – жүктемені 25% арттырған кезде, Ақтөбе облысының 500 - 220 кВ торабының қуат ағыны.

Максималды режим кезіндегі кернеудің ауытқуы төмендегі суретте көрсетілген.

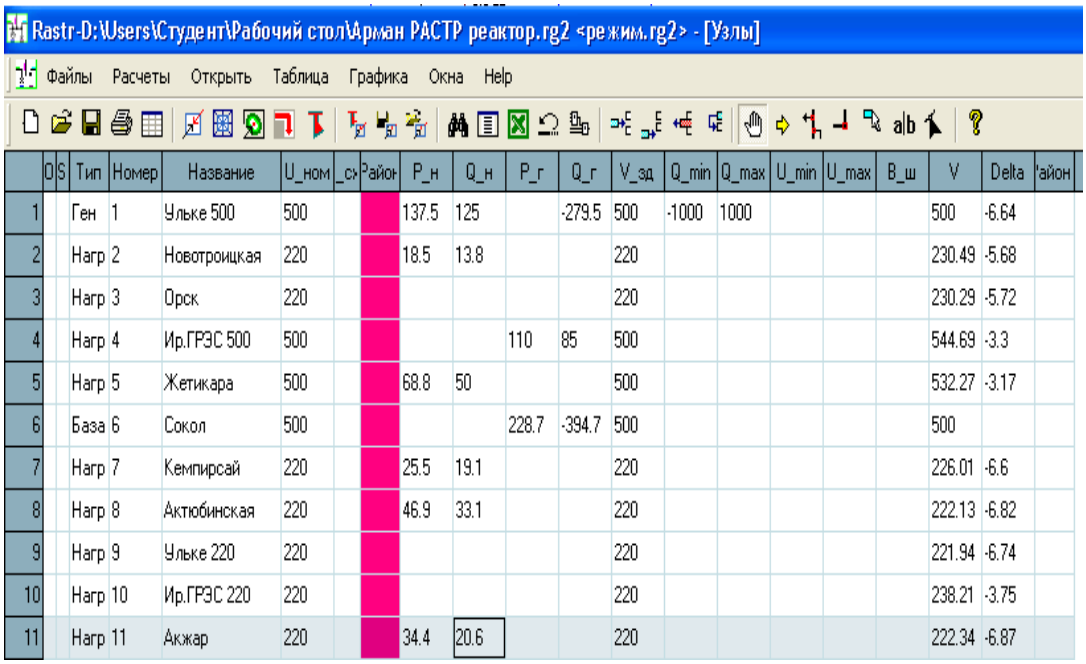


	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		1	Ульке 500	500	500	
2		2	Новотроицкая	220	225.62	2.55
3		3	Орск	220	225.41	2.46
4		4	Ир.ГРЭС 500	500	534.21	6.84
5		5	Жетикара	500	523.1	4.62
6		7	Кемпирсай	220	220.82	0.37
7		8	Актюбинская	220	219.48	-0.23
8		9	Ульке 220	220	219.9	-0.04
9		10	Ир.ГРЭС 220	220	233.6	6.18
10		11	Акжар	220	219.33	-0.31

1.12 сурет – Максималды режимдегі кернеу ауытқуы

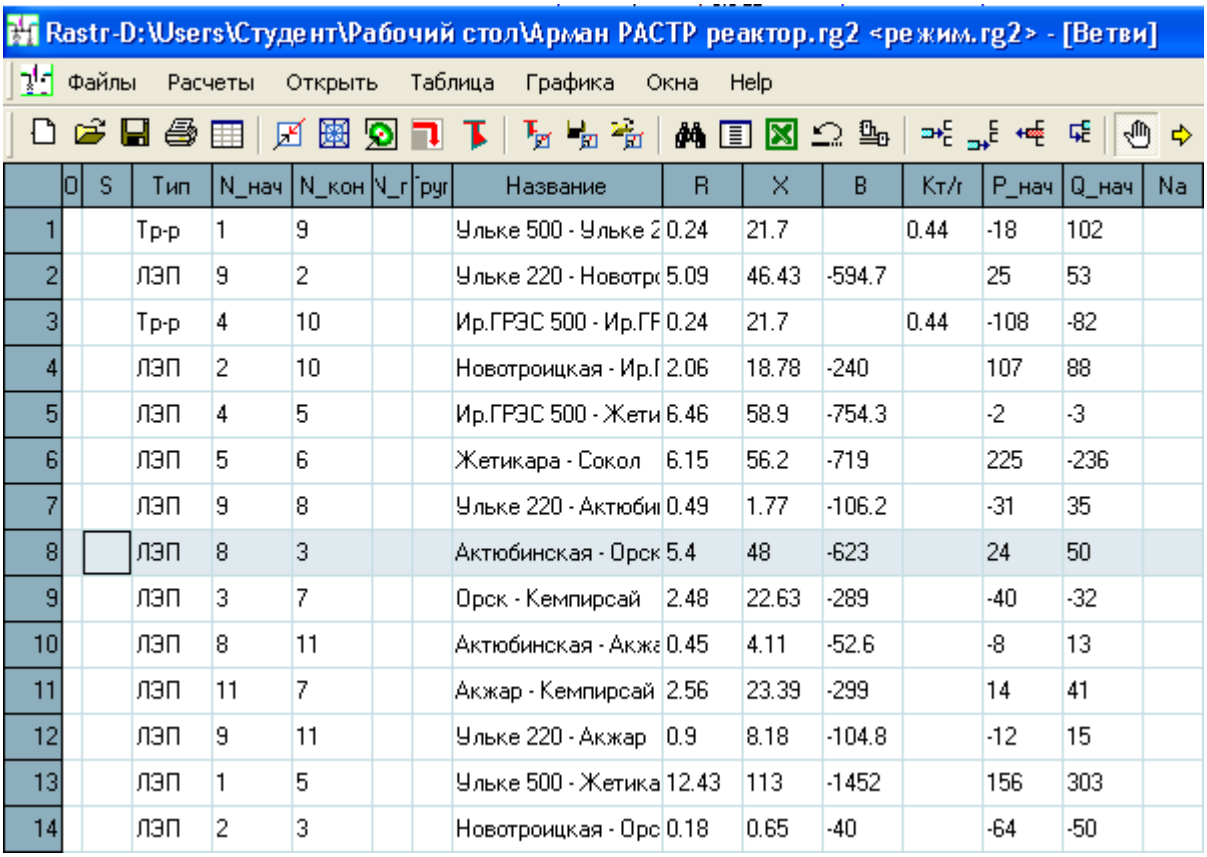
Ақтөбе облысының 500 - 220 кВ торабы үшін минималды режимді есептеу.

Минималды режимді есептеу үшін біз жүктемені 25% төмендеттік.



	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_с	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			Ген	1	Ульке 500	500			137.5	125		-279.5	500	-1000	1000				500	-6.64	
2			Нагр	2	Новотроицкая	220			18.5	13.8			220						230.49	-5.68	
3			Нагр	3	Орск	220							220						230.29	-5.72	
4			Нагр	4	Ир.ГРЭС 500	500					110	85	500						544.69	-3.3	
5			Нагр	5	Жетикара	500			68.8	50			500						532.27	-3.17	
6			База	6	Сокол	500					228.7	-394.7	500						500		
7			Нагр	7	Кемпирсай	220			25.5	19.1			220						226.01	-6.6	
8			Нагр	8	Актюбинская	220			46.9	33.1			220						222.13	-6.82	
9			Нагр	9	Ульке 220	220							220						221.94	-6.74	
10			Нагр	10	Ир.ГРЭС 220	220							220						238.21	-3.75	
11			Нагр	11	Акжар	220			34.4	20.6			220						222.34	-6.87	

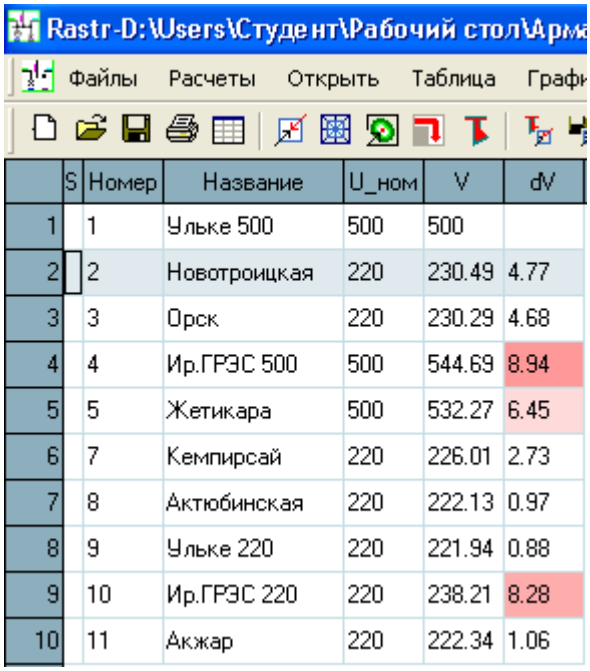
1.13 сурет – Түйіндер бойынша мәліметтер



	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			Тр-р	1	9			Ульке 500 - Ульке 2	0.24	21.7		0.44	-18	102	
2			ЛЭП	9	2			Ульке 220 - Новотро	5.09	46.43	-594.7		25	53	
3			Тр-р	4	10			Ир.ГРЭС 500 - Ир.ГР	0.24	21.7		0.44	-108	-82	
4			ЛЭП	2	10			Новотроицкая - Ир.Г	2.06	18.78	-240		107	88	
5			ЛЭП	4	5			Ир.ГРЭС 500 - Жети	6.46	58.9	-754.3		-2	-3	
6			ЛЭП	5	6			Жетикара - Сокол	6.15	56.2	-719		225	-236	
7			ЛЭП	9	8			Ульке 220 - Актюби	0.49	1.77	-106.2		-31	35	
8			ЛЭП	8	3			Актюбинская - Орск	5.4	48	-623		24	50	
9			ЛЭП	3	7			Орск - Кемпирсай	2.48	22.63	-289		-40	-32	
10			ЛЭП	8	11			Актюбинская - Акжа	0.45	4.11	-52.6		-8	13	
11			ЛЭП	11	7			Акжар - Кемпирсай	2.56	23.39	-299		14	41	
12			ЛЭП	9	11			Ульке 220 - Акжар	0.9	8.18	-104.8		-12	15	
13			ЛЭП	1	5			Ульке 500 - Жетика	12.43	113	-1452		156	303	
14			ЛЭП	2	3			Новотроицкая - Орс	0.18	0.65	-40		-64	-50	

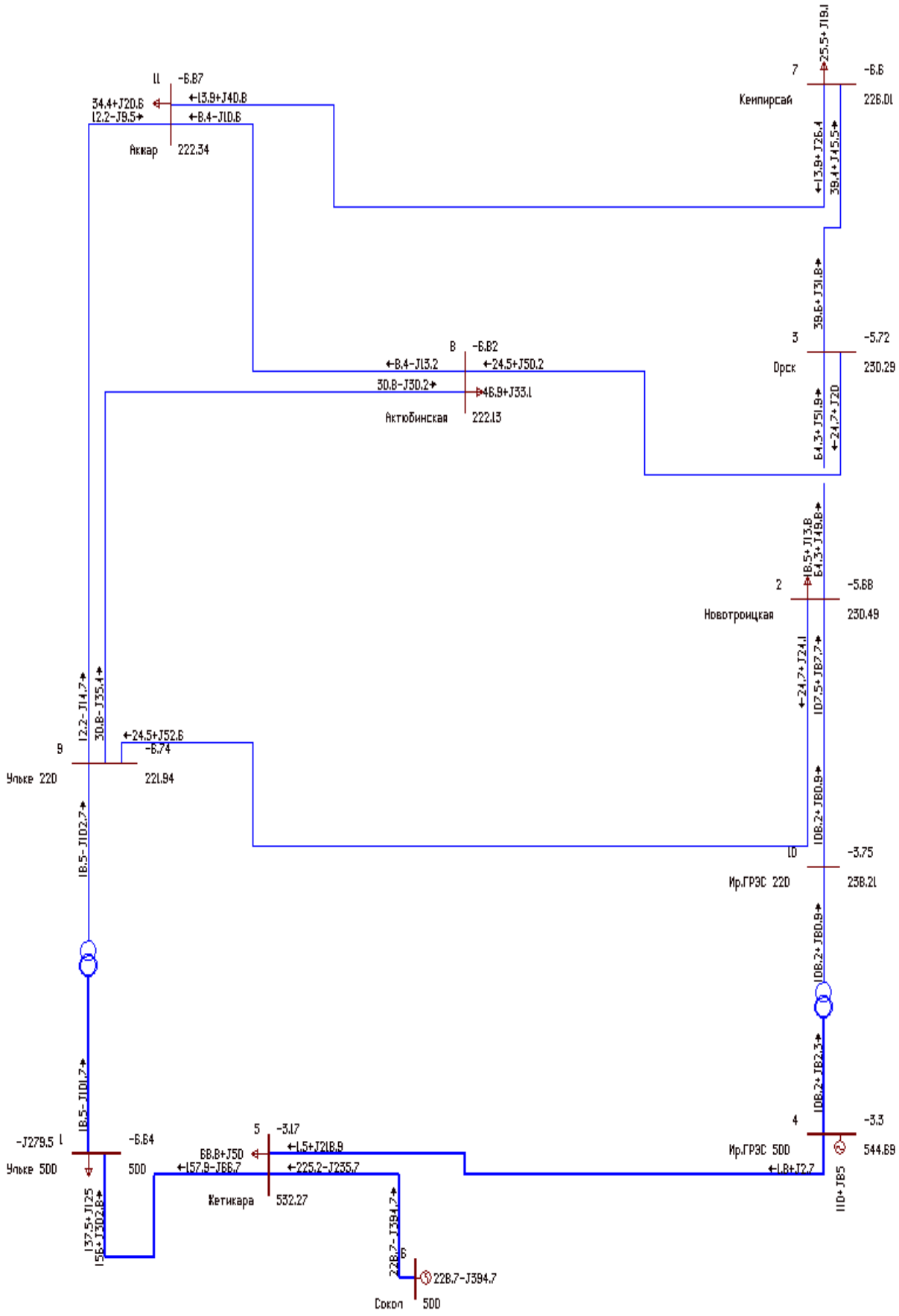
1.14 сурет – Тарамдар бойынша мәліметтер

Минималды режим кезіндегі кернеудің ауытқуы төмендегі суретте көрсетілген.



	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		1	Ульке 500	500	500	
2		2	Новотроицкая	220	230.49	4.77
3		3	Орск	220	230.29	4.68
4		4	Ир.ГРЭС 500	500	544.69	8.94
5		5	Жетикара	500	532.27	6.45
6		7	Кемпирсай	220	226.01	2.73
7		8	Актюбинская	220	222.13	0.97
8		9	Ульке 220	220	221.94	0.88
9		10	Ир.ГРЭС 220	220	238.21	8.28
10		11	Акжар	220	222.34	1.06

1.15 сурет – Минималды режимдегі кернеу ауытқуы



1.16 сурет – жүктемені 25% төмендеткен кезде, Ақтөбе облысының 500 - 220 кВ торабының қуат ағыны.

Қарастырып отырған желінің есептелінген режимының нәтежиелері 4.1 – 4.15. кестелерінде көрсетілген. Кестелерде түйін және тармақтар жөнінде ақпараттар көрсетілген. Сол ақпараттарға байланысты бірнеше режимдердің есептелуі жүргізілді: апаттан кейінгі, максималды, минималды режимдер. Қалыпты режимның есептелген мәліметтеріне сүйенсек, түйіндегі ауытқулар электрэнергиясының сапасы жөніндегі талапты қанағаттандыратының байқаймыз, (таблица 4.1). 4.3 (результаты расчёта нормального режима) кестесіндегі мәліметтерге қарасақ, кернеу ауытқуыдың шегінен шықпайтынын байқаймыз. Апаттан кейінгі режимның есептелген мәліметтеріне сүйенсек, түйіндердегі кернеудің ауытқуы ±10 % аспайтынын байқаймыз, бұл электрэнергиясының сапасының талаптарына сәйкес келеді, (таблица 4.4). 4.6 кестесінен байқағанымыз, түйінді өшіріп, қуатты үлкейткен кезде, түйіндік кернеу электрэнергиясының сапасы жөніндегі ГОСТ талаптарына сәйкес келеді. Жүктемені 25%–ға арттырған кездегі үлгілеуде (максималды режим), түйіндердегі кернеудің ауытқуы ±10% аспайды, (электрэнергиясының сапасы стандартына сәйкес). Жүктемені 25%–ға төмендеткен кездегі үлгілеуде (минималды режим), түйіндердегі кернеудің ауытқуы ±10 % аспайды, (электрэнергиясының сапасы стандартына сәйкес).

2 Бадамша ЖЭС үшін қоңдырғыларды таңдау

2.1 Nordex N80/2500 жел генераторы

Қуаты 600 кВт тан бастап 2,5 МВт дейінгі жел генераторлар топтарының мысалы ретінде, энергожүйемен қатар жұмыс істейтін, қолданыста немесе әзірлеу сатысында тұрған «Nordex GmbH» неміс фирмасының ЖЭҚ алсақ болады. Nordex N80/2500 асинхронды генераторы бар жел генераторы осы компанияның ЖЭҚ саласындағы зерттемелерінің ең соңғы және ең үлкені болып табылады. Жел генераторы үш қалақшадан, күпшектен және қалақшаларды қондыру бұрышын өзгертетін қозғалмалы мойынтіректерден және жетек механизмдерінен тұрады. Калақшалар арматураланған шыны талшықтарды қолданған полэстерден жасалған. Аэродинамикалық тежеуіш қалақшалардың өздерімен жасалады, олар турбинаның бұрылу жазықтығына перпендикулярлы бұрыла алады. Қалақшалар жайдың энергиясын күпшекке беретін металл қондырғысы бар, жайқорған жүйесімен жабдықталған. Жетекші механиклық тізбек ротордың белдігінен, трансмиссиядан, қозғалмалы жалғастырғыштың көмегімен қосылған, иілімді карданды қоңдырғыдан және асинхронды қоңдырғыдан тұрады. Трансмиссия қос сатылы планетарлы беріліс күйінде жасалған. Салқындату екі салқындатқыш контур арқылы жүргізіледі. Мойынтіректер майды шашу жолы бойынша майланады. Мойынтіректердің температурасы және майы әрқашан қадағаланады. Қалақшалар аэродинамикалық тежеуіштердің рөлін атқарады. Басқару әр қалақшаға тәуелсіз жүргізіледі.

Содан басқа, Nordex N80/2500 механикалық тежеуіштермен жабдықталады.

Механикалық тежеуіштер қалақшалармен бірлесіп жұмыс істейді және желқозғалқышың тежелген күйінде сақтап отырады. Механикалық тежеуіш сонымен қатар жел қозғалтқышың монтаждаған кезде және техникалық кызмет көрсету кезінде роторды фиксация жасап отырады. Механикалық тежеуіште, тежеуіш мезетін шектеу жүйесі бар, яғни тежелу моменті құламалы сипаттама арқылы өзгереді, ол басқаратын механикалық тізбекке түсетін жүктеменің азаяуын қамтамасыз етеді.

Жел бағыты жел генератордың басында қондырылған екі желбағар арқылы қадағаланады. Жел бағытын өзгерткен кезде жел генераторының бастиегі, қозғалмалы сақина арқылы, екі трансмиссиясы бар қозғалтқыштар арқылы бұрылады. Бұрылыс аяқталғаннан кейін бастиек бұрылмалы тежегіш арқылы бекітеді. Бұрылмалы тежегіш жүйесі, қозғалмалы сақина аймағында және бұрылыс қозғалтқыштарының трансмиссиясының жылдамдық валында орналасқан.



