ISSN 1609-1817 (Print)
ISSN 2790-5802(Online)
DOI 10.52167/1609-1817 №5 (140) 2025

ӘОЖ 44.39.03
DOI 10.52167/1609-1817-2025-140-5-381-390

Б.Қ. Уралов[1], Г.Е. Сахметова[1], С.Т. Демесова[2], Б.Т. Бахтияр[3], Е.С. Ержигитов[2]
[1]Auezov University, Шымкент, Қазақстан
[2]Kazakh National Agrarian Research University, Алматы, Қазақстан
[3]Seifullin University, Астана, Қазақстан
E-mail: 17-07-70@mail.ru

ЕКІ АЙМАҚТЫҚ ЭНЕРГОЖҮЙЕДЕ ЖЕЛ ТУРБИНАЛАРЫМЕН ЖИІЛІКТІ РЕТТЕУДІ ОҢТАЙЛАНДЫРУ

Аңдатпа. Бұл мақала екі аймақтық электр энергия жүйесінде жел турбиналарының жиілікті реттеу үрдісіне қатысуын зерттеуге және оны оңтайландыруға арналған. Жаңартылатын энергия көздерінің үлесі тұрақты түрде өсіп отырған жағдайда энергия жүйесінің тұрақтылығы мен сенімділігін сақтау үшін олардың генерациясын басқару және жүйеге тиімді интеграциялау өзекті міндет болып табылады.

Зерттеу барысында жел турбиналарының аэродинамикалық, механикалық және электрлік модельдерін қамтитын екі аймақтық энергожүйенің математикалық моделі әзірленді. Жүйенің жиілік тұрақтылығын арттыру мақсатында жел турбинасын басқарудың бірнеше стратегиясы ұсынылып, олардың тиімділігі сандық модельдеу арқылы бағаланды.

Оңтайландыру әдістерін қолдану нәтижесінде жел турбинасын басқару параметрлерінің оңтайлы жиынтығы анықталды, бұл екі аймақ арасындағы жиіліктің ауытқуын азайтып, жиілікті реттеу сапасын жақсартуға мүмкіндік берді. Зерттеу нәтижелері жел турбиналарын жиілікті қолдау қызметіне тарту екі аймақтық электр жүйесінің динамикалық тұрақтылығын едәуір жақсартатынын көрсетті.

Мақалада жел турбиналарын модельдеудің жетілдірілген тәсілі мен екі аймақтық энергожүйеде олардың жиілікті реттеу функциясын тиімді орындауға мүмкіндік беретін басқару алгоритмі ұсынылған. Ұсынылған әдіс жел генерациясы жоғары жағдайда жиілікті реттеу сапасын арттыруға бағытталған және энергия жүйелерін тұрақтандыруда практикалық тұрғыдан қолдануға жарамды.

Түйінді сөздер: жел турбиналары, оңтайландыру, жаңартылатын энергия көздері, желілік тербелістер, электр желісінің динамикасы, адаптивті басқару, электрмен жабдықтаудың сенімділігі.

Кіріспе.

Жаңартылатын энергия көздерінің (ЖЭК) үлесінің артуы қазба отындарының сарқылуы және олардың қоршаған ортаға теріс әсерімен байланысты энергия өндіру жүйелерін тұрақты дамыту қажеттілігін арттыруда [1]. Электр энергетикалық жүйелерде жүктеменің және генерацияның үнемі өзгеруі салдарынан жүйелік жиілік номиналды мәннен ауытқиды [2]. Кәдімгі синхронды генераторлар роторларында жиналатын кинетикалық энергия (КЭ) бастапқы және қайталама жиілікті реттеу жүйелерінің іске қосылуына дейін жиілік тұрақтылығын қамтамасыз етеді [3]. Алайда ЖЭК үлесінің ұлғаюы жүйенің жиынтық инерциясының төмендеуіне әкеліп, жиілікті реттеудің күрделенуіне және КЭ қорының азаюына себеп болады [4].

ISSN 1609-1817 (Print)
ISSN 2790-5802(Online)
DOI 10.52167/1609-1817 №5 (140) 2025

Бұл мәселелер екі аймақтық энергия жүйелерінде айқын байқалады, онда аймақтар арасындағы өзара әрекеттесу динамикалық тұрақтылыққа тікелей әсер етеді. Осыған байланысты жел турбиналарын жиілікті реттеу процесіне жұмылдыру мақсатында олардың басқару стратегияларын жетілдіру өзекті болып табылады.