2.1 сурет – Nordex N80/2500 кВт жел генераторы

2.2 Nordex жел генераторының басқармасы және мұнарасы

Nordex N80/2500 кВт жел қозғалтқышы биіктігі 60 және 80 м цилиндрлік мұнараға тұрғызылады. Персоналға арналған баспалдақ мұнараның ішінде орналасқан. Тірек құрылымы алаңнын топырақ параметріне байланысты. Мұнара іргетасқа бұрандама арқылы бекітіледі. Жел генератор жұмысың басқару бағдармаланатын қисындық бақылау арқылы жүргізіледі. Олар әртүрлі тетіктерден келетін ақпараттарды талдап отырады. Торапқа қосылу асинхронды генератордың қағидасында құрылған IGBT-түрлендірушісі арқылы жүргізіледі.Бұл жүйе асинхронды генератордың жүргізілетін тоғын шектей алады.

Nordex жел генераторына бақылау жүргізу.

Барлық Nordex жел генераторлары, жел генераторының жұмысын әрдайым бақылап отыратын, қашықтықтан бақылау жүйелерімен және автоматты басқару жүйесімен жабдықталған. Қажетті бағдарламалық жасақтаманы кез -келген дербес компьютерге қоңдыруға болады. Жел генераторының қуат, жел жылдамдығы, жел бағыты, температура сияқты

жұмыс көрсеткіштерің экранға шығарып қана қоймай, түзетілер еңгізуге болады. Апаттық жағдай көрінген кезде, қызмет көрсету командасы қателікті апат болған жерге бармай - ақ сараптай алады. Бақылаушы жел және ауа – райының жағдайларына қарап, жел генераторының орнықты жұмыс істеуін қамтамасыз етеді. Тораптағы кернеу өшкен жағдайда, басқару жүйесу және гидравликалық қақпақша, үздіксіз қуат бері көзінен 10 минут қорек көзін ала алады.

2.3 Қосалқы станцияның трансформаторларың таңдау

Электростанция және қосалқы станцияда қоңдырылған күштік трансформаторлар, электрэнергиясын бір кернеуден басқа кернеуге түрлендіру үшін арналған. Бірақ, жоғары кернеуден төменгі кернеугі түрлендіру үшін керек жағдайда, автотрансформаторлар қолданылады.

Бізде қуаты 2,5 мВт тұратың 40 жел қоңдырғысы бар.

Автотрансформаторлы таңдау шарты орындалады:

Қуаты жақын екі АТДЦТН – 63000/220/110 автотрансформатор таңдаймыз.

Трансформатордың қуатын есептейміз:

$$P = \frac{S}{\cos\varphi}; \qquad (2.1)$$

$$P = \frac{63000}{0,8} = 78,75 \text{ МВт};$$

$$P_{тр,ж} = 2P_{тр} = 157,5 \text{ МВт};$$

$$P_{тр} > P_{ЖЭК};$$

$$P_{ЖЭК} = 100 \text{ МВт};$$

$$157,5 \text{ МВт} > 100 \text{ МВт}$$

Шарт орындалды.

2.1 кесте – Трансформатордың параметрі

Автотрансформатордың параметрі	Параметр мәні
Автотрансформатордың түрі	АТДЦТН – 63000/220/110
Автотрансформатордың номинал қуаты $S_{ном,}$ МВ· А	63
Ораманың номиналды кернеуі ЖК, $U_{ж а}$, кВ	230
Ораманың номиналды кернеуі ОК, $U_{о к}$, кВ	121
Ораманың номиналды кернеуі ТК, $U_{т к}$, кВ	11
Бос жүріс шығыны ΔP_0, кВт	37
Қысқа тұйықталу шығыны ЖК-ОК $\Delta P_{кжо}$, кВт	200
Қысқа тұйықталу шығыны ЖК-ТК $\Delta P_{кжт}$, кВт	160
Қысқа тұйықталу шығыны ЖК-ОК $\Delta P_{кот}$, кВт	140
Қысқа тұйықталу кернеуі ЖК-ОК $\Delta P_{кжо}$, %	11
Қысқа тұйықталу кернеуі ЖК-ТК $\Delta P_{кжт}$, %	35
Қысқа тұйықталу кернеуі ЖК-ОК $\Delta P_{кот}$, %	22
Бос жүріс тоғы I_0, %	0,45

2.4 Кабелдің қимасын тандау:

Кернеуі 10/110 кВ Бадамша ЖЭС қосылу сызбасымен, кернеуі 10 кВ кабелдің қимасын және маркасын таңдау. Бұл жұмыста Бадамша ЖЭС қосылу сұлбасы қарастырылған. Бұл сызбада Бадамша ЖЭС қосалқы станциясына әр жел қоңдырғысынан кабельды төсеу қарастырылады.
Ток жүктемесін табамыз:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_н}; \qquad (2.2)$$

$$I = \frac{3{,}125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10^3} = 180{,}4 \text{ А}.$$

Мыс тарамынан тұратын кабелдің қимасын анықтаймыз:

$$S = \frac{I_р}{J_н}; \qquad (2.3)$$

$$S = \frac{180{,}4}{2{,}7} = 66{,}81 \text{ мм}^2.$$

Үш тарамды ВВГ 3х95 маркасының кабелін таңдаймыз (қимасы 95 мм2).

Номиналды ток 180,4 А.

Үш фазалы желідегі активті қуаттың шығыны:

$$\Delta P_л = 3I^2R_l = \frac{S^2R_l}{U^2}; \quad (2.4)$$

$$R_l = r_0 l; \quad (2.5)$$

$$\Delta P_л = 3I^2R_l = \frac{S^2R_l}{U^2} = \frac{\left(3125 \cdot 10^3\right) \cdot 0{,}34 \cdot 0{,}4}{10000^2} = 13{,}2 \text{ кВт.}$$

Үш фазалы желідегі реактивті қуаттың шығыны:

$$X_l = x_0 l; \quad (2.6)$$

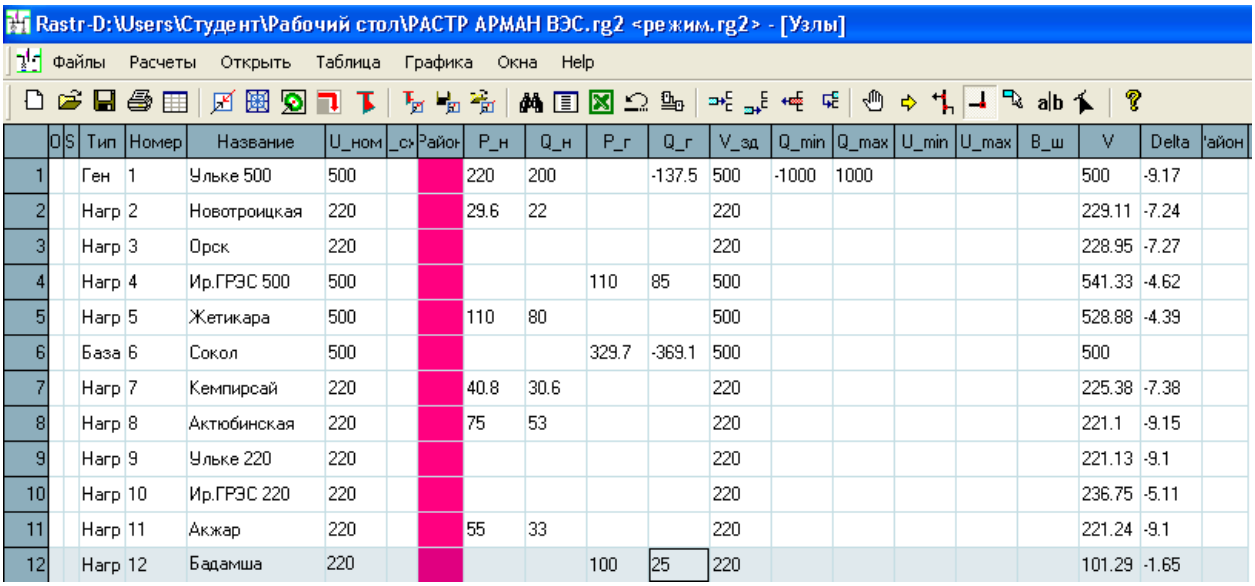
$$\Delta P_л = 3I^2X_l = \frac{S^2X_l}{U^2} = \frac{(3125 \cdot 10^3) \cdot 0{,}083 \cdot 0{,}4}{10000^2} = 3{,}242 \text{ кВАР.}$$

Үш фазалы желідегі кернеудің сызықтық шығыны:

$$\Delta U\% = \frac{P_{lro}}{U_{ном}} \cdot 10{,}5; \quad (2.7)$$

$$\Delta U\% = \frac{P_{lro}}{U_{ном}} \cdot 10{,}5 = \frac{2500 \cdot 0{,}4 \cdot 0{,}34}{10000^2} \cdot 10{,}5 = 0{,}34;$$

3 Ақтөбе облысының 500 – 220 кВ торабына Бадамша ЖЭС қосылғаннан кейін нормалды режимді есептеу

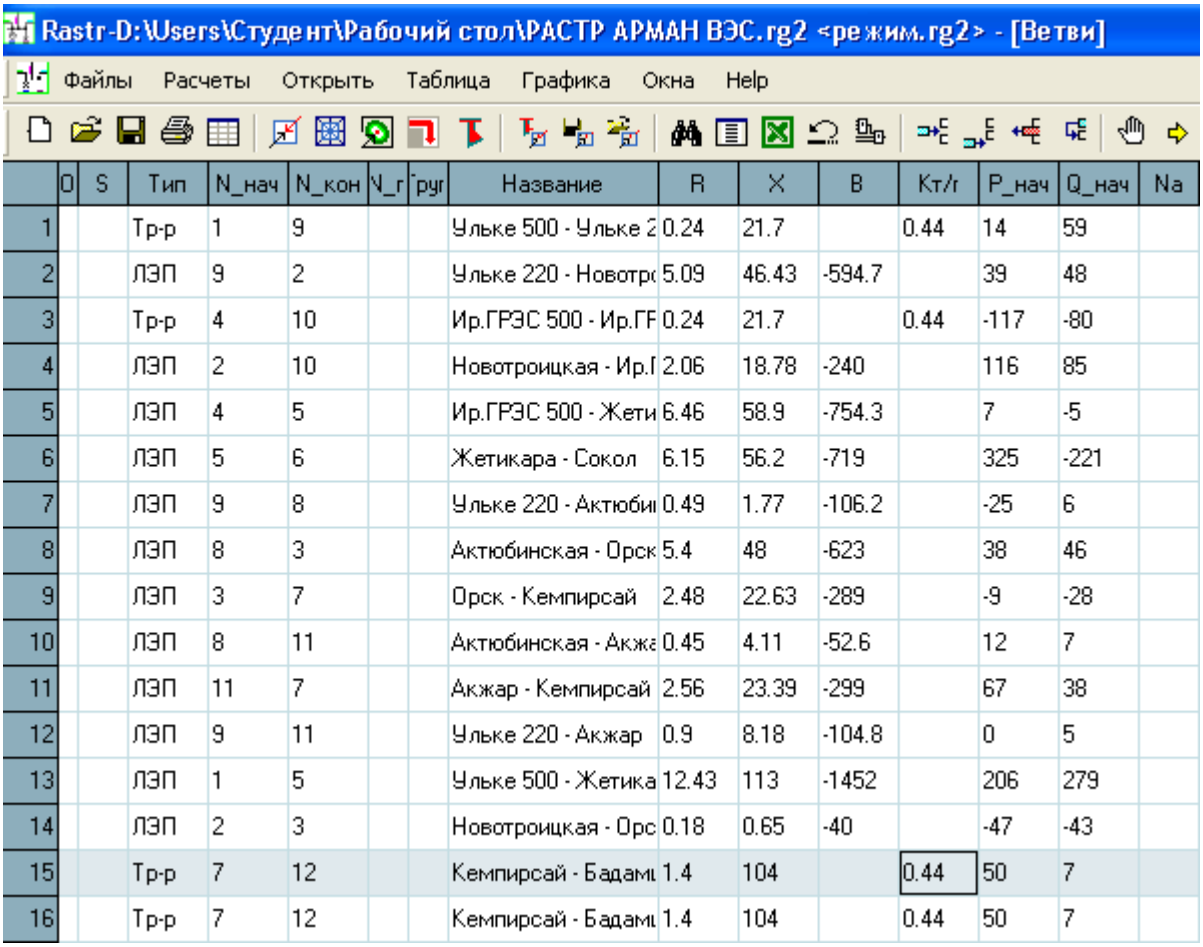


Rastr-D:\Users\Студент\Рабочий стол\РАСТР АРМАН ВЭС.rg2 <режим.rg2> - [Узлы]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_с	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			Ген	1	Ульке 500	500			220	200		-137.5	500	-1000	1000				500	-9.17	
2			Нагр	2	Новотроицкая	220			29.6	22			220						229.11	-7.24	
3			Нагр	3	Орск	220							220						228.95	-7.27	
4			Нагр	4	Ир.ГРЭС 500	500					110	85	500						541.33	-4.62	
5			Нагр	5	Жетикара	500			110	80			500						528.88	-4.39	
6			База	6	Сокол	500					329.7	-369.1	500						500		
7			Нагр	7	Кемпирсай	220			40.8	30.6			220						225.38	-7.38	
8			Нагр	8	Актюбинская	220			75	53			220						221.1	-9.15	
9			Нагр	9	Ульке 220	220							220						221.13	-9.1	
10			Нагр	10	Ир.ГРЭС 220	220							220						236.75	-5.11	
11			Нагр	11	Акжар	220			55	33			220						221.24	-9.1	
12			Нагр	12	Бадамша	220					100	25	220						101.29	-1.65	

3.1 сурет – Түйіндер бойынша мәліметтер



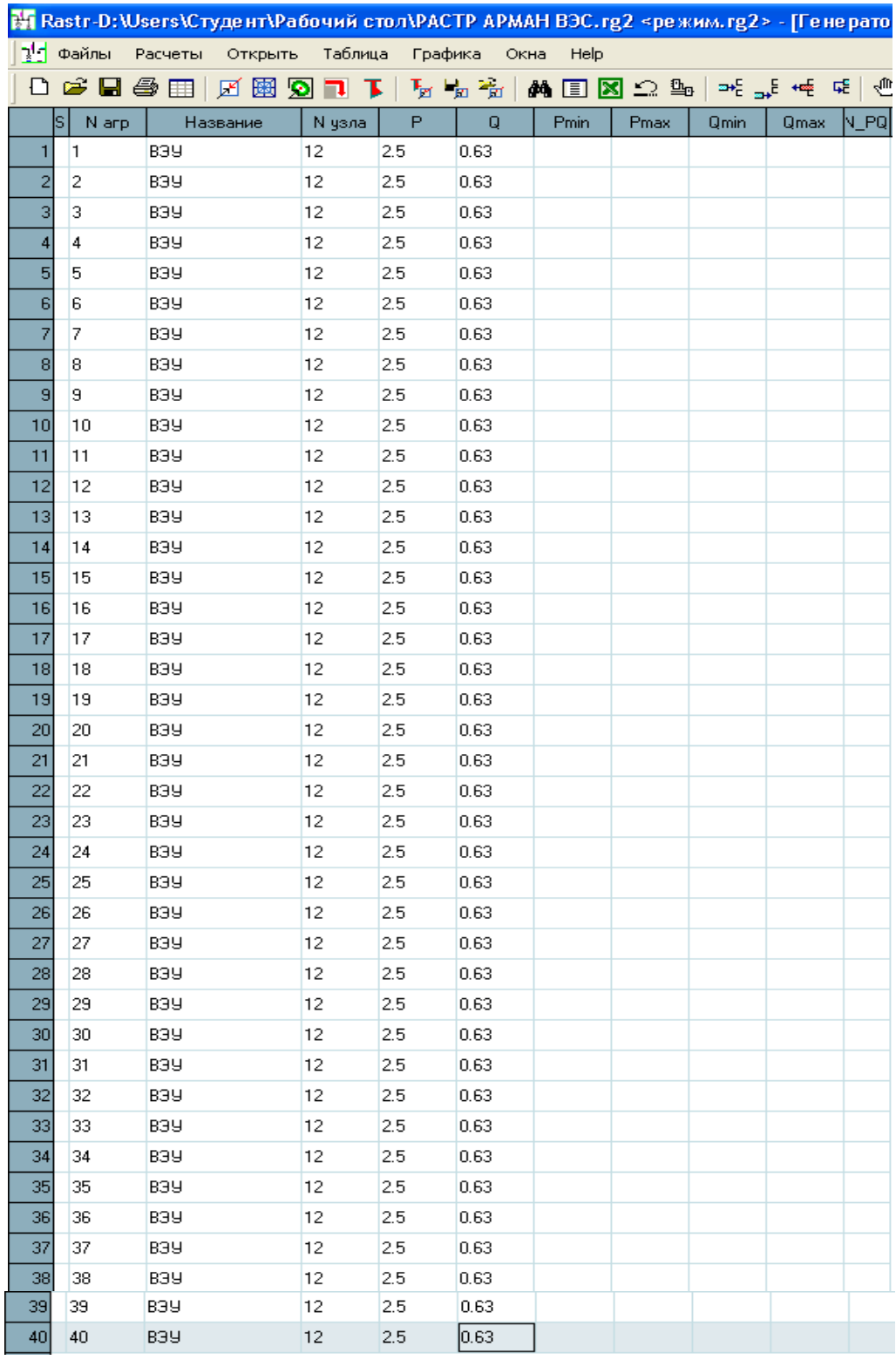
Rastr-D:\Users\Студент\Рабочий стол\РАСТР АРМАН ВЭС.rg2 <режим.rg2> - [Ветви]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			Тр-р	1	9			Ульке 500 - Ульке 2	0.24	21.7		0.44	14	59	
2			ЛЭП	9	2			Ульке 220 - Новотро	5.09	46.43	-594.7		39	48	
3			Тр-р	4	10			Ир.ГРЭС 500 - Ир.ГР	0.24	21.7		0.44	-117	-80	
4			ЛЭП	2	10			Новотроицкая - Ир.Г	2.06	18.78	-240		116	85	
5			ЛЭП	4	5			Ир.ГРЭС 500 - Жети	6.46	58.9	-754.3		7	-5	
6			ЛЭП	5	6			Жетикара - Сокол	6.15	56.2	-719		325	-221	
7			ЛЭП	9	8			Ульке 220 - Актюби	0.49	1.77	-106.2		-25	6	
8			ЛЭП	8	3			Актюбинская - Орск	5.4	48	-623		38	46	
9			ЛЭП	3	7			Орск - Кемпирсай	2.48	22.63	-289		-9	-28	
10			ЛЭП	8	11			Актюбинская - Акжа	0.45	4.11	-52.6		12	7	
11			ЛЭП	11	7			Акжар - Кемпирсай	2.56	23.39	-299		67	38	
12			ЛЭП	9	11			Ульке 220 - Акжар	0.9	8.18	-104.8		0	5	
13			ЛЭП	1	5			Ульке 500 - Жетика	12.43	113	-1452		206	279	
14			ЛЭП	2	3			Новотроицкая - Орс	0.18	0.65	-40		-47	-43	
15			Тр-р	7	12			Кемпирсай - Бадами	1.4	104		0.44	50	7	
16			Тр-р	7	12			Кемпирсай - Бадами	1.4	104		0.44	50	7	

3.2 сурет – Тарамдар бойынша мәліметтер

Мен ЖЭҚ қосалқы станцияға қосу үшін желдің бағытын ескеріп, желге қарама – қарсы орналастырдым. Әр жел генераторының орналасу ара қашықтығын 300м деп алып, оларды қосалқы станцияға ВББШВ 3х-95 кабелі арқылы жарықшаландыру қоңдырғысына қосып, ары қарай АТДЦТН/63000/220/110/10 автотрансформаторына қостым.

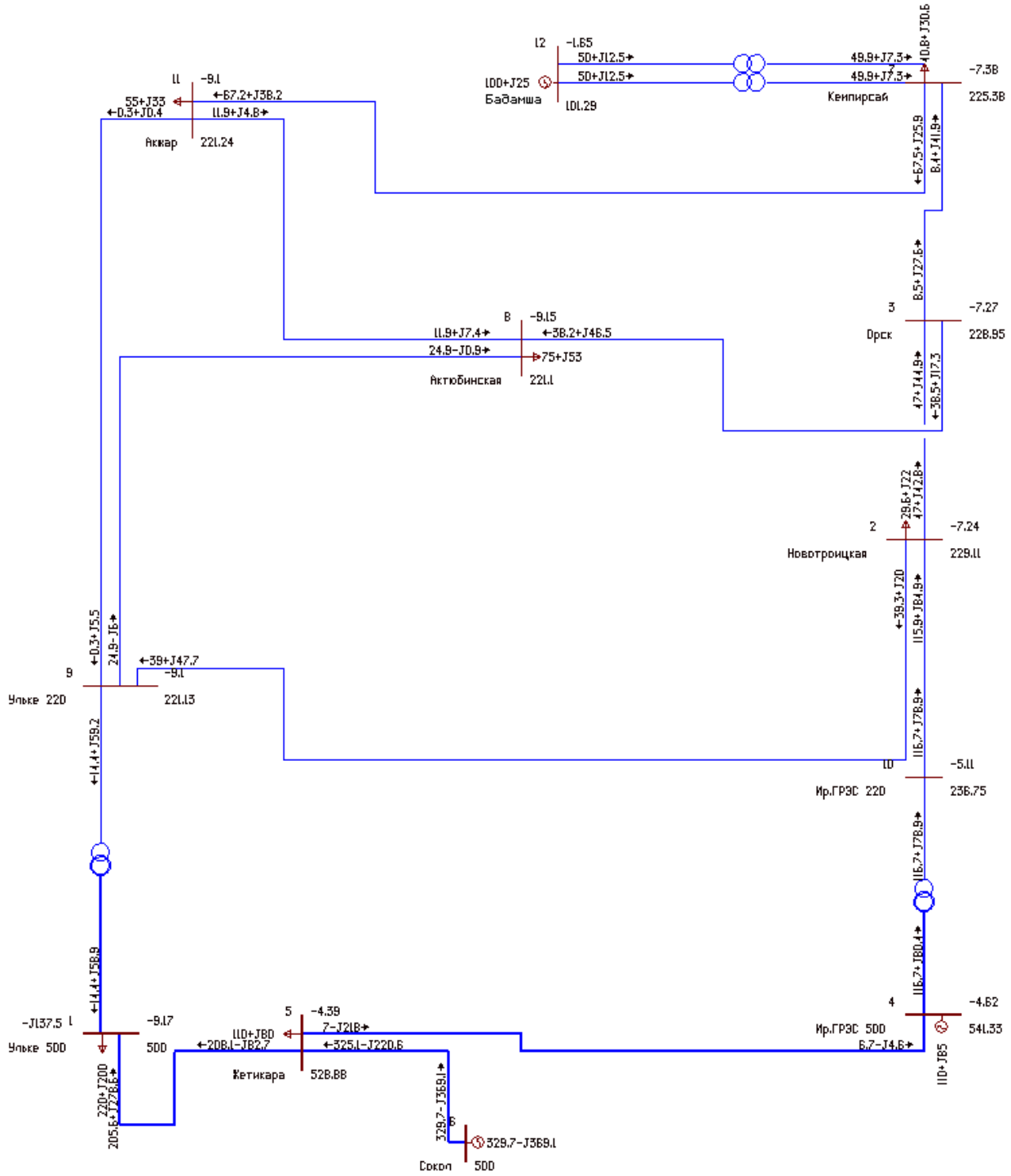


Rastr-D:\Users\Студент\Рабочий стол\РАСТР АРМАН ВЭС.rg2 <режим.rg2> - [Генерато

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	S	N агр	Название	N узла	P	Q	Pmin	Pmax	Qmin	Qmax	N_PQ
1		1	ВЭУ	12	2.5	0.63					
2		2	ВЭУ	12	2.5	0.63					
3		3	ВЭУ	12	2.5	0.63					
4		4	ВЭУ	12	2.5	0.63					
5		5	ВЭУ	12	2.5	0.63					
6		6	ВЭУ	12	2.5	0.63					
7		7	ВЭУ	12	2.5	0.63					
8		8	ВЭУ	12	2.5	0.63					
9		9	ВЭУ	12	2.5	0.63					
10		10	ВЭУ	12	2.5	0.63					
11		11	ВЭУ	12	2.5	0.63					
12		12	ВЭУ	12	2.5	0.63					
13		13	ВЭУ	12	2.5	0.63					
14		14	ВЭУ	12	2.5	0.63					
15		15	ВЭУ	12	2.5	0.63					
16		16	ВЭУ	12	2.5	0.63					
17		17	ВЭУ	12	2.5	0.63					
18		18	ВЭУ	12	2.5	0.63					
19		19	ВЭУ	12	2.5	0.63					
20		20	ВЭУ	12	2.5	0.63					
21		21	ВЭУ	12	2.5	0.63					
22		22	ВЭУ	12	2.5	0.63					
23		23	ВЭУ	12	2.5	0.63					
24		24	ВЭУ	12	2.5	0.63					
25		25	ВЭУ	12	2.5	0.63					
26		26	ВЭУ	12	2.5	0.63					
27		27	ВЭУ	12	2.5	0.63					
28		28	ВЭУ	12	2.5	0.63					
29		29	ВЭУ	12	2.5	0.63					
30		30	ВЭУ	12	2.5	0.63					
31		31	ВЭУ	12	2.5	0.63					
32		32	ВЭУ	12	2.5	0.63					
33		33	ВЭУ	12	2.5	0.63					
34		34	ВЭУ	12	2.5	0.63					
35		35	ВЭУ	12	2.5	0.63					
36		36	ВЭУ	12	2.5	0.63					
37		37	ВЭУ	12	2.5	0.63					
38		38	ВЭУ	12	2.5	0.63					
39		39	ВЭУ	12	2.5	0.63					
40		40	ВЭУ	12	2.5	0.63					

3.3 сурет – Жер электр кондырғыларын қосу



3.4 сурет – Бадаша ЖЭС Кемпірсай қосалқы станциясына қосқаннан кейін, қалыпты режим кезіндегі Ақтөбе облысының 500 - 220 кВ торабының қуат ағыны.

Қалыпты режим кезіндегі кернеудің ауытқуы төмендегі суретте көрсетілген.

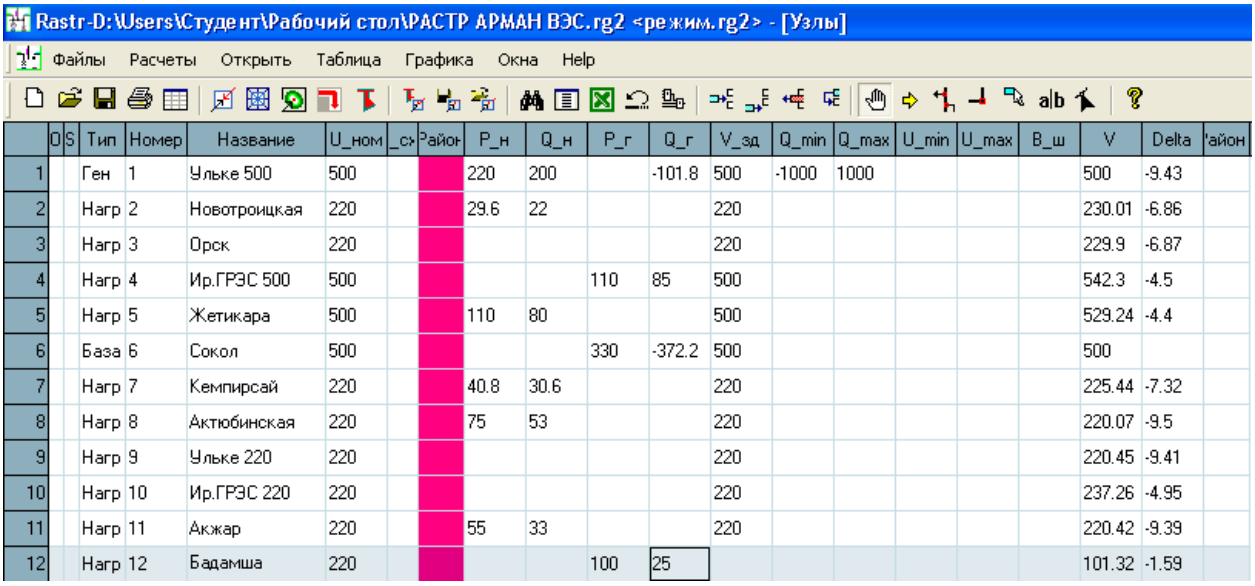


	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		4	Ир.ГРЭС 500	500	541.33	8.27
2		5	Жетикара	500	528.88	5.78
3		10	Ир.ГРЭС 220	220	236.75	7.62
4		12	Бадамша	220	101.29	-7.92

3.5 сурет – Қалыпты режимдегі кернеу ауытқуы

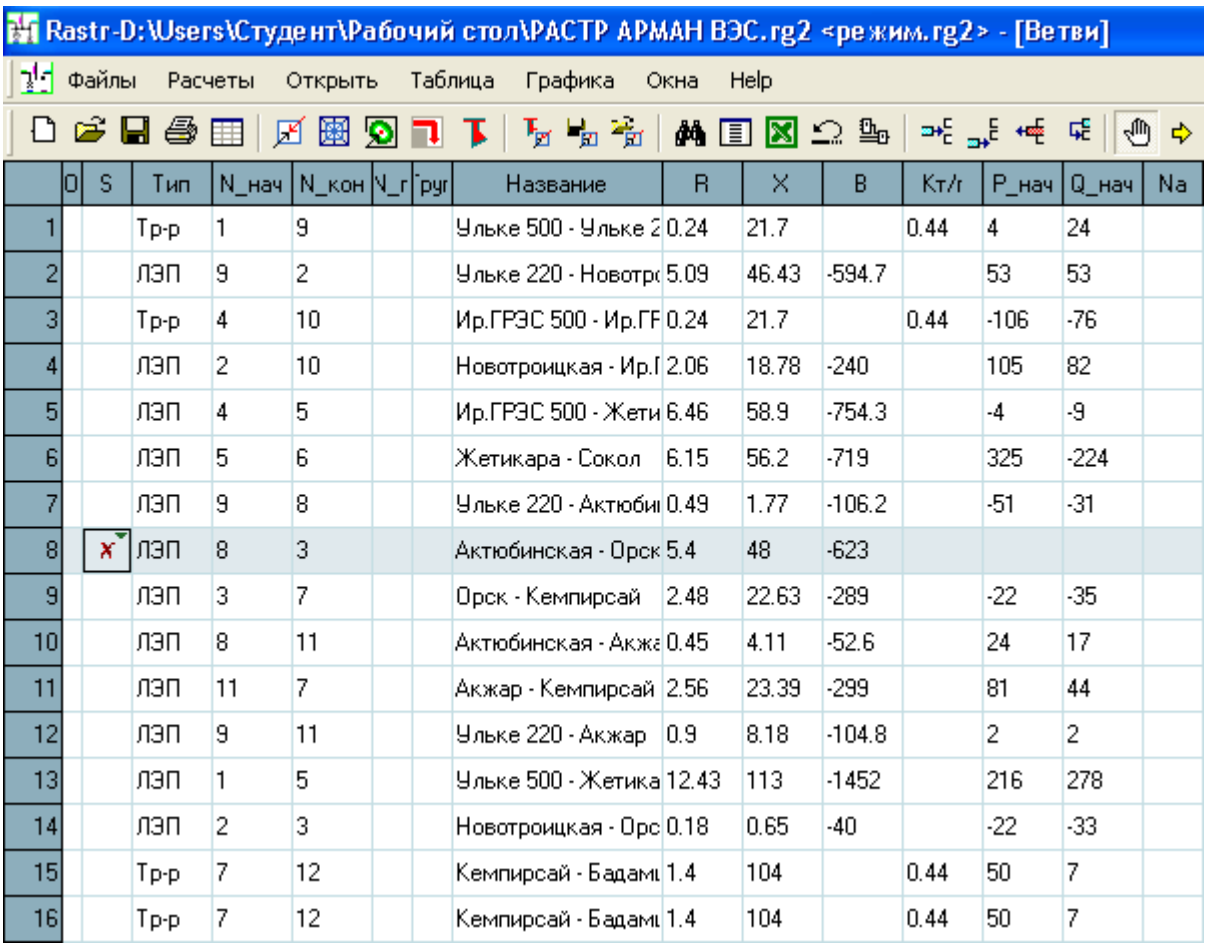
Қорытынды: Бадаша ЖЭС Кемпірсай қосалқы станциясына қосқаннан кейін, қалыпты режимды санадым. Қалыпты режим кезінде барлық параметрлер нормада. Кернеудің ауытқуы ± 10% аспайды.

Бадаша ЖЭС Кемпірсай қосалқы станциясына қосқаннан кейін, апатты режимді есептеу. Апаттан кейінгі режимді есептеу үшін біз «Актюбинская» – «Орск» қосалқы станцияларының арасындағы желіні үздік.



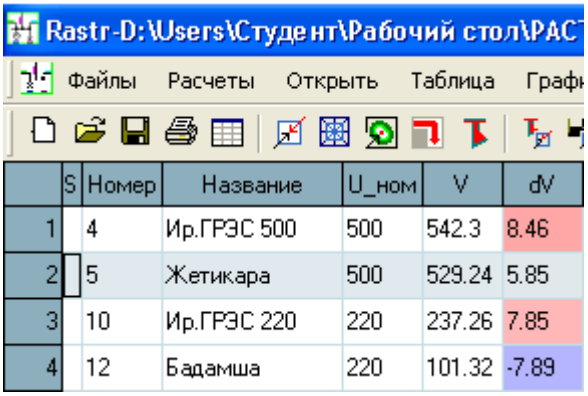
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_с	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			Ген	1	Ульке 500	500			220	200		-101.8	500	-1000	1000				500	-9.43	
2			Нагр	2	Новотроицкая	220			29.6	22			220						230.01	-6.86	
3			Нагр	3	Орск	220							220						229.9	-6.87	
4			Нагр	4	Ир.ГРЭС 500	500					110	85	500						542.3	-4.5	
5			Нагр	5	Жетикара	500			110	80			500						529.24	-4.4	
6			База	6	Сокол	500					330	-372.2	500						500		
7			Нагр	7	Кемпирсай	220			40.8	30.6			220						225.44	-7.32	
8			Нагр	8	Актюбинская	220			75	53			220						220.07	-9.5	
9			Нагр	9	Ульке 220	220							220						220.45	-9.41	
10			Нагр	10	Ир.ГРЭС 220	220							220						237.26	-4.95	
11			Нагр	11	Акжар	220			55	33			220						220.42	-9.39	
12			Нагр	12	Бадамша	220					100	25							101.32	-1.59	

3.6 сурет – Түйіндер бойынша мәліметтер



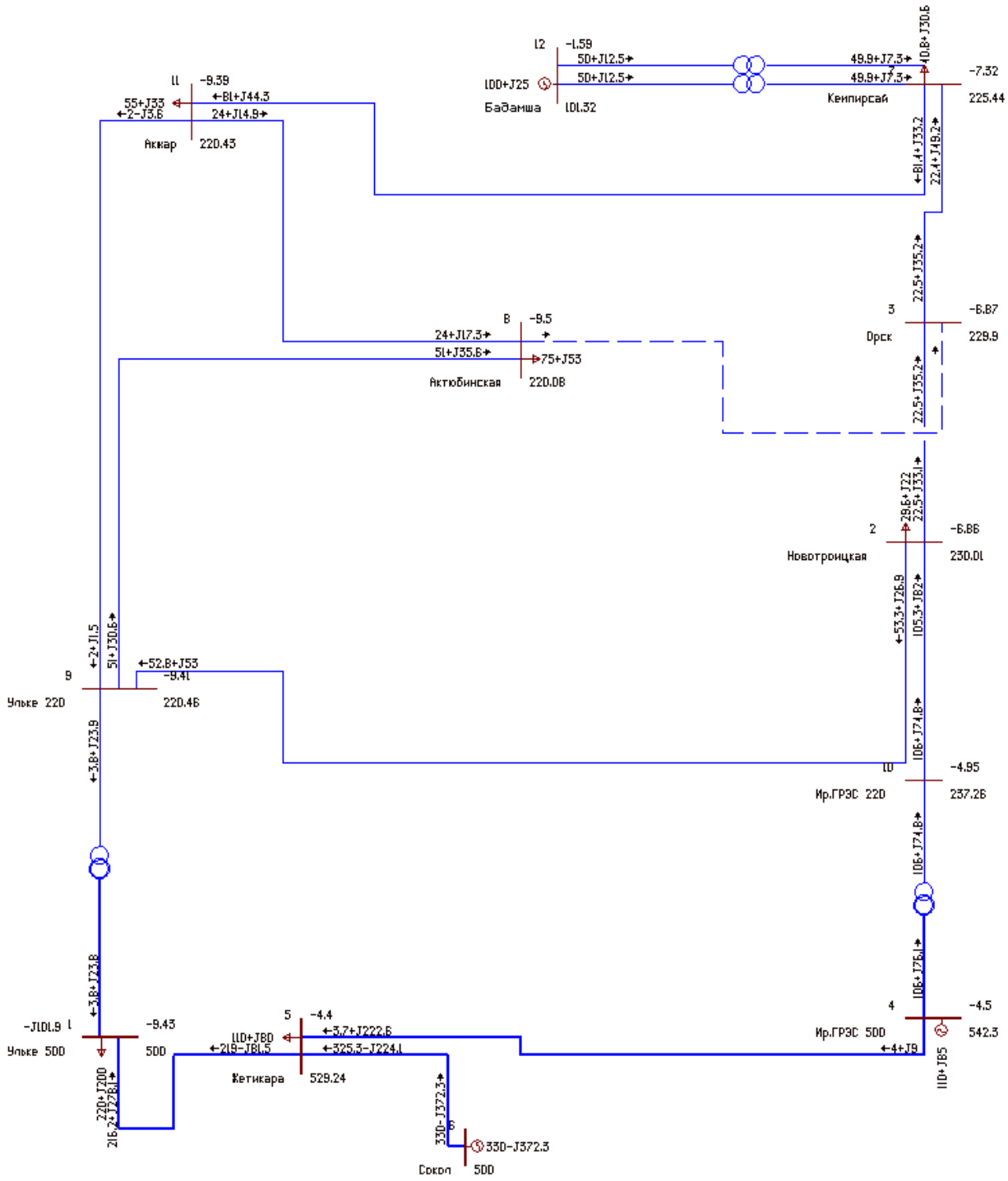
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			Тр-р	1	9			Ульке 500 - Ульке 2	0.24	21.7		0.44	4	24	
2			ЛЭП	9	2			Ульке 220 - Новотро	5.09	46.43	-594.7		53	53	
3			Тр-р	4	10			Ир.ГРЭС 500 - Ир.ГР	0.24	21.7		0.44	-106	-76	
4			ЛЭП	2	10			Новотроицкая - Ир.Г	2.06	18.78	-240		105	82	
5			ЛЭП	4	5			Ир.ГРЭС 500 - Жети	6.46	58.9	-754.3		-4	-9	
6			ЛЭП	5	6			Жетикара - Сокол	6.15	56.2	-719		325	-224	
7			ЛЭП	9	8			Ульке 220 - Актюби	0.49	1.77	-106.2		-51	-31	
8		x	ЛЭП	8	3			Актюбинская - Орск	5.4	48	-623				
9			ЛЭП	3	7			Орск - Кемпирсай	2.48	22.63	-289		-22	-35	
10			ЛЭП	8	11			Актюбинская - Акжа	0.45	4.11	-52.6		24	17	
11			ЛЭП	11	7			Акжар - Кемпирсай	2.56	23.39	-299		81	44	
12			ЛЭП	9	11			Ульке 220 - Акжар	0.9	8.18	-104.8		2	2	
13			ЛЭП	1	5			Ульке 500 - Жетика	12.43	113	-1452		216	278	
14			ЛЭП	2	3			Новотроицкая - Орс	0.18	0.65	-40		-22	-33	
15			Тр-р	7	12			Кемпирсай - Бадами	1.4	104		0.44	50	7	
16			Тр-р	7	12			Кемпирсай - Бадами	1.4	104		0.44	50	7	