Осы жұмыстың мақсаты – екі аймақтық электр жүйесінде жел турбиналарының адаптивті басқаруын және энергия сақтау элементтерін оңтайлы бөлу арқылы жиілік тұрақтылығын арттыру. Жиілікті қолдау COOT Optimization Algorithm (COA) негізіндегі жаңа оңтайландыру тәсілі арқылы жүзеге асырылады. Алгоритм PID-регуляторлардың, жуып-шығару сүзгісінің және қалақтардың қадам бұрышы реттегішінің оңтайлы параметрлерін анықтауда жоғары тиімділік көрсетеді.

Материалдар мен тәсілдер.

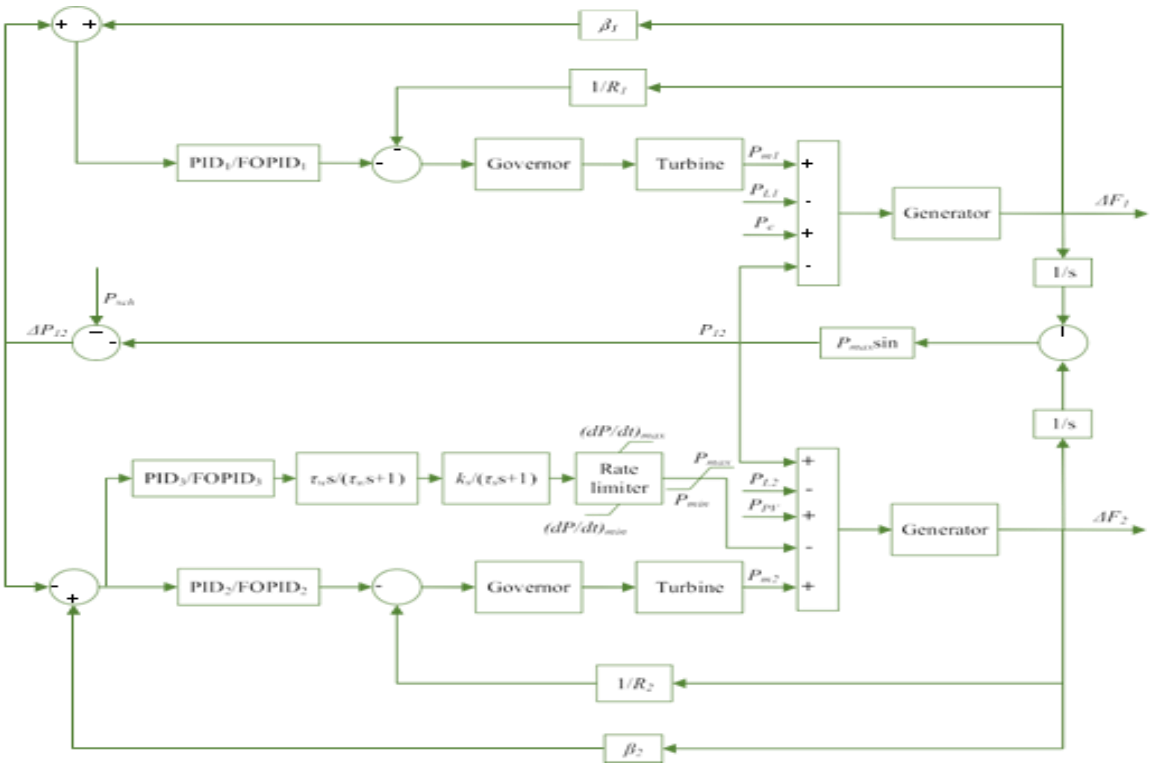
Электр энергетикалық жүйелердегі жиілікті реттеу міндеті ЖЭК үлесінің өсумен күрделене түседі, себебі айнымалы жел және күн генерациясы жүйенің инерциялық қасиеттерін төмендетіп, жедел реттеу ресурстарының тапшылығын тудырады. Кіріспе бөлімде көрсетілгендей, дәстүрлі синхронды генераторлар жиіліктің бастапқы тұрақтандырылуына қажетті кинетикалық энергияны қамтамасыз етеді, алайда ЖЭК үлесі жоғары жүйелерде бұл механизм жеткіліксіз болып қалады. Осыған байланысты ЖЭК объектілерін, әсіресе жел турбиналарын, жиілікті бақылау үрдісіне тарту үшін басқару параметрлерін оңтайландыру қажеттілігі туындайды.