3.7 сурет Тарамдар бойынша мәліметтер



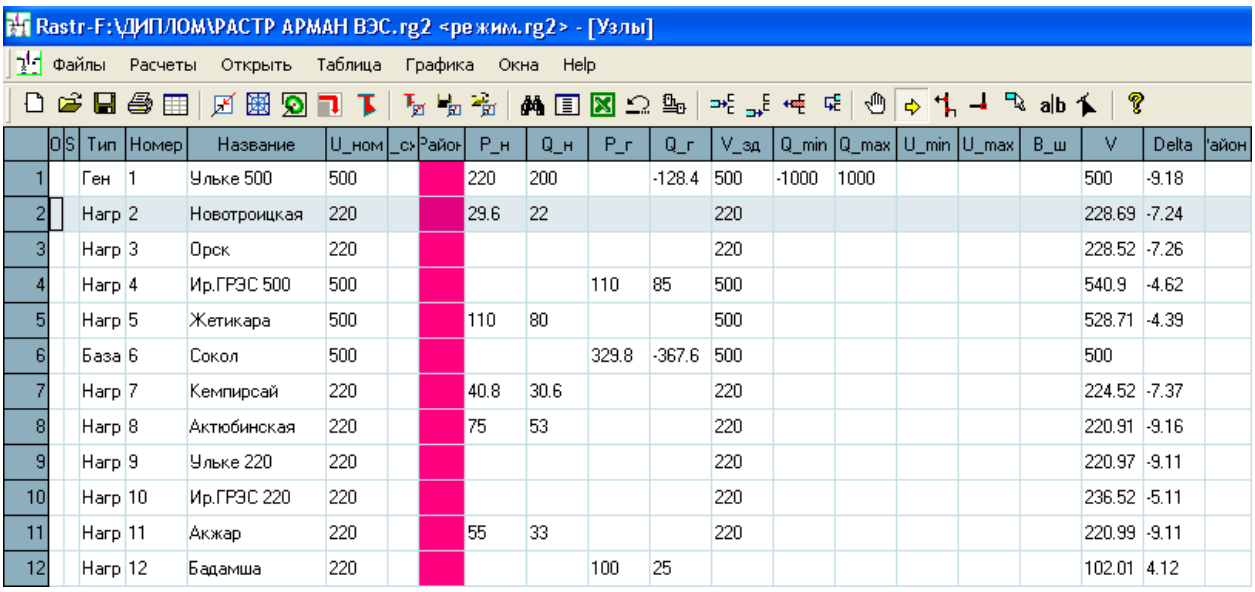
	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		4	Ир.ГРЭС 500	500	542.3	8.46
2		5	Жетикара	500	529.24	5.85
3		10	Ир.ГРЭС 220	220	237.26	7.85
4		12	Бадамша	220	101.32	-7.89

3.8 сурет – Апатты режимдегі кернеу ауытқуы



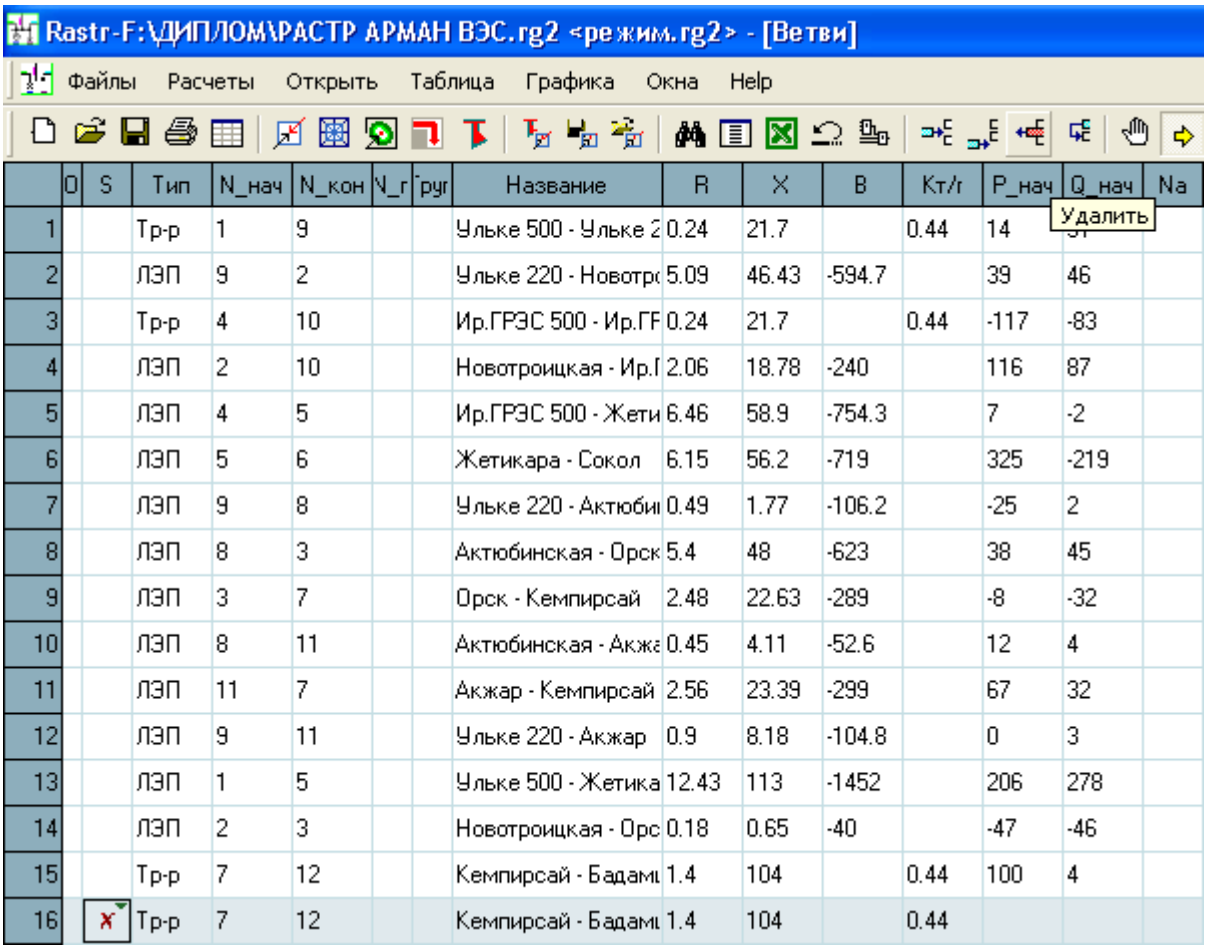
3.9 сурет – Бадаша ЖЭС Кемпірсай қосалқы станциясына қосқаннан кейін, «Актюбинская» – «Орск» қосалқы станцияларының арасындағы желіні үзілген кезіндегі торабының қуат ағыны.

Бадаша ЖЭС Кемпірсай қосалқы станциясына қосқаннан кейін, апатты режимді есептеу. Апаттан кейінгі режимді есептеу үшін біз Бадамша ЖЭС бір трансформатарың өшірдік.



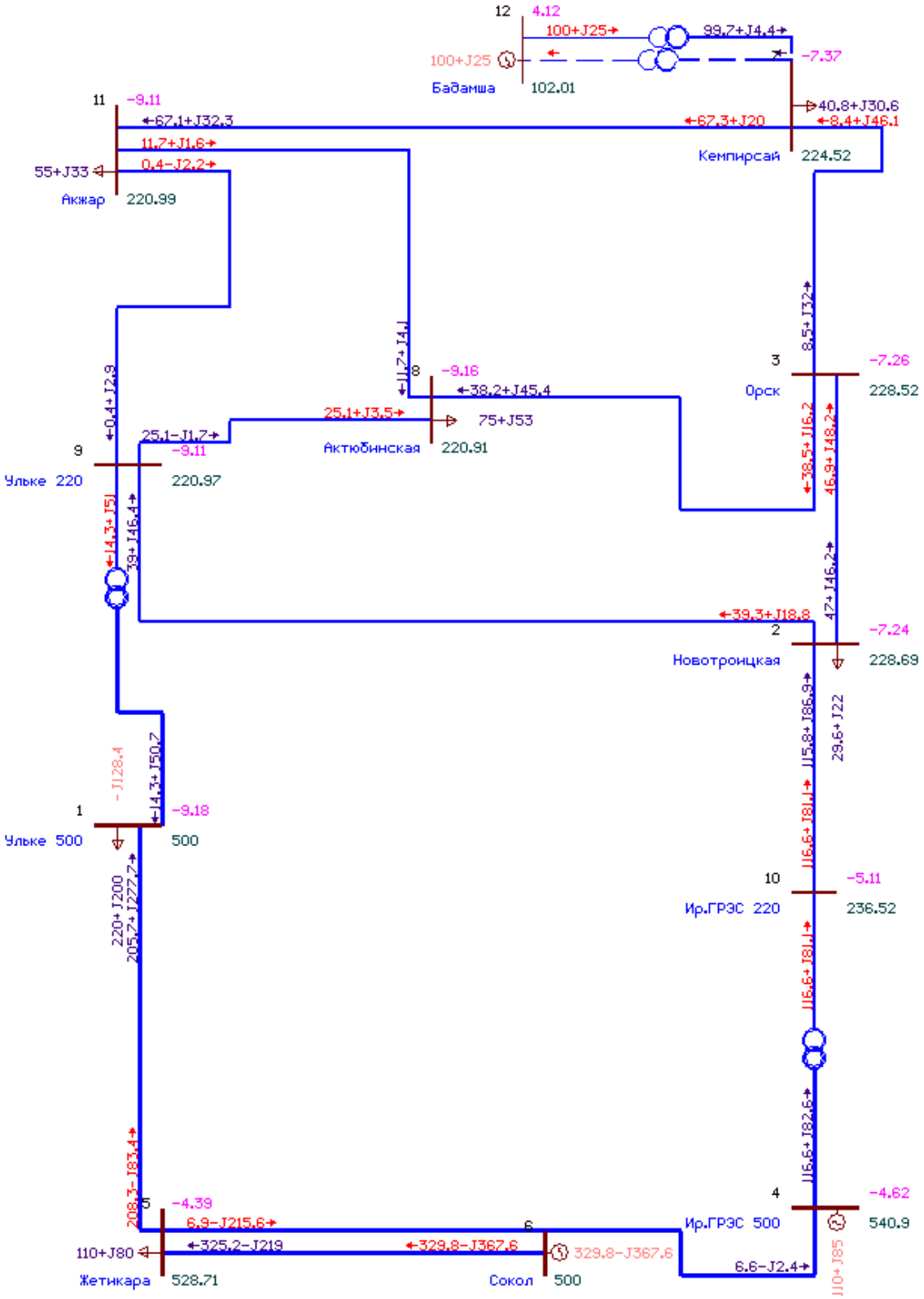
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_с	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			Ген	1	Ульке 500	500			220	200		-128.4	500	-1000	1000				500	-9.18	
2			Нагр	2	Новотроицкая	220			29.6	22			220						228.69	-7.24	
3			Нагр	3	Орск	220							220						228.52	-7.26	
4			Нагр	4	Ир.ГРЭС 500	500					110	85	500						540.9	-4.62	
5			Нагр	5	Жетикара	500			110	80			500						528.71	-4.39	
6			База	6	Сокол	500					329.8	-367.6	500						500		
7			Нагр	7	Кемпирсай	220			40.8	30.6			220						224.52	-7.37	
8			Нагр	8	Актюбинская	220			75	53			220						220.91	-9.16	
9			Нагр	9	Ульке 220	220							220						220.97	-9.11	
10			Нагр	10	Ир.ГРЭС 220	220							220						236.52	-5.11	
11			Нагр	11	Акжар	220			55	33			220						220.99	-9.11	
12			Нагр	12	Бадамша	220					100	25							102.01	4.12	

3.10 сурет – Түйіндер бойынша мәліметтер



	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груп	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			Тр-р	1	9			Ульке 500 - Ульке 2	0.24	21.7		0.44	14		
2			ЛЭП	9	2			Ульке 220 - Новотро	5.09	46.43	-594.7		39	46	
3			Тр-р	4	10			Ир.ГРЭС 500 - Ир.ГР	0.24	21.7		0.44	-117	-83	
4			ЛЭП	2	10			Новотроицкая - Ир.Г	2.06	18.78	-240		116	87	
5			ЛЭП	4	5			Ир.ГРЭС 500 - Жети	6.46	58.9	-754.3		7	-2	
6			ЛЭП	5	6			Жетикара - Сокол	6.15	56.2	-719		325	-219	
7			ЛЭП	9	8			Ульке 220 - Актюби	0.49	1.77	-106.2		-25	2	
8			ЛЭП	8	3			Актюбинская - Орск	5.4	48	-623		38	45	
9			ЛЭП	3	7			Орск - Кемпирсай	2.48	22.63	-289		-8	-32	
10			ЛЭП	8	11			Актюбинская - Акжа	0.45	4.11	-52.6		12	4	
11			ЛЭП	11	7			Акжар - Кемпирсай	2.56	23.39	-299		67	32	
12			ЛЭП	9	11			Ульке 220 - Акжар	0.9	8.18	-104.8		0	3	
13			ЛЭП	1	5			Ульке 500 - Жетика	12.43	113	-1452		206	278	
14			ЛЭП	2	3			Новотроицкая - Орс	0.18	0.65	-40		-47	-46	
15			Тр-р	7	12			Кемпирсай - Бадами	1.4	104		0.44	100	4	
16		X	Тр-р	7	12			Кемпирсай - Бадами	1.4	104		0.44			

3.11 сурет – Тарамдар бойынша мәліметтер



3.12 сурет – Бадаша ЖЭС Кемпірсай қосалқы станциясына қосқаннан кейін, Бадамша ЖЭС бір трансформатарың өшірген кезіндегі торабының қуат ағыны

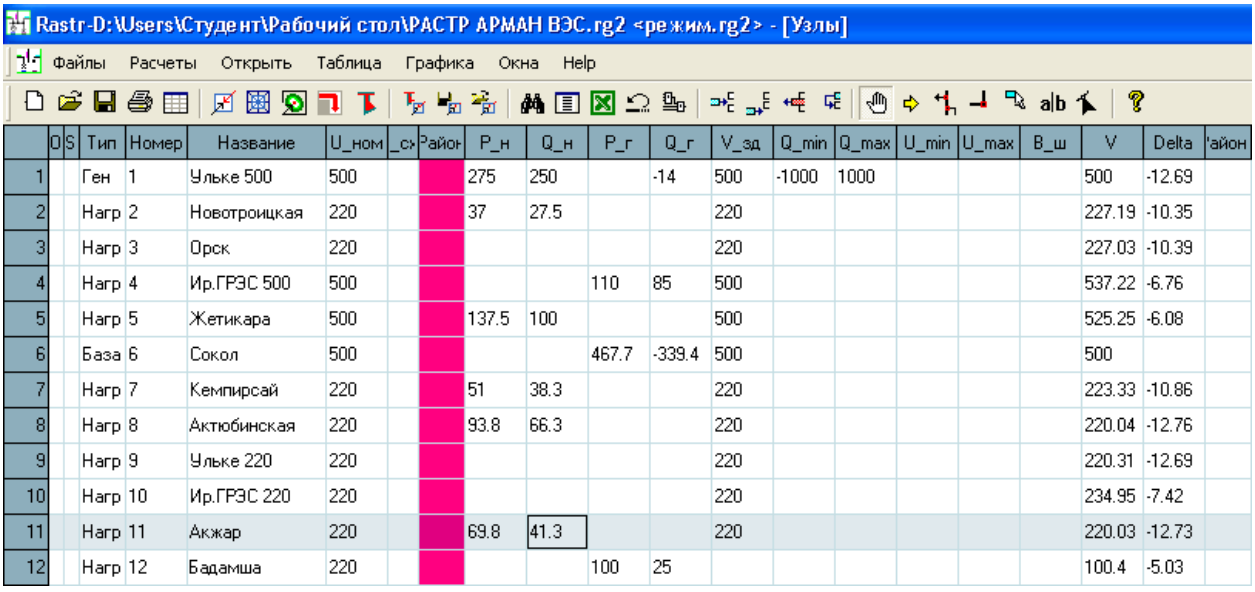
Апатты режим кезіндегі кернеудің ауытқуы төмендегі суретте көрсетілген.



	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		4	Ир.ГРЭС 500	500	540.9	8.18
2		5	Жетикара	500	528.71	5.74
3		10	Ир.ГРЭС 220	220	236.52	7.51
4		12	Бадамша	220	102.01	-7.27

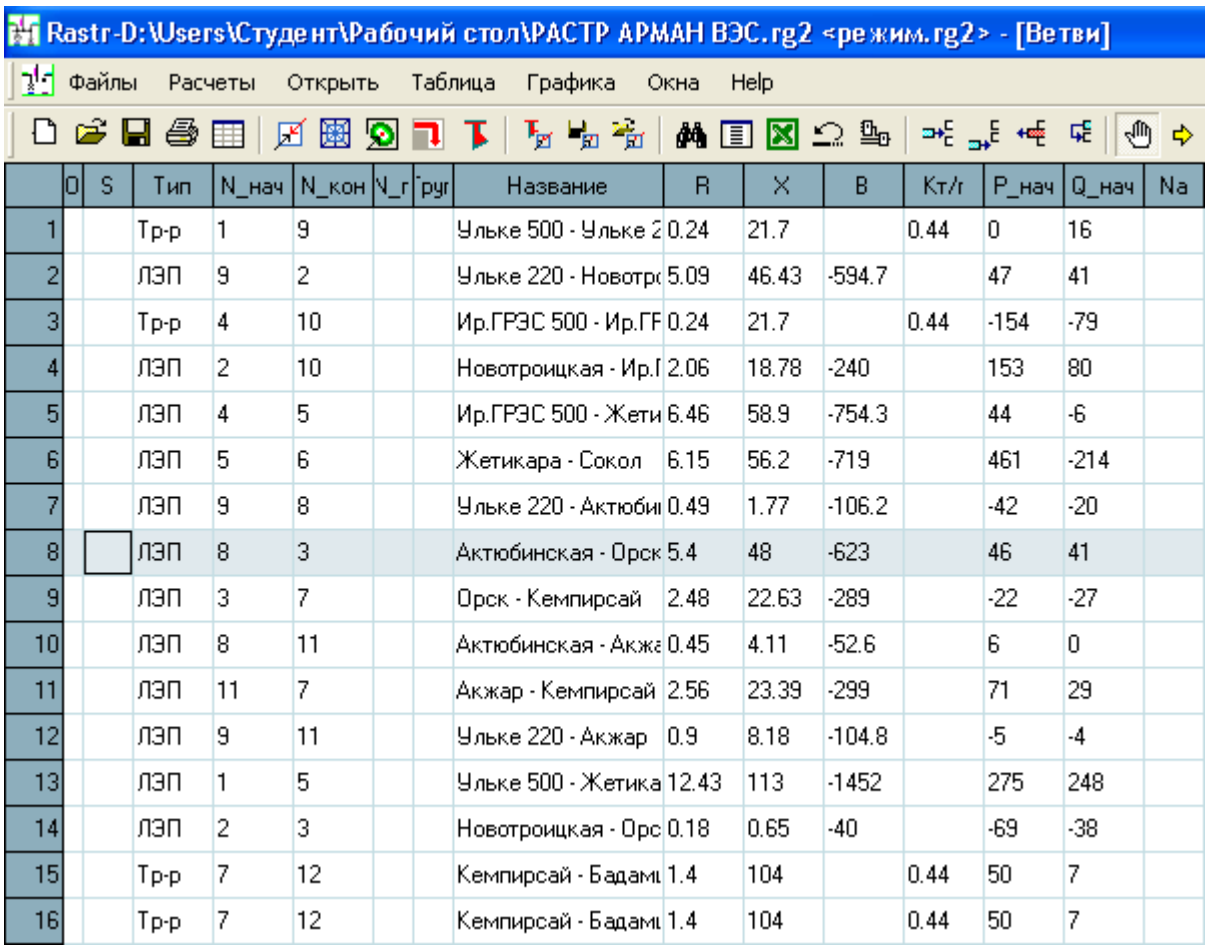
3.13 сурет – Апатты режим кезіндегі кернеудің ауытқуы

Бадамша ЖЭС Кемпірсай қосалқы станциясына қосқаннан кейін, Ақтөбе облысының 500 - 220 кВ торабы үшін максималды режимді есептеу. Максималды режимді есептеу үшін біз жүктемені 25% арттырдық.



	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_с	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			Ген	1	Ульке 500	500			275	250		-14	500	-1000	1000				500	-12.69	
2			Нагр	2	Новотроицкая	220			37	27.5			220						227.19	-10.35	
3			Нагр	3	Орск	220							220						227.03	-10.39	
4			Нагр	4	Ир.ГРЭС 500	500					110	85	500						537.22	-6.76	
5			Нагр	5	Жетикара	500			137.5	100			500						525.25	-6.08	
6			База	6	Сокол	500					467.7	-339.4	500						500		
7			Нагр	7	Кемпирсай	220			51	38.3			220						223.33	-10.86	
8			Нагр	8	Актюбинская	220			93.8	66.3			220						220.04	-12.76	
9			Нагр	9	Ульке 220	220							220						220.31	-12.69	
10			Нагр	10	Ир.ГРЭС 220	220							220						234.95	-7.42	
11			Нагр	11	Акжар	220			69.8	41.3			220						220.03	-12.73	
12			Нагр	12	Бадамша	220					100	25							100.4	-5.03	

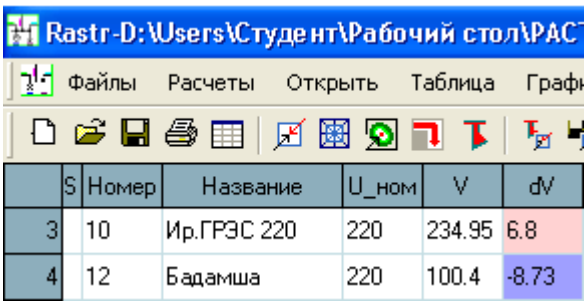
3.14 сурет – Түйіндер бойынша мәліметтер



	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			Тр-р	1	9			Ульке 500 - Ульке 2	0.24	21.7		0.44	0	16	
2			ЛЭП	9	2			Ульке 220 - Новотро	5.09	46.43	-594.7		47	41	
3			Тр-р	4	10			Ир.ГРЭС 500 - Ир.ГР	0.24	21.7		0.44	-154	-79	
4			ЛЭП	2	10			Новотроицкая - Ир.Г	2.06	18.78	-240		153	80	
5			ЛЭП	4	5			Ир.ГРЭС 500 - Жети	6.46	58.9	-754.3		44	-6	
6			ЛЭП	5	6			Жетикара - Сокол	6.15	56.2	-719		461	-214	
7			ЛЭП	9	8			Ульке 220 - Актюби	0.49	1.77	-106.2		-42	-20	
8			ЛЭП	8	3			Актюбинская - Орск	5.4	48	-623		46	41	
9			ЛЭП	3	7			Орск - Кемпирсай	2.48	22.63	-289		-22	-27	
10			ЛЭП	8	11			Актюбинская - Акжа	0.45	4.11	-52.6		6	0	
11			ЛЭП	11	7			Акжар - Кемпирсай	2.56	23.39	-299		71	29	
12			ЛЭП	9	11			Ульке 220 - Акжар	0.9	8.18	-104.8		-5	-4	
13			ЛЭП	1	5			Ульке 500 - Жетика	12.43	113	-1452		275	248	
14			ЛЭП	2	3			Новотроицкая - Орс	0.18	0.65	-40		-69	-38	
15			Тр-р	7	12			Кемпирсай - Бадами	1.4	104		0.44	50	7	
16			Тр-р	7	12			Кемпирсай - Бадами	1.4	104		0.44	50	7	

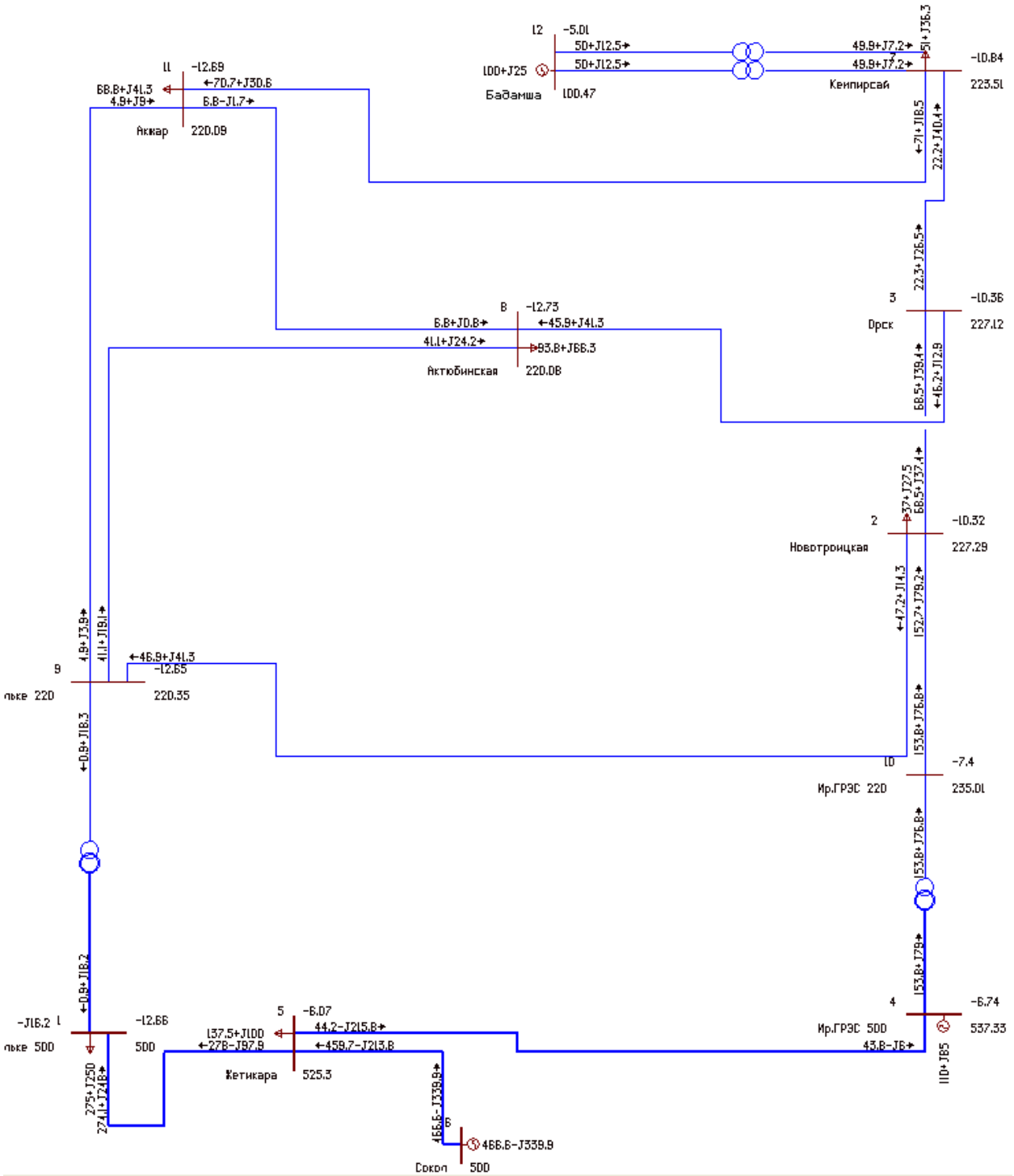
3.15 сурет – Тарамдар бойынша мәліметтер

Апатты режим кезіндегі кернеудің ауытқуы төмендегі суретте көрсетілген.



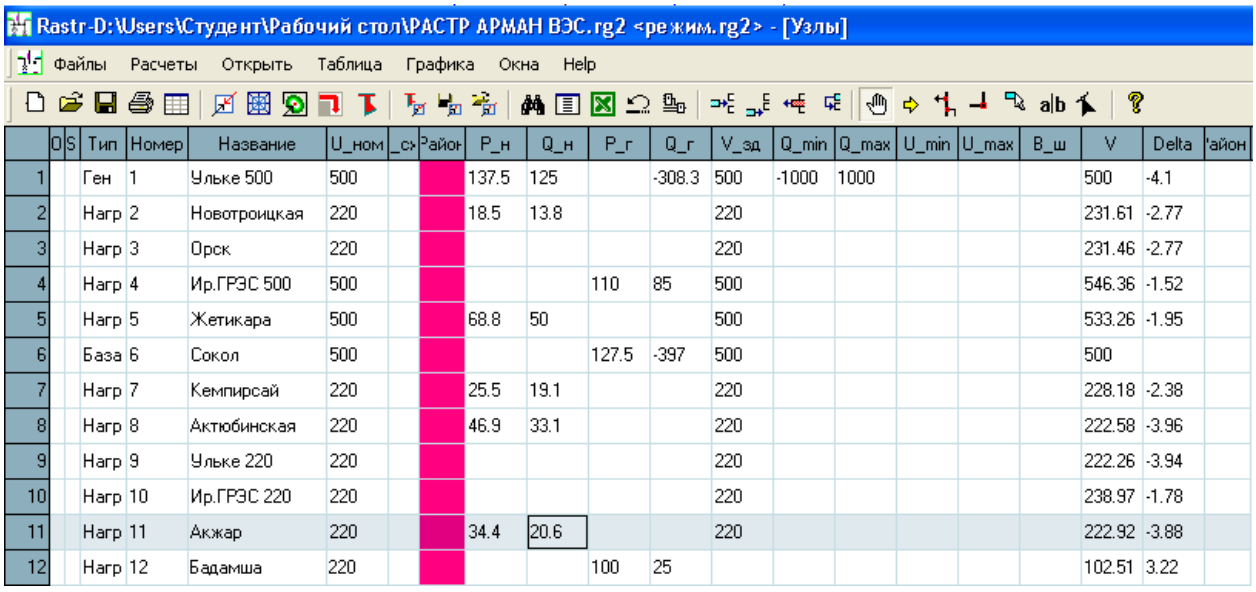
	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
3		10	Ир.ГРЭС 220	220	234.95	6.8
4		12	Бадамша	220	100.4	-8.73

3.16 сурет – Апатты режим кезіндегі кернеудің ауытқуы



3.17 сурет – Бадаша ЖЭС Кемпірсай қосалқы станциясына қосқаннан кейін, жүктемені 25% арттырған кезде, Ақтөбе облысының 500 - 220 кВ торабының қуат ағыны.

Бадамша ЖЭС Кемпірсай қосалқы станциясына қосқаннан кейін, Ақтөбе облысының 500 - 220 кВ торабы үшін минималды режимді есептеу. Минималды режимді есептеу үшін біз жүктемені 25% төмендеттік.

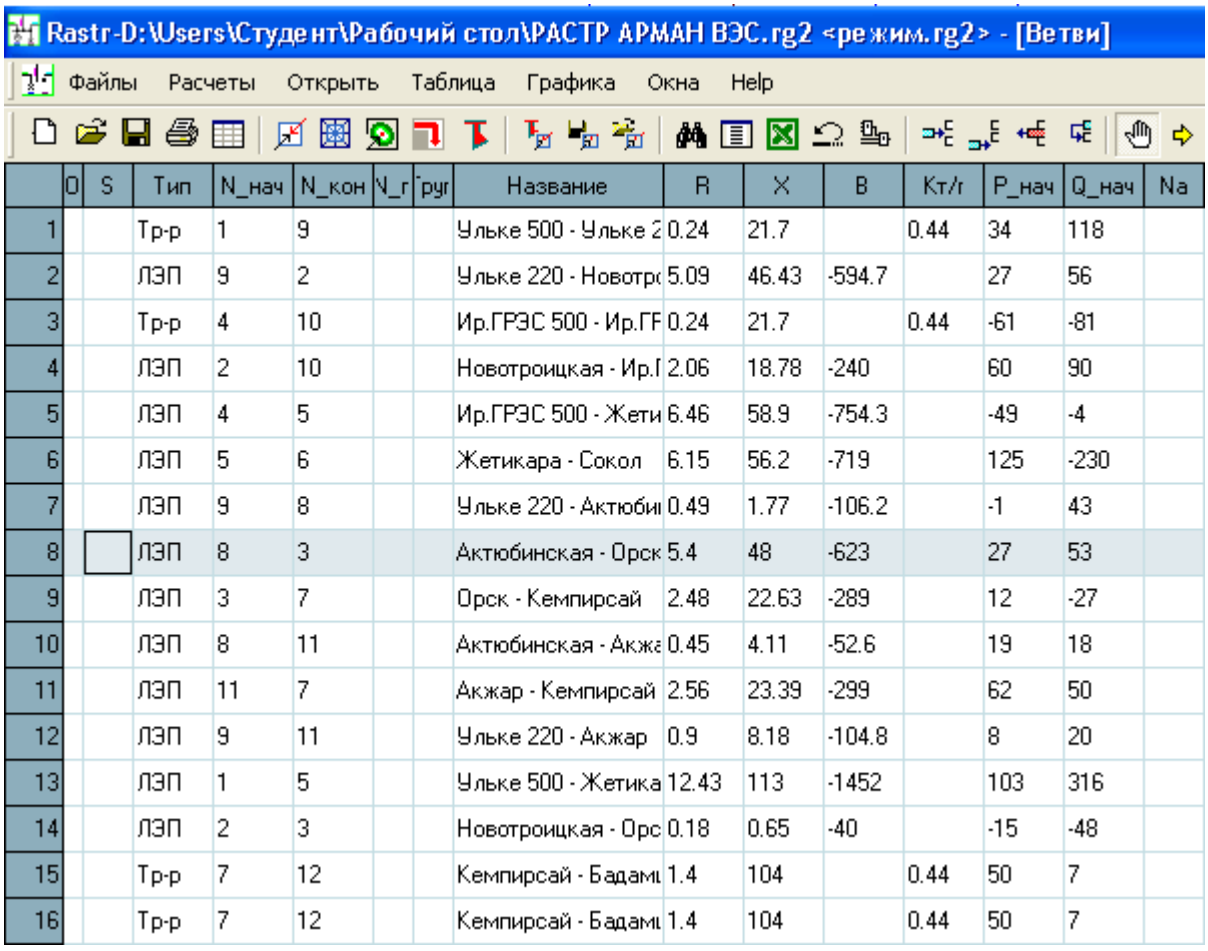


Rastr-D:\Users\Студент\Рабочий стол\РАСТР АРМАН ВЭС.rg2 <режим.rg2> - [Узлы]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			Ген	1	Ульке 500	500			137.5	125		-308.3	500	-1000	1000				500	-4.1	
2			Нагр	2	Новотроицкая	220			18.5	13.8			220						231.61	-2.77	
3			Нагр	3	Орск	220							220						231.46	-2.77	
4			Нагр	4	Ир.ГРЭС 500	500					110	85	500						546.36	-1.52	
5			Нагр	5	Жетикара	500			68.8	50			500						533.26	-1.95	
6			База	6	Сокол	500					127.5	-397	500						500		
7			Нагр	7	Кемпирсай	220			25.5	19.1			220						228.18	-2.38	
8			Нагр	8	Актюбинская	220			46.9	33.1			220						222.58	-3.96	
9			Нагр	9	Ульке 220	220							220						222.26	-3.94	
10			Нагр	10	Ир.ГРЭС 220	220							220						238.97	-1.78	
11			Нагр	11	Акжар	220			34.4	20.6			220						222.92	-3.88	
12			Нагр	12	Бадамша	220					100	25							102.51	3.22	

3.18 сурет Түйіндер бойынша мәліметтер

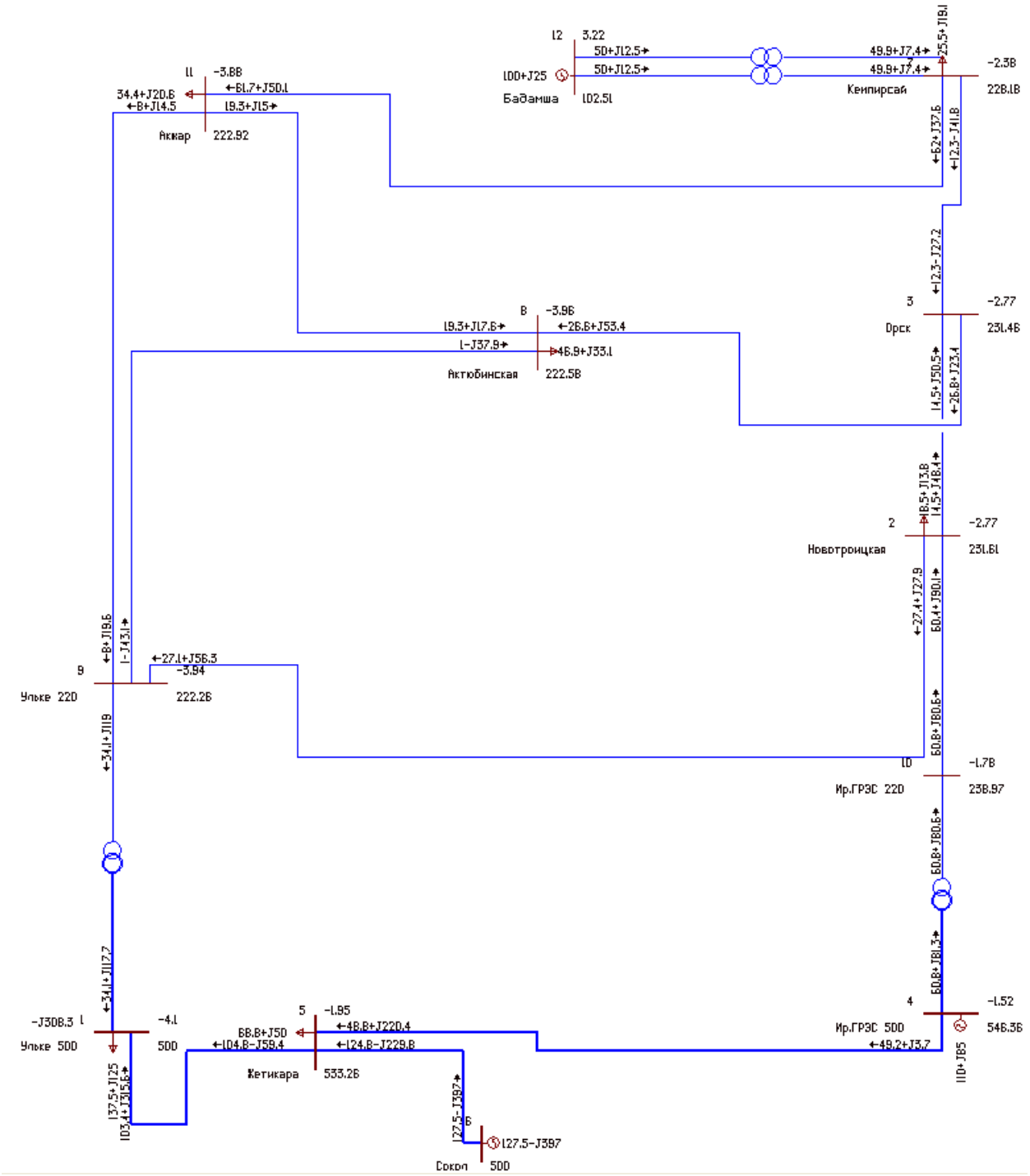


Rastr-D:\Users\Студент\Рабочий стол\РАСТР АРМАН ВЭС.rg2 <режим.rg2> - [Ветви]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