Бұл бөлімде зерттеуде қолданылған математикалық модельдер, басқару құрылымдары, тестілік екі аймақтық энергия жүйесінің сипаттамасы және оңтайландыру алгоритмдері толық сипатталады. Әдістемелік тәсіл жел турбинасының аэродинамикалық, механикалық және электрлік модельдерін, сондай-ақ бу және гидро генераторлардың динамикалық модельдерін біріктіріп, жиілікті реттеу міндетін кешенді талдауға мүмкіндік береді. Сонымен қатар, басқару параметрлерін оңтайландыру COOT Optimization Algorithm (COA) негізінде жүзеге асырылады, оны басқа танымал эвристикалық алгоритмдермен салыстыру сенімділікті бағалау үшін қарастырылған.

Ұсынылған әдістер энергия жүйесінің динамикалық реакциясын модельдеу арқылы әртүрлі басқару стратегияларының тиімділігін бағалауға, сондай-ақ жел турбинасы потенциалын жиілікті қолдау қызметіне тартудың тиімді жолдарын анықтауға бағытталған.

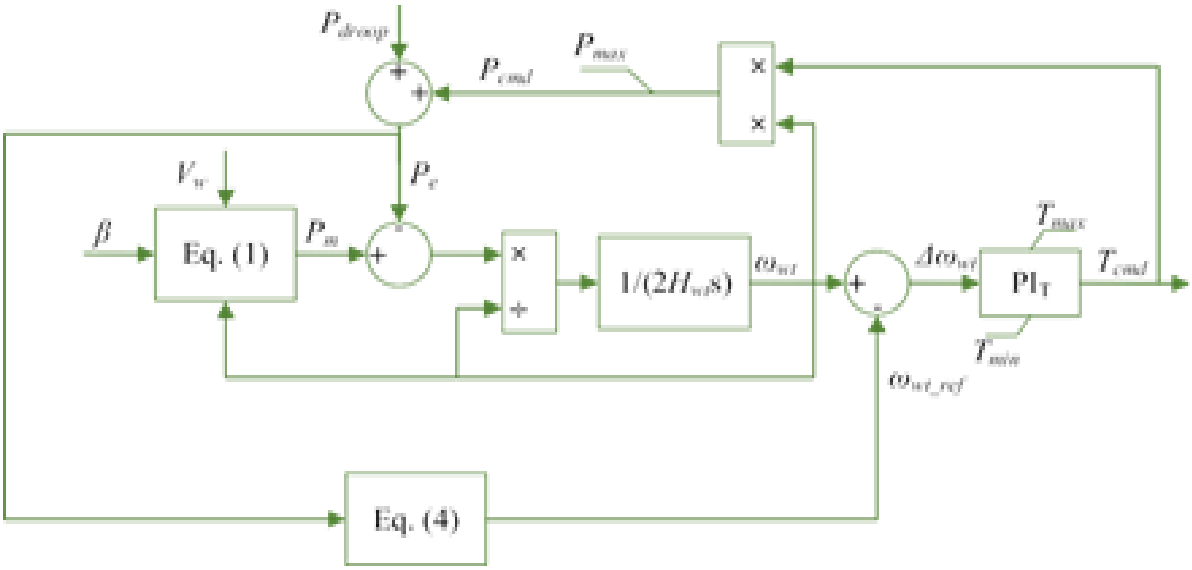
Зерттеу екі аймақтан тұратын электр энергетикалық жүйеде жүргізілді (1-сурет). Бірінші аймақ электр энергиясының 50%-ын бу турбинасынан (Pm1), ал 50%-ын айнымалы жылдамдықты жел турбиналарынан (Pe) алады. Екінші аймақтағы генерацияның 80%-ын гидротурбиналар (Pm2), 20%-ын фотоэлектрлік қондырғылар (PPV) қамтамасыз етеді.

ISSN 1609-1817 (Print)
ISSN 2790-5802(Online)
DOI 10.52167/1609-1817 №5 (140) 2025



1 сурет – Зерттелген екі аймақтық электр жүйесінің блок-сұлбаасының моделі

Жел генерациясын модельдеу үшін 3,6 МВт қуатты 3 типті жел энергетикалық қондырғысы қолданылды. Оның құрылымдық сұлбасы 2-суретте берілген.



2 сурет – Ұсынылған 3 типті жел турбинасының блок-сұлбасының моделі

Жел турбинасының шығатын қуаты ауа тығыздығына, қалақтар қамту аймағына, жел жылдамдығына және қуат коэффициентіне тәуелді:

ISSN 1609-1817 (Print)
ISSN 2790-5802(Online)
DOI 10.52167/1609-1817 №5 (140) 2025

$$P_m = 0{,}5 \cdot \rho \cdot A_{wt} \cdot V_w^3 \cdot C_p \ . \quad (1)$$

Мақалада оңтайландыру мақсатында энергия жүйесіндегі жиіліктің ауытқуын азайту мақсатында жел турбиналарын (қалақтардың көлбеу бұрышы, реттегіш коэффициенттері) басқарудың оңтайлы параметрлерін анықтау үшін оңтайландыру алгоритмдерін (мысалы, генетикалық алгоритм, бөлшектер алгоритмі, градиент әдістері) қолданамыз.

Зерттеуге ұсынылған электр желісі екі аймақтық құрылымға ие, оның схемасы 1-суретте көрсетілген. Оның құрамына 3 типті жел турбиналары және фотоэлектрлік қондырғылар сияқты сенімді энергия көздері ЖЭК кіреді. Бірінші аймақ келесі энергия балансына сәйкес келеді: генерациялау қуатының 50% дәстүрлі бу турбинасында пайда болады (шығыс қуаты P_{m1} деп белгіленеді), ал 50% жел электр станциялары арқылы беріледі (1-суретте P_e деп белгіленген айнымалы жылдамдықты жел турбинасының шығыс электр қуаты). Екінші аймақ, керісінше, 80% дәстүрлі гидротурбиналардан (P_{m2} шығыс қуаты) және 20% күн электр станцияларынан тұрады (күн генерациясы 1-суретте P_{PV} ретінде ұсынылған).

Модельдеу үшін бұл жұмыста 3,6 МВт қуат өндіретін 3 типті жел қондырғысы (ЖЭУ) қолданылады. Бұл орнатудың егжей-тегжейлі параметрлерін 5 дерек көзінен аламыз. 3 типті ЖЭУ құрылымын егжей-тегжейлі көрсететін схемалар 2-суретте қакрастырылған. Дәл осы модельді таңдау әр түрлі нұсқаларда екі аймақтық электрмен жабдықтау жүйесінің динамикалық тұрақтылығын зерттеуді қажет етті.

Ауа тығыздығы ρ (кг/м³) зерттеліп отырған модельдің тұрақты параметрі ретінде қарастырылады. Жел генераторының қалақтарының қамту аймағы $A_{(}wt_{)}$ (м²) белгісімен өрнектеледі және турбина өндіретін қуатты есептеуде маңызды рөл атқарады. Жел жылдамдығы V_w есептік модельде 11 м/с мәнінде тұрақты шамада алынады. Турбинаның энергияны түрлендіру тиімділігі оның аэродинамикалық сипаттамаларын көрсететін пайдалы әсер коэффициенті C_p, арнайы аппроксимациялық өрнек арқылы анықталады:

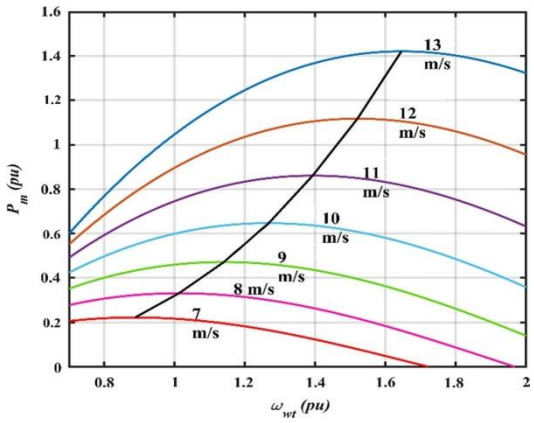
$$C_p = \sum_{k=0}^{4} \sum_{n=0}^{4} \alpha_{k,n} \lambda^n \beta^k \ . \quad (2)$$

Бұл жағдайда β жел турбинасының қалақшасын орнату бұрышын білдіреді,ал ak, n коэффициенттері мәндерін 5 дерек көзіндегі тұрақты шамаларды білдіреді. Жел турбинасы қалақшасының соңындағы жылдамдықтардың қатынасы (λ) ретінде анықталады. Жел турбинасы қалақшасының соңындағы жылдамдықтардың қатынасы (λ) ретінде анықталады:

$$\lambda = \frac{K_b \cdot \omega_{wt}}{V_w} \ . \quad (3)$$

Бұл модельде жел турбинасы роторының бұрыштық жылдамдығы w_{wt}, ал ротордың (жел дөңгелегінің) радиусы K_b деп белгіленеді. Жел турбинасы шығаратын өнеркәсіптік қуаттың желдің әртүрлі жылдамдықтарындағы ротордың айналу жылдамдығына тәуелділігі графикте 3-суретте көрсетілген.