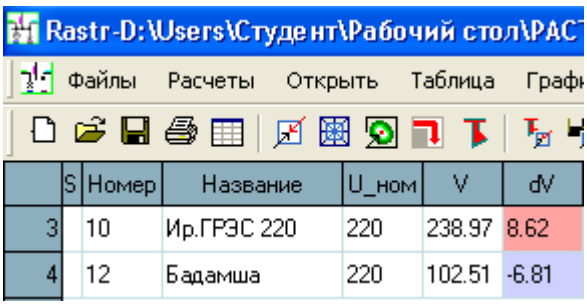
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			Тр-р	1	9			Ульке 500 - Ульке 2	0.24	21.7		0.44	34	118	
2			ЛЭП	9	2			Ульке 220 - Новотро	5.09	46.43	-594.7		27	56	
3			Тр-р	4	10			Ир.ГРЭС 500 - Ир.ГР	0.24	21.7		0.44	-61	-81	
4			ЛЭП	2	10			Новотроицкая - Ир.Г	2.06	18.78	-240		60	90	
5			ЛЭП	4	5			Ир.ГРЭС 500 - Жети	6.46	58.9	-754.3		-49	-4	
6			ЛЭП	5	6			Жетикара - Сокол	6.15	56.2	-719		125	-230	
7			ЛЭП	9	8			Ульке 220 - Актюби	0.49	1.77	-106.2		-1	43	
8			ЛЭП	8	3			Актюбинская - Орск	5.4	48	-623		27	53	
9			ЛЭП	3	7			Орск - Кемпирсай	2.48	22.63	-289		12	-27	
10			ЛЭП	8	11			Актюбинская - Акжа	0.45	4.11	-52.6		19	18	
11			ЛЭП	11	7			Акжар - Кемпирсай	2.56	23.39	-299		62	50	
12			ЛЭП	9	11			Ульке 220 - Акжар	0.9	8.18	-104.8		8	20	
13			ЛЭП	1	5			Ульке 500 - Жетика	12.43	113	-1452		103	316	
14			ЛЭП	2	3			Новотроицкая - Орс	0.18	0.65	-40		-15	-48	
15			Тр-р	7	12			Кемпирсай - Бадами	1.4	104		0.44	50	7	
16			Тр-р	7	12			Кемпирсай - Бадами	1.4	104		0.44	50	7	

3.19 сурет – Тарамдар бойынша мәліметтер



3.20 сурет – Бадамша ЖЭС Кемпірсай қосалқы станциясына қосқаннан кейін, жүктемені 25% төмендеткен кезде, Ақтөбе облысының 500 - 220 кВ торабының қуат ағыны

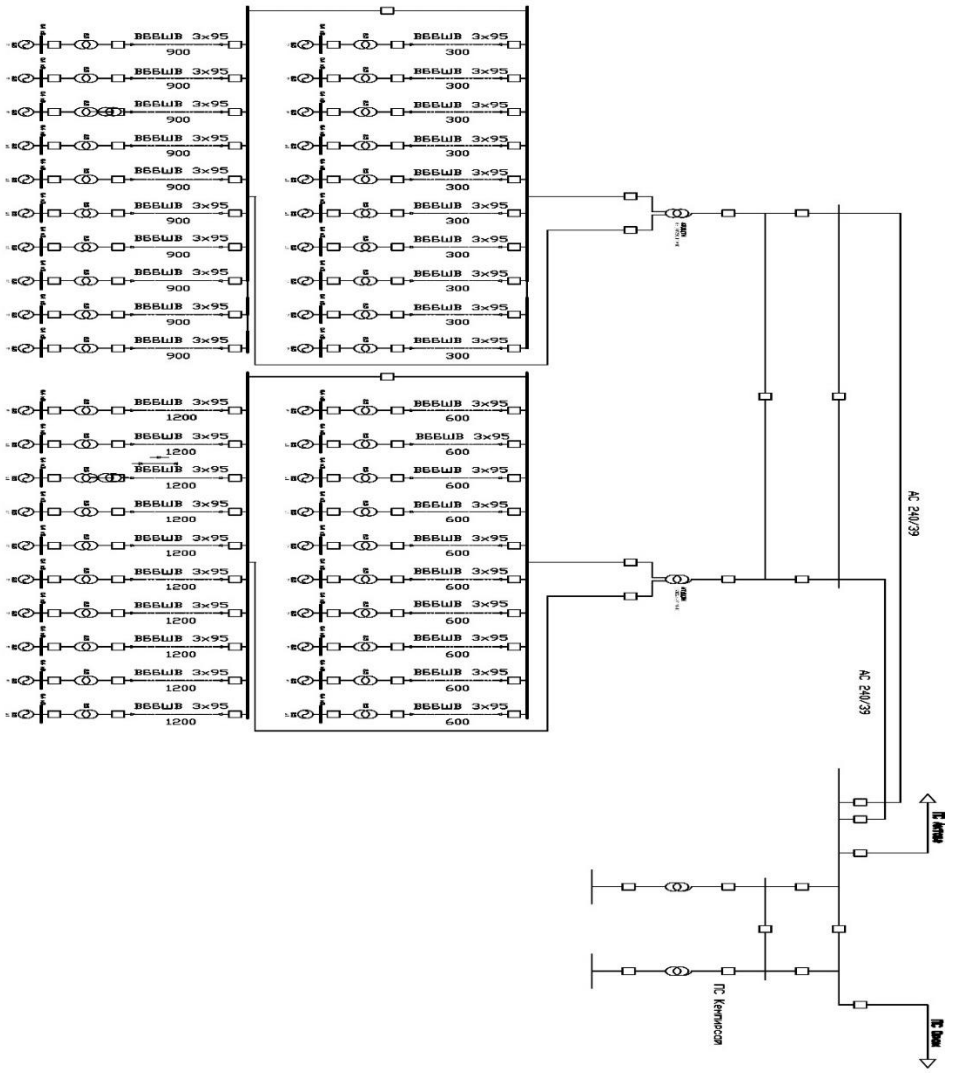
Минималды режим кезіндегі кернеудің ауытқуы төмендегі суретте көрсетілген.



	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
3		10	Ир.ГРЭС 220	220	238.97	8.62
4		12	Бадамша	220	102.51	-6.81

3.21 сурет – Минималды режим кезіндегі кернеудің ауытқуы

Қорытынды: Бадамша ЖЭС Кемпірсай қосалқы станциясың қосқанда номиналды, максималды және минималды режимдерді есептеген кезде, кернеудің ауытқуы ± 10% аспады. Апатты режимды есептеген кезде «Актюбинская» – «Орск» қосалқы станцияларының арасындағы желіні үзілген кезіндегі режимды және бір трансформатордың істен шыққан кезіндегі режимді есептеген кезде де кернеудің ауытқуы ± 10% аспады.



3.22 сурет – Бадамша ЖЭС Кемпірсай қосалқы станциясына қосу сұлбасы

4 Өмір тіршілік қауіпсіздігі

4.1 ЖЭС қондырғыларды пайдаланудағы еңбек жағдайын талдау

Диспетчердің техникалық қондырғыларды пайдаланудағы еңбек жағдайын талдау. Менің бұл дипломдық жобамдағы жел электро стансасы Республикамыздың бастыс бөлігінде, яғни Ақтөбе облысында орналасқан. Сондықтан жергілікті тұрғындарға кедергі жасамайды және оған арнайы шарттар қойылады. Диспетчер бөліміндегі жұмысшылардың жұмыс категориясы – жеңіл. Ол бөлмеде жалпы автоматты басқару пункты орналасқан. Диспечерлік бөлменің ауданы 80 м2, биіктігі 5м және 1 терезе бар, олардың ауданы 6 м2 құрайды. Өндірісте еңбекті қорғау жұмысы, еңбекті қорғаудың негізгі мақсаты, еңбек ету үрдісінде жұмысшылардың өмірі мен денсаулығын сақтау талаптарына жауап беретін жұмыс істеу мүмкіндіктеріне жетуге бағытталған талаптар ҚР Еңбек кодексінде көрсетілген. Өнеркәсіптерде, аралас салалардың нормативті талабы бойынша еңбек қорғау бойынша 1 инженер қажет, өнеркәсіп басшысы өзінің бұйрығымен еңбек қорғау бойынша инженердің міндетін басқа маманға жүктеуі мүмкін. Облыстың климаты тым континенттік. Қысы суық, жазы ыстық әрі құрғақ. Қаңтар айының орташа температурасы –15 — 20 °С, кейде —35 °С-қа дейін төмендейді, шілде айындағы температура 21 — 25 °С, кейде 35 °С-қа дейін көтеріледі. Қоршаған ортаның атмосферасының ластануы – 2-категория; Қоршаған ортаның есепті температурасы: минималды - 40 0С; максималды + 40 0С; орташажылдық + 5 0С; Көкмұздақ кезіндегі температура + 4 °С; Желдің жылдамдығы – 40 м/сек; Ағындық (напор) жылдамдық – 64 кг/м2; Қар жамылғысының қалыңдығы – 22 см; Тұздану пайызы – 20-,5: 3,2 %; Жылдағы көкмұздық күндердің саны – 10-15 күн; Жылдағы найзағайлы күндердің орташа ұзақтығы – 38 сағат; Жыл бойына екпінді желдер (кейде 15 — 20 м/с-қа дейін) болып тұрады.

ЖЭС қосалқы станциясы төмендеткіш болып табылады, станцияның екі автотрансформаторы АТДТЦТН 63000/220/110, ашық типті тарату құрылғысы 220 кВ және КТҚ 10 кВ. Жел электро станциясында трансформаторлар, ажыратқыш, сақтандырғыш, айырғыш, АКШ және қондырғыларды қысқа тұйықталу тоғынан қорғайтын релелік қорғаныс құрылғылары орнатылған. Қысқа тұйықталу тоғының бір әсері, ұшқынның пайда болуы, ол ары қарай тұтану өртке әкеліп соғады. Ең үлкен өрт қаупің май толтырылған қондырғылар, асқын кернеу ажыратқыштары, құрамында майканифоль бар қағаз оқшаулағыштан тұратын кабельдер төндіреді. Қосалқы станцияда орналасқан жоғарғы кернеуде жұмыс істейтін майлы ажыратқыштар, жарылу және жанып тұрған майды шашу қаупің төндіреді.

Қазіргі уақытта өрт қаупін төндірмейтін ваакумды, элегазды және аз көлемді майлы ажыратқыштар қолданылады. Қосалқы станцияда диспетчер техникалық эксплуатация кезінде көп көлемде электрэнергиясының ағының бақылап отырады. Оператордың кішкене қателігі ауыр апатқа, өртке және

жазатайым оқиғаға әкеліп соғады. Жұмыс орнын ұйымдастыру бірнеше іс шараларды орындаудан тұрады. Осы іс шаралардың бірі жұмыс орнын табиғи және жасанды жарықтандыру. Еңбек өңімділігі мен қауіпсіздігін арттыру және шаршағандықты басу шараларының бірі жұмыс орнының жақсы жарықтандырылуы болып табылады.

4.2 ЖЭС прожекторлы жарықтандырылуы

Жоғарғы кернеудегі (110 кВ және жоғары) қосалқы станцияның жұмыс істеу ерекшелігі, олар тәулік бойы оперативті қызметкерлермен қызмет көрсетіледі. Сонымен қатар бұндай үлкен қосалқы станциялар үлкен аумақты алады және бұл аумақ жоғары кернеудегі электр қоңдырғыларымен тығыз орналасқан. Жоғарыда келтірілген факторларға байланысты, үлкен қосалқы станциялардың аумағын, қараңғы мезгілде прожекторлардың топтарымен жарықтандыру қажет. Прожекторларды қосалқы станция аумағында жарықтандыру біркелкі болатындай орналастыру қажет. Прожекторлық жарықтандыру бұл жағдайларда жұмыс, қозғалыс қауіпсіздігі, және еңбек өңімділігін арттыру үшін қажет. Қызмет көрсететін персоналдың және технологиялық қажеттіліктер үшін, барлық кернеуде жұмыс жасайтын автотрансформатор және АТҚ қоңдырғылары орналасқан қосалқы станцияның прожекторлы жарықтандыруын есептеу қажет. Прожекторлы діңгекте ПТШ – 45 топтамасының прожекторларын қоңдырамыз. Бұл прожектор өте жетілген емес, бірақ ең көп таралған және топталып шығарылады. ПТШ – 45 прожекторының техникалық сипаттамасы кестеде келтірілген.

4.1 кесте – прожектордың техникалық сипаттамасы

Прожектор типі	Желінің типі	max, жарық күші кд	Шашырау бұрышы		Өлшемі, мм			Масса, кг
			Көлденең жазықтықта	Тік жазықтықта	Биік-тігі	ені	ұзынд.	
ПТШ – 45	Г220-1000	130	26	24	730	600	380	21
	Г220-1500	225	25	26				
	ДСЛ-700	30	100	100				

Прожектордың қоңдыру биіктігін тандау.

Г220-1000 лампасы бар ПТШ-45 прожекторы « Прожектор түріндегі шырақтарды және прожеткорларды минималды рұқсат етілетін биіктікте орнату» бойынша қондыру биіктігі:

$$H_{мин1} = 6 \text{ м};$$

$$H_{мин2} = 7 \text{ м}.$$

Прожекторларды қоңдыру биіктігің таңдаған кезде, қарықтыру факторынан басқа, мысалы прожекторларды қоңдыруға болатын биік нысандардың бар болуы, тік және көлденең жарықтандыру мағынасының қажетті байланысы, сонымен қатар коленкенің қалыптасу шарттары секілді жергілікті жағдайлар ескеріледі. Бұл сұрақтың экономикалық шарттары өте маңызды екені анық. Прожекторлы діңгектердің бағасы олардың биіктігіне байланысты өседі.

Металқұрылғыларды тоттанудан қорғау.

Антенналық және прожекторлық тіректер қара металдан жасалады. Осыған байланысты, мачталар коррозиға ұшырауы мүмкін. Прожекторлық тірек құрылғылары СНиП2.03.11-85 ережесіне сәйкес қорғалады. Бұдан басқа, мачтаның қызмет көрсету мерзімін ұзарту үшін ыстық мырышпен қаптау сияқты заманауи тиімді технологиялар пайдаланылады.Сондай-ақ, прожекторлық мачталарды тотанудан қорғаудың келесі түрлері пайдаланылады:

- лак, бояу пайдалану (бояу, лактар, эмаль, арнайы эмальдар, төсеме бояу жағу);
- ыстық мырышпен қаптау.

Прожектордың иілу бұрышы θ, тік жазықтықтағы шашырау бұрышының жартысынан көп болса, жарықтық ағынның қолдану коэффициенті ($\theta > \beta_b$) болады. Жарықтың шашырауы бұрыш шегінде болса, прожектордың жарық ағыны жарықтандыратын жазықтыққа түседі. Берілген бірдей жарықтандырудың шектелген қисықтың ауданы кезіндегі прожектордың иілу бұрышы, максимал мәнде болады. Бұл мән ең тиімді болып табылады. Біздің жағдайда прожекторлық діңгектен жарықтандыратын жерге дейінгі аумақ 10 метрден 70 метрге дейін, ал прожекторды қоңдыру биіктігі Н=7м, сәйкесінше прожектордың иілу бұрышын қарастыру үшін қабылдаймыз: $\theta_1 = 8^\circ$, $\theta_2 = 10^\circ$, $\theta_3 = 12^\circ$, $\theta_4 = 14^\circ$, $\theta_5 = 16^\circ$, $\theta_6 = 20^\circ$.

Прожекторлы жарықтандыруды есептеу.

Жарықтандыратын аумақта прожекторлық діңгектерді қоңдыратың орындарды белгілейміз, содан кейін прожекторларды қоңдыруға болатын биік құрылыстарды қарастырамыз. Қосалқы станциядағы жалғыз биік құрылыс жайратқыш екенін ескеретін болсақ, жайратқышты орнататын нүктелерге прожекторлы діңгеткерді орнатып содан кейін жайратқышты орнатамыз. Изолюксты есептеген кезде, жарықтандыру осыған сәйкес келетін қисықтыққа, тең болу керек:

$$E \cdot k/2, \qquad (4.1)$$

мұндағы Е-осы аймақтың қажетті жарықтандырылуы;

k - қор коэффициенті.

Бұл жағдайда $E_1 = 2$лк деп қабылданады, жарықтантандырылатын аймақтың барлығын жабу мүмкін емес болғандықтан, изолюксті есептеу үшін $E_н^{`} = 2$лк деп аламыз. Демек изолюкстар өтетін нүктелердің координаталарын есептеу келесідей мәндермен жүргізіледі: $E_{if} = 2.25$лк, Н = 7 м, $\theta_1 = 8^\circ$, $\theta_2 = 10^\circ$, $\theta_3 = 12^\circ$, $\theta_4 = 14^\circ$, $\theta_5 = 16^\circ$, $\theta_6 = 20^\circ$.

Г220В - 1000Вт лампасы бар ПТШ-45 прожекторы үшін изолюкс келесідей ретте есептелінеді: х және х/n мәндері беріледі, алынған мәндер 4.2. кестесіне енгізіледі. Формула бойынша әрқайсысының біршама жарықтандырылуының мағынасы анықталады, осының барлығы таблицаға еңгізіледі.

$$\varepsilon = E \cdot H^2 \cdot P^3, \qquad (4.2)$$

“Г220В -1000Вт лампасы бар ПТШ-45 прожекторлары арналған шартты жазықтықтағы изолюкстар“ графигінде ξ және ε мәндері бойынша η табылады.

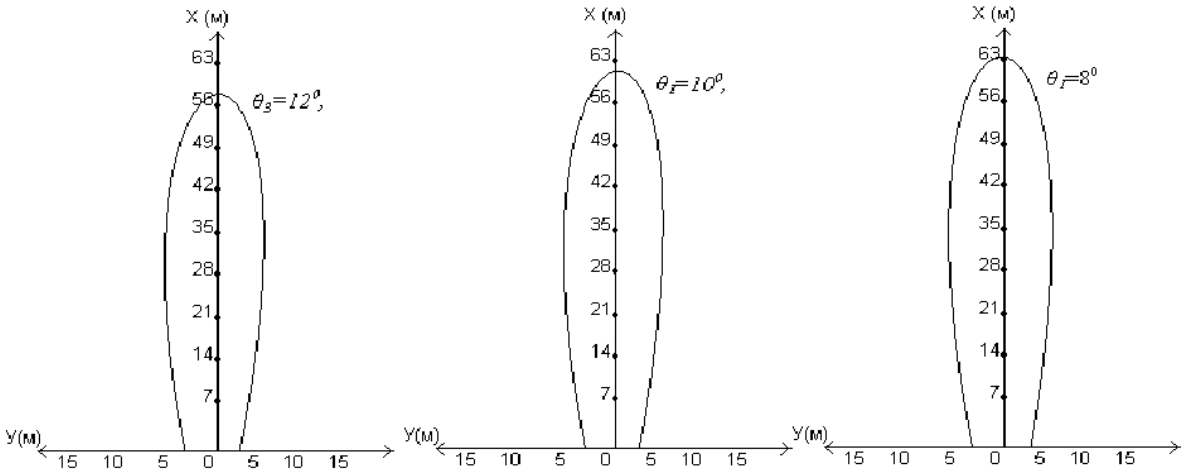
Y координатасы есептелінеді:

Масштабта изолюкстар салынады: $\theta_1 = 8^\circ$, $\theta_2 = 10^\circ$, $\theta_3 = 12^\circ$, $\theta_4 = 14^\circ$, $\theta_5 = 16^\circ$, $\theta_6 = 20^\circ$. Бұл алгоритм барлық бұрыш θ_1, мәндеріне бірдей, сондықтан есеп қорытындысы кестеге еңгізіледі.

Прожекторлардың иілу бұрышының ең жаксы нұсқасы болып $\theta_1 = 8^\circ$, $\theta_2 = 10^\circ$, $\theta_3 = 12^\circ$ табылады. Осыған қарап суретте график үлгісін құрастырамыз. Графикты қосылқы станцияның планы салынған масштабта құрастырамыз яғни 1:1500.Үлгі үшін θ_1 – нұсқасын тандаймыз. Калькадан қажетті мөлшерде үлгілерді қиып алып, оларды прожекторлық діңгектерді қондыратын орындарға қоямыз, содан кейін прожекторлардың оптималды орналасуын және әр діңгеткегі прожектор санын табамыз. Изолюксты құрастырған кезде бұрыш аз болған жағдайда діңгектердің шектерінің аралығында «өлі кеңістік» пайда болатының ескеру қажет. Оны келесі формуламен есептейміз:

$$X_o = H \cdot ctg(\gamma - \theta), \qquad (4.3)$$

мұндағы γ- прожектордың қорғаныс бұрышы.



4.1 сурет – Прожектордың әр түрлі бұрыш иілуінің графикалық үлгісі

Изолюкстарды қосалқы станцияның жоспарында орналастырған кезде, әр прожекторлы діңгекте қанша прожектор қондырылғаны көрініп тұр:

ПМ-1 (м- 4) діңгегінде 4х ПТШ-45 қондырамыз;
ПМ-2 (м-12) діңгегінде 6х ПТШ-45қондырамыз;
ПМ-3 (м- 8) діңгегінде 7х ПТШ-45қондырамыз;
ПМ-4 (м-18) діңгегінде 6х ПТШ-45 қондырамыз;
ПМ-4 (м-18) діңгегінде 6х ПТШ-45 қондырамыз;
ПМ-4 (м-18) діңгегінде 2х ПТШ-45 қондырамыз;

Изолюксты құрастыру кезінде қосалқы станция үлгісінде «көленкелі аумақты» ескеріп, бұл аумақтарда минималды жарықтандыру бойынша есеп жүргіземіз, ($E_н$ = 2лк).

7м биіктікте $\theta_1 = 8^\circ$ бойынша, 1000 Вт шамы бар ПТШ-45 прожекторының қондырылған нүктесіндегі жарықтандыруды есептейміз.

Т-1 нүктесіндегі жарықтандыру. Т-1 нүктесінің координатасы: x = 46 м, y = 10 м. Осыдан: $x/н = 46/7 = 6{,}57 \approx 6{,}5$ және x/н және θ параметрлерін біліп «Прожекторлық жарықтандыруды есептеу үшін ξ, ρ және ρ^3 мәндері» бойынша $\xi = 0{,}02$, $\rho = 6{,}6$ и $\rho^3 = 284$ деп, $\eta = y/(\rho \cdot H) = 10/(6{,}6 \cdot 7) = 0{,}218$ табамыз.

«Шартты жазықтықтағы изолюкстар» сәйкесінше $\varepsilon = 30000$ лк осыдан $A = \varepsilon/(\rho^3 I^2) = 30000/(284 \cdot 49) = 2{,}16$ лк табамыз, бұл бізде келесі шартқа сәйкес келеді: $E_{Ti} \geq (2{,}16 \geq 2)$.

Т-2 нүктесіндегі жабдықталу, Т-2 нүктесінің координатасы x = 60 м, y = = 7 м. Осыдан: $x/H = 60/7 = 8{,}57 \approx 8{,}5$ және ξ = 0,03, ρ = 8,6 және $P^3 = 625$.

$$\eta = \frac{y}{\rho \cdot H} = \frac{7}{8{,}6 \cdot 7} = 0{,}116, \qquad (4.4)$$

ε = 7000 лк

Осыдан табатынымыз:

$$E = \frac{\varepsilon}{(\rho^3 \cdot H^2)} = \frac{70000}{(265 \cdot 49)} = 2{,}27 \text{ лк.}$$

Т-3 нүктесіндегі жадбдықталу, Т-3 нүктеінің координаталары x = 36 м, y = 8,6 м. Осыдан $x/H = 5$ және ξ = 0,06, ρ = 5,1 и $\rho^3 = 132$ параметрлерін келесі формуламен табамыз:

$$\eta = \frac{y}{\rho \cdot H} = \frac{8{,}6}{5{,}1 \cdot 7} = 0{,}241.$$

«Шартты жазықтықтағы изолюкстар» ережесіне сәйкесінше $\varepsilon = 12800$ лк осыдан табамыз: $E = \varepsilon/(\rho^3 \cdot H^2) = 12800/(132 \cdot 49) = 1{,}98 \approx 2$ лк.

Бұл $E_{Ti} \geq E_{min} (2 \geq 2)$ шартына сәйкес келеді. Басқада тексерілтен нүктелерді жоғарыда келтірілген есептеулерге ұқсатып шығарамыз және төменде келтірілген кестемен сәйкестіріп аламыз.

4.3 кесте – Тексерілетін нүктедегі жарықтандырудың мәндері

Ti	x	y	x/H	ξ	ρ	ρ^3	η	ε	E
Т-1	46	10	6,5	0,02	6,6	284	0,218	30000	2,16
Т-2	60	7	8,5	0,03	8,6	625	0,116	70000	2,27
Т-3	36	8,6	5	0,06	5,1	132	0,241	12800	1,98
Т-4	26,7	8	4	0,11	4,1	68	0,27	7000	2,1
Т-5	62	7	9	0,03	9	740	0,11	72000	1,99
Т-6	60	7,5	8,5	0,03	8,6	625	0,125	68000	2,22

Т-7	50	9,9	7	0	7,1	350	0,2	38000	2,21
Т-8	57,3	8,66	8	0,02	8,1	520	1,53	54000	2,11

Тексерілетін нүктелердегі жарықтандыру $E_{Ti} \geq E_{min}$ шартына сәйкес келетінің кестесінен көруге болады. Демек осы кесетеге қарап қосалқы станция аумағындағы прожекторлар, АТҚ-110 кВ, ТҚ-10 кВ және трансформаторлар-дың орналасқан жерінде қажетті жарықтандыруды береді.

Трансформаторларды жобалауда шудың деңгейін жобалау.

Еңбек қауіпсіздігін негізгі басқару мақсаты болып ұйымдастырылған жұмыс бойынша қауіпсіздікті қамтамас ету, жарақаттану мен апаттықты, кәсіптік ауруды, төмендету, қауіпсіз және зиянсыз еңбек шартын кешенді мақсат негізінде жасау, еңбек шартын жақсарту болып табылады. Трансформаторларды эксплуатациялау кезінде, қызметкерге зиянды және қауіпті факторларымен ГОСТ 12.1.002-84 сәйкес әсер етуі мүмкін.

«ССБТ жұмыс орнында шу өлшеуідің тәсілдері. ГОСТ 12.1.003-83». Шу.

Қауіпсіздікке қойылатын жалпы талаптар.

4.2 Трансформаторлардың шуы

Өнеркәсіп кәсіп орнында және тұрғылықта аудандарда эксплуатацияда жатқан трансформаторлық жабдық қызметкердің денсаулығына жағымсыз әсер ететін шу шығарады. Бір мезгілде, шудың себебі болып келетін жабдықтың дірілдеуі, оның механикалық беріктігіне әсер етіп ғана қоймай,оның қызмет мерзімін төмендетіп және оның ішкі жағынан зақым пайда болуына алып келеді.

Трансформаторлардағы шу көздері.

Трансформаторлар шуы, белсенді бөлшегінің дірілдеуі арқылы шығады, сонымен қатар салқындатқыш жүйенің желдеткіштерімен де шығады. Трансформатор шуына,оның бөлек элементтерінде-салқындатқышта,бак дуалдарында,құбырларды және т.б. пайда болатын резонансты құбылыстарыда маңызды әсер етеді. Трансформатордың белсенді бөлігінің дірілдеуінің себебі, магниттік жүйеде магнитострикционды және электромагниттік күштермен және орамадағы динамикалық күшпен себепті. Трансформатор дірілдеуді құрайтын магнитострикционға ие. Трансформаторлар шуында спектралдың болуы қоректенгіш кернеудің жиілігімен байланысты. Үш фазалық трансформаторларда (желі жиілігі-50 Гц) алғашында, бірінші үш гармониктар анық шығып отыр - 100,200,300 Гц. Трансформатор дыбыс деңгейлеріне, әртүрлі тиристорлы құрылғылар қызмет атқаратын қоректенгіш кернеу желісіндегі жоғары жиілік кедергілер әсер етеді. Мұндай желілердегі электрлік кедергілер, әдеттегідей үлкен емес, ол номиналды кернеудің жарты процентін құрайды.

Трансформаторлардың шуын есептеу.

ПС трансформаторларында АТДЦТН-63000/220/110/10 маркалы 2 автотрансформаторлар тұр. Жалпы қолдануға арналған Күштік үш фазалық

үш ораулы автотрансформатор электрлік желі байланысының кернеуі 200,110,10 кВ қамтамас етеді. Автотрансформаторлар жүк астындағы кернеуді 100 кВ басқаратын және ДЦ салқындатқыш жүйесінен(бактағы майды мәжбүрлеп айналуы және салқындатқыш жүйесіне мәжбүрлеп үрлеу) құрастырылған құралға ие. Берілген трансформатор түрі жоғарлатылған габариттермен, жоғарлатылған шу деңгейімен сиппаталады. Мұндай трансформаторлар үшін, дыбыс деңгейі 108 дБА құрайды. Әдеттегінше ТП 2 трансформатордан қояды, онда қосынды деңгейі құрайды:

Трансформаторлардың дыбыстық деңгейін қуатын ауа және май айналымдарымен мәжбүрлеп дұрыстау (ДЦ және НДЦ түрлерінің салқындат-қыш жүйелері).

4.4 кесте – Шу деңгейінің зандық негіздері, (ГОСТ 12.1.003 - 83)

Жұмыс істеу орны	Октавты сызықтардың орташа геометриялық жиіліктері, Гц								дБА
	63	1	2	3	10	20	40	80	
Өндірістік бөлмедегі жүк машиналары және басқа да машиналармен қызмет көрсететін тех.қызметкерлердің тұрақты жұмыс істеу орны	5	5	8	8	8	7	7	7	85

4.5 Кесте – Берілгендер

Трансформаторлардың қуат түрлері, МВ·А	Дұрысталған дыбыс қуатының деңгейі LPA , дБА, кернеу класстары үшін, кВ		
	110; 150	220; 330	500; 750
63	-	105	-
80	103	107	-
125	106	108	110
200	108	110	112
250	109	112	113
400	110	114	115
500	-	115	116

$$Lсум = Lw + 10 \cdot \lg n \qquad (4.5)$$

мұндағы Lw – трасформатор шуы, дБА;
n – трасформатор саны;

$$Lсум = 108 + 10 \cdot lg\ 2 = 111\ дБА.$$

СанПиН РК №3.01.035-97. сәйкес, жұмыс орындағы рұқсат берілген шу деңгейі. «Жұмыс орын, тұрғылықты бөлмелерде, қоғами ғимараттарда және тұрғылықты құрылыс аймақтарындағы шу» 80 дБА құрайды. Осылайша, жұмыс орында шу шығартын трансформаторлар, берілгеннен жоғары болады. Сондықтан жұмыс орындағы шуды төмендету үшін арнайы кешен өткізу қажет.

Трансформатордың шуын азайтудың әдістері.

Трансформатордың шуың азайту, акустика, діріл, динамика, механика, және электротехника облысындағы есептерді шығарумен байланысты. Шуы аз конструкцияны құру процесін бірнеше сатыға бөлеміз: діріл көзінің, магнит жүйесінің, желдеткіш және ораманың, шуының аздығын қамтамасыз ету; осы шу көздерінің дірілін оқшаулауды қамтамасыз ету. Шуды азайтудың бір жолы бар, ол магнитоостриция тәсілі. Бірақ бұл тәсіл өте қымбат және болаттың шыңының көбейтеді. Магниттік жүйенің шуың азайту, біріншіден электротехникалық болатты қолдану арқасында жетіледі. Магнитоострикция-бұл кристалды тордың магнитті материалының оны магниттелу кезіндегі деформацияалануы. Индукцияның өсуі кезінде бірінші кристалды материалдың шекарасының жылжуы, содан кейін олардың айналуы жүреді, бұл болаттың сызықтық көлемінің өзгерісіне алып келеді.

Болат бетінің магнитоосрикционды өзгеруі бірнеше ондық микроннан бір метрге дейін жетуі мүмкін. Магниттік жүйенің магниттелу кезінде трансформаторлардың индукциясы, айнымалы тоқ жиілігінің бір периодында екі есе максимал мәнге жетеді. Бұл кез магниттік жүйенің болат бетінің ұзындығының екі есе өзгеруіне алып келеді. Бұл магниттік жүйенің екі еселенген электр тогының айнымалы жиілігінің периодты тербелісіне алып келеді. Өзекшенің дірілі бактың өзегіне берілмейтін, суырмалы бөлімге иілгіш төсеу орнату жолы арқылы трансформатор шуының біраз азайтылуы алынады. Шудың қуатының жартысы магнитопроводтан май арқылы, қалған жартысы бактың түбімен беріледі. Сондықтаң шудың берілу жолының біреуінің көзін жойсақ, трансформатор шуының деңгейі бар болғаны 3 дБ азаяды. Трансформаторларда жүргізілген эксперимент, төсеулерге қоңдырылған трансформатордың суырмалы бөлшектері, шу деңгейінің 4—5 дБ азаяуына алып келді. Бірақ бактың ішінде дыбыс жұтатын аралық қолданса, трансформатордың салқындатуына кедергі келтірілмей, трансформатордың шуы 24—35 дБ азаяды. Трансформатордың шуың азайтудың тағы да бір жолы бар, ол бактың ішіне дыбыс жұтатын аралықты және иілгіш төсеуішке суырмалы бөлшекті қоңдыру жолы. Дыбыс жұтатын аралықтар екі қабырғасысының бар болуы мүмкін, осы қабырғалардың арасы қандай да бір инертті газбен толтырылған. Трансформатор шуының азайтылуы шу көзіне әсер етумен немесе шуды азайтудың әр түрлі тәсілімен жүргізіледі. Магнитоотсрикциямен туылған шуды азайтудың қазіргі уақытта бір ғана тәсулу бар, бірақ бұл тәсіл өте қымбат. Бұл тәсіл өзекшенің және жарманың индукциясың азайту тәсілі. Жүргізілген тәжірибелер трансформатордағы шудың деңгейін 10 дБ азайту үшін, индукцияны 13,5 тен

0,95 Т дейін азайту керек. Бұл трансформатордың орташа бағасының 20% өсуіне алып келеді. Мысалға трансформатордың шу деңгейін 6 дБ азайтқан кезде, трансформатор құны 9% өседі.

5 Экономикалық бөлім

5.1 Жалпы бөлім

Жобаны жасаудың мақсаты.

Бұл жобаның мақсаты «Бадамша Жел электростанциясын» салудағы экономикалық тиімділіктің есептік мәндерін көрсету.

Салынып жатқан қосалқы станса Бадамша қаласында орналасады. Жел электростанциясы тұрғын үйлер секторынан тыс аумақта орналастыру көзделіп отыр. Оның электр тарату желілерін темірбетон тіректерден салу арқылы максималды эксплуатациялық шығындарды азайту жобалануда.

Жел электростанция құрамына 110/35/10 кВ қуаттары 63 МВА екі трансформатор, ашық тарату құрылғылары, комплектілі тарату құрылғылары, жоғары кернеу ажыратқыштары және ортақ қосалқы станса басқару ғимараты кіреді.

Нарықты талдау.

Тұтынушыларды энергиямен қамту тапшылығына байланысты болашақта ҚС жаңарту үлкен қолданысқа ие болады.

Экономикалық және қаржылық көрсеткіштердің тиімділігіне байланысты есептік мерзім 10 жыл болып алынды. Есептік мерзімнің ішіне кіретіндер энергетикалық объектінің салыну уақыты, уақытша пайдалану мерзімі және кәдімгі пайдалану жылдары.

Қаржылық-экономикалық бағаның барлық көрсеткіштері теңгемен алынған.

Электр энергиясының тарифі.

Жел электростанцияның сату көлемі, тауар сапасы, баға деңгейі және орташа табысы бойынша бәсекеге қабілетті болуы тиіс және бұл басты көрсеткіш болып саналады. Электр энергиясының тарифі Ақтюбеде орнатылған тарифпен бірдей болады.

Өндіріс жоспары

Жел электростанциясының қуат коэффициенті cosα = 0,8, өзіндік мұқтаждық трансформаторлардың қуаттарының 10 пайызын құрайды, жобаланып отырған қосалқы стансаның максималды жүктелу уақыты 6000 сағат.

Ұйымдастыру жоспары.

Жел электростанциясы жаңа, автоматтандырылған электр қондырғыларымен жабдықталған, электр тоғымен жұмыс істеу барысында жоғары сенімділікті қамтамасыз етеді.

Жел электростанциясының қондырғы бөлігіндегі ремонтты, яғни арматураларды орнату және тоқ сымдарын жалғау жұмыстарын, кәсіпорын қызметкерлері іске асырады. Осындай жөндеу жұмыстарын арнайы мамандырылған жұмысшылар атқарады.

Заңдық жоспар.

Энергиялық объектідегі эксплуатациялық ремонт және құрылыс жұмыстарын іске асыру үшін озіндік мұқтаждықтарын өтеуге потенциядық инвесторлердің көмегімен орындалады.

Экологиялық ақпарат

Жел электростанциясы экологиялық жағдайы бойынша барлық санитарлық нормаға сай келеді.

5.2 Энергетикалық нысанның техника-экономикалық көрсеткіштерін есептеу

Жел электростанциясың салуға қажетті қаржыны анықтау.

Қосалқы стансаның элементтерінің едәуір физикалық және моральдық тозуы зардапқа әкеледі. Бұл зардап электр тоғымен жабдықтаудың жиі бұзылуы және электр энергиясының толығымен жіберілмеуі түрінде болуы мүмкін.

Осыдан былай қосалқы стансаны пайдалану мүмкіндігі төмендейді. Бұл оның қайта қалпына келтіру мен жөндеу жұмыстарына кеткен шығындардың өсуіне байланысты болады.

Жобада қосалқы стансаның ажыратқыштарын майды аз қолданатын немесе элегазды ажыратқыштармен алмастыру нұсқалары қарастырылған.

Жобадағы салыстырылып отырған екі нұсқа да шамамен бірдей деңгейдегі сенімділікті көрсетеді. Сондықтан да тұтынушыларға электр энергиясының жіберілмей қалуынан болған мұнан арғы нұқсан ескерілмейді. Бұдан басқа электр тораптарының қажеттілігіне қажетті ақша бір уақытта салынады. Жылдық ұстанымдарды тұрақты деп санаймыз.

Электр стансасының модернизациялануына кететін капиталдық салымды анықтайық.

Қосалқы стансаға қажетті барлық қаржы салымдары бойынша есептеулер 5.1-ші кестеге енгізіледі.

5.1 кесте – Нысанға салынатын қаржы

ТҚ немесе жабдық	Жабдық саны	Бір жабдық құны, млн.теңге.	Жалпы құны, млн.теңге.
Автотрансформатор АТДЦТН/63000/220/110/10	2	110	220
КТҚ 10 кВ	2	19,5	39
АТҚ 110 кВ	2	76	152
АТҚ 220 кВ	2	164	328
ЖЭҚ Nordex N/80/2500кВт	40	187,5	7500

Электр энергиясын тасымалдау желілері бойынша барлық қажетті қаржы салымдарды есептеулер 5.2-ші кестеге енгізіледі.

5.2 кесте – желілер саны

Желі	Желі саны	Жалпы желінің ұзындығы, км	Бір км желінің құны, млн.теңге.	Желінің жалпы құны, млн.теңге
220 кВ	2	13	5,6	145,6
Барлығы:				145,6

5.3 кесте – кабель саны

Кабель	Кабель саны	Кабель желсінің жалпы ұзындығы, км	Бір км желінің құны, млн.теңге.	Желінің жалпы құны, млн.теңге
10 кВ	1	32	2,60	83,4

5.3 Инвестициялық жоспар

Инвестиция мөлшері желінің құны мен қосалқы стансаның жабдықтарының құнының қосындысынан табылады:

$$ΣК = Ко + Кс + Км + Кпр, \quad (5.1)$$

$$КО = 8468 \text{ млн.тг},$$

мұндағы Ко-қондырғылар сатып алуға кететін ақша жұмсау қаражаты, ΣК-ның 70 %-ын құрайды;

Кс-құрылыс жұмыстарына кететін ақша жұмсау қаражаты, ΣК-ның 15%-ын құрайды;

Км-монтаждау және іске қосу, баптау жұмыстарына кететін ақша жұмсау қаражаты, ΣК-ның 10 %-ын құрайды;

Кпр-басқа да шығындарға кететін ақша жұмсау қаражаты, ΣК-ның 5%-ын құрайды.

Қондырғылар сатып алуға кететін қаражат:

$$К = (8468 \cdot 100)/70 = 12097 \text{ млрд.тг.}$$

Құрылыс жұмыстарына кететін қаражат:

$$К_С = (12097 \cdot 15)/100 = 1815 \text{ млрд.тг.}$$

Монтаждау және іске қосу, баптау жұмыстарына кететін қаражат:

$$К_М = (12097 \cdot 10)/100 = 1210 \text{ млрд.тг.}$$

Басқа да шығындарға кететін қаражат:

$$К_{ПР} = (12097 \cdot 5)/100 = 605 \text{ млн.тг.}$$

Бұл мәнді (8.1) формулаға қойып есептесек:

$$\sum К = 8467 + 1815 + 1210 + 605 = 12097 \text{ млрд.тг.}$$

Келісімді қуат W – энергожабдықтау құрылымымен келісілген максималды жүктеме кезіндегі абоненттің есептік сағаттық қуаты.

Трансформатор үш ауысымдық режимде жұмыс істейді. Сондықтан трансформаторлардың максимум қолдану сағат саны Тм = (4800 - 6000).

Максимумды қолдану уақыты Тм = 6000 сағат деп таңдадым. Осыдан:

$$W = P \cdot Тм, \qquad (5.2)$$

$$W = 100 \cdot 6000 = 600000 \text{ мың кВт сағ.}$$

Кәсіпорын шығындарына кіргізілетін амортизациялық аударылымдардың сомасы әртүрлі әдістермен анықталуы мүмкін. Егер жаңадан өндірілген өнімнің құ-нына біртекті берілетін негізгі қорлардың құнына тең болу шартынан шығатын болсақ, онда төмендегідей анықтауға болады:

$$Z_{амр} = К_0 \cdot \frac{h_0}{100}, \qquad (5.3)$$

мұндағы Zамр – амортизациялық аударылымдар сомасы, млн теңге;

К – негізгі қорлар құны, млн теңге;

h0 – амортизациялық аударылымдар нормасы, %.

$$Z_{амр} = \frac{5 \cdot 8467}{100} = 423 \text{ млн.тг.}$$

Амортизациялық аударымдар нормасын 5% деп қабылдаймыз.

Амортизациялық аударылымдар нормасы негізгі қорлардың нысандарының әрқайсысы үшін олардың нормативтік қызмет ету мерзімдеріне байланысты орнатылады.

$$h_0 = 100 \cdot \frac{1}{t}, \qquad (5.4)$$

немесе

$$h_0 = \frac{C_{нис} - C_л}{t} \cdot 100,$$

мұндағы $C_{нис}$ – негізгі қорлар нысандарының құны, млн теңге;

$C_л$ – нысанның ликвидациялық құны, өндірісте шығарылып тасталатын нысанды толығымен немесе бөлшектеп (материалдарын, бөлшектерін) сатудан түскен қаржы, млн теңге.

Кәсіпорынның кейбір негізгі қорларына амортизациялық аударылымдар нормасы келтіріледі.

Негізгі қорлардың нысанның амортизацияланып бітпеген бөлігінің құны тозу мен моральдық тозу салдарынан нысан нормативтік мерзімнен ерте істен шығарылып тасталған кезде пайда болады. Ликвидациялық құн өндірістен шығарылатын нысанның оны сатып жібергеннен түскен қаржыны білдіреді.

Өндірістің тиімділігі негізі қорлардың ғылыми-техникалық деңгейіне байланысты ғана емес, сонымен қатар ғылым мен техниканың қазіргі заманғы жетістіктеріне сәйкестігі және оларды өндірістік үрдісте толық қуатында пайдалануына да байланысты болады.Эксплуатациялық шығындарды анықтайық. Амортизация жұмыстарына кеткен шығындарды есептейік.

Электр қондырғыларының физикалық немесе моральді тозуына байланысты олардың тозуына кеткен шығындардың орнын толтыру үшін электр қондырғыларының құнының бөлігінен ақша бөлінеді. Бұл бөлінетін ақша амортизациялық шығын деп аталады. Ол барлық шығынның 51%-ын құрайды.

Шығынның қалған 49%-ын келесілер құрайды:

- Іс-сапар шығындары.

Іс-сапар шығындары дұрыс толтырылған құжаттарға сай жол жүру, тәуліктік және пәтер шығындарынан тұрады;

- Кеңсе шығындары.

Әр ай сайын немесе әр тоқсан сайын барлық бөлімдерде кеңсе тауарларының қажеттілігі туындайды. Кеңсе шығындары осы қажеттіліктерді қосып шығу арқылы анықталады;

- Еңбек қорғанысы.

Еңбек қорғанысының талаптарына байланысты кез-келген компанияда арнайы жұмыс киімдері, аяқ-киімдері, комплектілері болуы тиіс. Қажетті заттардың барлығын штаттық мамандықтар мен санына байланысты сатып алады;

- Құрылғыларды тексеру.

Жұмыс және бастапқы эталондарды тексеру тиіс. Келісімшартқа сай бұл іспен арнайы ұйымдар айналысады;

- Баспа шығындары.

Бұл шығындар әр түрлі есеп беру және күнде қолданатын бланктарды (журналдар, карточкалар, ведомость, актілер, нұсқаулар, ережелер, сұранымдар) сатып алудан құралады;

- Экология бойынша шығындар.

Бұл шығындар компания көлігінің жанар-жағармай материалдарын қолданудан атмосфераға зиянды заттектердің шығарылу, қоршаған ортаны қатты-тұрмыстық қалдықтармен ластау және т.б. шығындарды қамтиды;

- Кадрларды дайындау.

Компания жұмысшылары біліктілікті көтеру үшін баратын ұйымдармен келісімшартқа тұруға кететін шығындардан құралады;

- Сәтсіз оқиғалардан сақтандыру.

Қазақстан Республикасында сақтандыру міндетті болып табылады. Бұл жерде тек сақтандыру түрін таңдау керек;

- Еңбекақы төлеу.

Өнеркәсіптік және әкімшілік қызметкерлер еңбекақысын төлеуден құралады;

- Байланыс қызметін көрсету.

Бұл шығындарға телефон үшін абоненттік төлем, қалааралық және халықаралық төлемдер, жоғары жиілікті байланыс төлемдері кіреді;

- Коммуналдық қызмет көрсету.

Бұл шығындар салқын су мен канализация, қоқыс лақтыру, жылу энергиясының бағаларын қамтиды;

- Банк қызметі.

Барлық банктар өз қызметі үшін белгіленген пайыз мөлшерінде айналым сомасынан комиссиялық (еңбекақы, іссапар, есептік қағаздарен операциялар) төлемдер алады;

- Есептеу және ұйымдастыру техникасының материалдары.

Картридж, барабан, тонер, қосалқы бөлшектерді сатып алу кіреді;

- Техникалық шығындардың орнын толтыруға қажет энергия.

Электр энергиясын тарату кезінде оның шығындалуы шарасыз, сол себепті оны сметада есептейді;

- Шаруашылыққа қажет энергия.

Бөлме, монтер пунктін жылыту, барлық ғимараттарды, кәсіпорын бөлмелерін, жөндеу базаларын және т.б. жарықтандыру шаруашылық қажеттіліктеріне жатады.

Шығынның қалған 49%-ын келесідей табамыз:

$$Z_{доп} = Z_{амр} \cdot \frac{49}{51} = \frac{423 \cdot 49}{51} = 406 \text{ млн. теңге.}$$

Сонда толық шығын келесідей болады:

$$Z_{пол} = Z_{амр} + Z_{доп}; \qquad (5.5)$$

$$Z_{пол} = 406 + 423 = 829 \text{ млн теңге.}$$

Осыдан өзіндік құнды табуға болады:

$$S = \frac{Z_{пол}}{W}; \qquad (5.6)$$

$$S = \frac{829}{600} = 1{,}4 \ \frac{\text{теңге}}{\text{кВт·сағ}}.$$

Өзіндік құнға тағы 10% қосамыз, өйкені табыс ескерілуі керек. Ол келесідей анықталады:

$$S_{пс} = S \cdot 1{,}1 = 1{,}4 \cdot 1{,}1 = 1{,}52 \ \frac{\text{теңге}}{\text{кВт·сағ}},$$

Жылдық кірісті анықтаймыз. Қосалқы станса арқылы кірістік налогты 20% құрайды деп аламыз:

$$\sum П_г = W_{год} \cdot 0{,}1 \cdot S_{пс} \cdot 0{,}8; \qquad (5.7)$$

$$\sum П_г = 600 \cdot 0{,}1 \cdot 1{,}52 \cdot 0{,}8 = 73 \text{ млн.тг.}$$

Ақтөбе қаласындағы электр энергиясы 2015 жылдың наурыз айындағы тарифіне сәйкес 15,71 теңге/кВт·сағ құрайды. Жел электростанциясының баға түрлену механизімін және оның құрамаларын қарастырайық:

- электр стансасынан электр энергияны сатып алу (7,17 теңге/кВт·сағ);
- «КЕГОК ҰЭТ» тарифі (1,94 теңге/кВт·сағ);
- «Батыс Энергоресурсы» (4,24 теңге/кВт·сағ);
- ЖШС жеке тарифі (0,506 теңге/кВт·сағ).

Сол кезде Жел электростанцияның электр энергиясының өзіндік құны 13,856 теңге/кВт·сағ құрайды. Электр энергияны тұтынушыларға 15,71 теңге/кВт·сағ бағасымен сатқан кезде, ЖШС 1,85 теңге/кВт·сағ көлемінде кіріс алады.

Кіріс салығын есептеген кездегі берілген түрдегі жылдық кіріс келесіні құрайды:

$$\sum П_{кп} = W_{год} \cdot 1{,}85 \cdot 0{,}8 = 600 \cdot 1{,}85 \cdot 0{,}8 = 888 \text{ млн.теңге.}$$

Өнеркәсіптің екі түрінен де алынған суммалық кірісі келесіні құрайды:

$$\sum П = \sum П_{кп} + \sum П_г = 888 + 73 = 961 \text{ млн.теңге.}$$

NPV анықтау (таза әдеттегі құн)

Берілген әдіс келесіден тұрады:

- Керекті шығын бағасы анықталады, яғни берілген жоба үшін неше қаражат керек екені анықталады.
- Жобадан келешекте түсетін ақшалай түсілімдердің қазіргі бағасы есептелінеді. Әр жылдағы табыс CF (кэш-флоу) қазіргі уақытта беріледі.

$$PV = \sum_{1}^{n} \frac{CF_n}{(1 = r)^n}, \qquad (5.8)$$

мұндағы CF – жыл сайынғы ақшалай түсім;
n – жобаны тарату жылдары;
r – банктің пайыздық қойылымы.

Берілген шығын бағасы (I_0) берілген табыс бағасымен салыстырылады. Олардың айырымы жобаның таза әдеттегі құнының бағасын береді.

Берілген жобаны тұтастай инвестициялауды бағалауды таза әдеттегі құн (NPV) әдісімен жүргіземіз. Инвестиция анализінің осы әдісі инвестициялаушы жобаны ұсыну нәтижесінде фирманың құндылығының өсу шамасын көрсетеді, ол екі сілтемеден тұрады:

- Кез-келген өнеркәсіп өзінің нарықтық құнының өсуіне ұмтылады;
- Әр түрлі уақыттағы шығындардың біркелкі емес құны болады.

NPV анықтау үшін жобаның әр жылдағы қаржы ағынының шамасын сараптау керек, сосын оларды уақыт бойынша теңестіру үшін жалпы бөлімге келтіру керек. Яғни NPV – жобаны тарату барысында туындайтын ақша түсімдерінің қосындысы мен осы жобаны тарату үшін қажетті барлық шығындардың қосындысы арасындағы айырмашылық.

Таза келтірілген құн келесідей анықталады:

$$NPV = \sum_{1}^{n} \frac{CF_n}{(1 + r)^n} - I_0, \qquad (5.9)$$

мұндағы CF – жыл сайынғы ақшалай түсім;
n – жобаны тарату жылдары;
Io – толық қосынды инвестиция;
r – банктің пайыздық қойымы;

Ақша ағымы келесі формуламен анықталады:

$$CF = П_ч + П_{ао}, \qquad (5.10)$$

мұндағы $П_ч$ – таза кіріс, млн.тенге;

$И_{ао}$ – амортизациялық аударымдар, млн.тенге.

CF = 961 + 423 = 1384 млн.тенге;

PV = 1384 · 0,909 = 1258 млн.тенге;

NPV = - 12097 + 1384 = - 10,838 млн.тенге.

5.4 кесте – Берілген нұсқа үшін NPV есебінің нәтижесі

Жылдар	CF, млн теңге	1/(1+i)^n	NPV, млн. Теңге
1	2	3	4
0	0	1	-12097,143
1	1384,46	0,909	-10838,543
2	1384,46	0,826	-9694,361
3	1384,46	0,751	-8654,196
4	1384,46	0,683	-7708,591
5	1384,46	0,621	-6848,950
6	1384,46	0,564	-6067,459
7	1384,46	0,513	-5357,012
8	1384,46	0,467	-4711,151
9	1384,46	0,424	-4124,005
10	1384,46	0,386	-3590,235
11	1384,46	0,350	-3104,991
12	1384,46	0,319	-2663,859
13	1384,46	0,290	-2262,830
14	1384,46	0,263	-1898,259
15	1384,46	0,239	-1566,830
16	1384,46	0,218	-1265,531
17	1384,46	0,198	-991,623
18	1384,46	0,180	-742,616
19	1384,46	0,164	-516,246
20	1384,46	0,149	-310,454
21	1385,46	0,135	-123,236
22	1386,46	0,123	47,085
23	1387,46	0,112	202,034
16	1384,46	0,218	-1265,531

Есептеулер бойынша біздің салған инвестиция 22 жылдан кейін бізге пайда алып келеді.

PV = 11973,75 млн. теңге.

Рентабелділік индексі - profitability index (PI) – таза дисконтталған пайданы инвестицияға бөлу арқылы анықталады.

Егер: PI > 1, онда жобаны қабылдау керек;

PI < 1, онда қабылдаудың қажеті жоқ;

PI = 1, жоба пайда да және шығында әкелмейді.

Рентабелділік индексі таза дисконтталған құннан айырмашылығы салыстырмалы көрсеткіш болып саналады. Жобаларды таңдауда, егер олардың NPV бірдей болған кезде PI қарап таңдауға болады.

$$PI = \sum_{t=1}^{n} \frac{PV/(1 + i)^t}{K_0} = \frac{11973,75/0,123}{8468} = 11,51.$$

PP анықтау (орнын толтыру мерзімі).

Бұл әдіс бастапқы инвестиция сомасын төлеу үшін қажет мерзімді анықтау болып табылады. Орнын толтыру (PP) есебінің алгоритмі инвестициядан жекеленген кірісті бірдей таратумен тәуелді болады. Егер кіріс бірдей болса, онда төлеу мерзімі бір уақыттағы шығынды жылдық кіріс шамасына бөлу арқылы есептеледі.

$$PI = \frac{\sum K}{CF}; \qquad (5.11)$$

$$PI = \frac{12097}{1384,45}.$$

Қорытынды

Бұл дипломдық жобада Ақтөбе магистаралды электр торабының 500-220кВ желісіның максималды және минималды режимдері “RASTR” бағдарламасымен есептелді. Соңымен қатар кернеудің шығының анықтау үшің апаттық режим саналды. Апаттық режим үшін «Актюбинская» – «Орск» қосалқы станцияаларының арасындағы желінің үзілгенін алдық. Түйіндердегі кернеудің ауытқуы ±10 % аспады. Бадамша қосалқы станциясың құрып, оған жел қондырғыларын қосу жұмысы жүргізілді. Бадамша қосалқы станциясында АТДЦТН – 63000/220/110 2 автотрансформаторы қоңдырылды. Содан кейін жалпы қуаты 100 мВт, Nordex N80/2500 үлгісінің 40 жел генераторлары қосылды. Бадамша қосалқы станциясынан Кемпирсай қосалқы станциясына дейін Әуе желісі жүргізілді. Бұл әуе жолының ұзынидығы шамамен 13 км болды. Бадамша қосалқы станциясын Кемпірсай қосалқы станциясына қосылды. “RASTR” бағдарламасымен максималды, минималды және апатты режимдері саналды. Апатты режим үшін бірінші Актюбинская» – «Орск» қосалқы станцияаларының арасындағы желінің үзілгенін, содан кейін Бадамша қосалқы станциясындағы бір автотрансформатордың істен шыққаны алынды. Түйіндердегі кернеудің ауытқуы ±10 % аспады. Бадамша ЖЭС іске қосқаннан кейін Ақтөбе облысында энергодефицит 25% төмеңдеді деп айтуға болады. Экономикалық бөлімде жобаның технико – экономикалық негіздемесі қарастырылды. Оның ішіне қоңдырғыларды сатып алу үшін жалпы капиталды салым есептелді. Содан кейін капиталды салымның тиімділігі және салынған ақшаның өтелім мерзімі есептелді. Экономикалық бөлімнің соңғы пунктінде жобаның өтелім мерзімі 9 жыл екені көрсетілді. Өмір тіршілік қаіпсіздігі бөлімінде қосалқы станцияның прожекторлармен жарықтандырылуы жүргізілді. Нәтежиесінде прожекторлардың типі таңдалып, саңы есептеліп, олардың орналасуы анықталды. ПТШ – 45 түрінің 31 прожекторы алынды. Сонымен қатар трансформатордың шуы туралы туындаған сұрақ қаралып, трансформатордағы шуды азайтудың тәсілдері қаралды. Еңбек жағдайы қарастырылды.

Қолданылған әдебиеттер

1. Г.С. Зиновьев. Основы силовой электроники. Учебник. Москва: Издательство: МГТУ, 2001. Ч.1-155 с.
2. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы./ сб. Статьей под доктора технических наук проф. А.М. Брянцева. –«Знак». 255 ст. 2012 г.
3. Воздушные линии с УШР. Однофазное повторное автоматическое прдключение/ Г.А. Щескин. – журнал «Энергетик», №4, 2012.
4. Опыт применения линейных управляемых шунтирующих реакторов. Возможные проблемы и пути их решения./Аристов К.В., Долгополов А.Г.,1995 г.
5. Кондратенко Д.В., Соколов Ю.В. - Журнал Электро, №4., 2012. 7 Данные исследовательского института за 2011 год Ricerca sul Sistema Energetico, Италия.
6. Электрические системы. Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов/Под ред. В. А. Веникова. М.: Высшая школа, 19.230с.
7. ТЭО «Строительства ВЛ 500 кВ Экибастуз – ШГЭС – УстьКаменогорск». АО КазНИПИИТЭС «Энергия», 2011 г.
8. ТЭО «Строительство ВЛ 500 кВ ШГЭС-Актогай-ТалдыкорганАлма», ТОО «ESR», Алматы, 2012.
9. Статистические сборники Агентства Республики Казахстан по статистике за 2000-2010 гг.;
10. Годовые отчеты АО «KEGOC» за 2010-2011.
11. Технико-экономические показатели работы электростанций за ряд отчетных лет (форма 6-ТП);
12. В.И. Идельчик. Электрические системы и сети. Москва, Энергоатомиздат, 1992.
13. С. Рокотян, И.М. Шапиро. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Третье издание, переработанное и дополненное. Москва, Энергоатомиздат, 1994
14. ПУЭ РК, 2003.-418 с.
15. Сборник сметных цен на строительные материалы, изделия и конструкции, СН РК 8.02-04-2002 г. Астана, 2003.