ISSN 1609-1817 (Print)
ISSN 2790-5802(Online)
DOI 10.52167/1609-1817 №5 (140) 2025

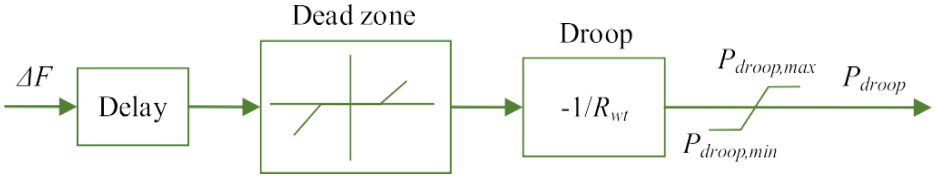


3 сурет – Ұсынылған 3 типті жел турбинасының шығыс механикалық қуаты желдің белгілі бір айналу жылдамдығына қатынасы

Максималды қуат алу ұқсас түрде теңдеумен сипатталды:

$$P_{ώt} = f(\omega_{ωt,ref}). \quad (4)$$

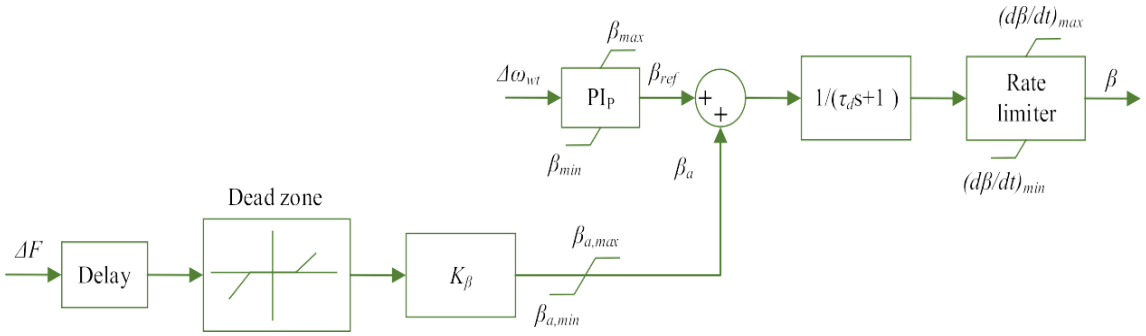
(4) теңдеу жел турбинасының ток жылдамдығы (w_{wt_ref}) мен оның электр қуаты арасындағы байланысты сипаттайды. Жел турбинасының жұмыс жылдамдығының диапазоны шектеулі: максималды мән - 1,2 о.е., минимум - 0,7 о.е. Жел турбинасының басқару жүйесі (4–5 суреттер) жиілік ауытқуына жауап ретінде ротор айналу жылдамдығын және қалақ қадамын өзгертуге бағытталған. 4-суретте ΔF_1 аймағындағы жиіліктің ауытқуына (F) байланысты P_d сигналын беретін дыбыс деңгейі контроллерінің жұмысын имитациялайтын сұлба берілген. Функцияның салбырауын реттегіші, ұқсас синхронды генератордың салбырауын реттегіші (СГ) [3; 5], ΔF_1 жиілігінің ауытқу белгісіне байланысты 3 типті жел турбинасы роторының айналуын жеделдету немесе баяулату.



4 сурет – Ұсынылған 3 типті жел турбинасының көлбеу реттегіші

5-суретте көрсетілген желдің жоғары жылдамдығында шығыс қуатының номиналды қуаттан асып кетуіне жол бермейтін көлбеу бұрыш реттегіші. B_{ref} жылдамдығының ауытқу сигналы - бұл ротор желісінің рұқсат етілген жылдамдығынан асып кетуіне жол бермейтін пышақтардың міндетті бұрышы. Қалыпты жылдамдықта β_{ref} жел пайда болады, бірақ желдің номиналды жылдамдығынан асып кетсе, ол оң мәнге ие болады. Ва сигналы, керісінше, шығыс қуатын реттеу, оны теріс ΔF мәндерінде жоғарылату және азайту үшін қолданылады. 4 және 5-суреттерде алынған P_{droop} және β сигналдары 2-суретте көрсетілген VSWT моделі үшін кіріс болып табылады.

ISSN 1609-1817 (Print)
ISSN 2790-5802(Online)
DOI 10.52167/1609-1817 №5 (140) 2025



5 сурет – Ұсынылған 3 типті жел турбинасының қадам бұрышының реттегіші

Қарастырылып отырған екі аймақтық энергия жүйесінің құрамына гидро және бу турбиналық қондырғылар кіреді. Бу турбинасының математикалық сипаттамасы келесі формада болатын беріліс функциялары түрінде ұсынылған:

$$\text{Gturb(s)}= \frac{1}{(T_{RH}s+1)(T_{CH}s+1)}; \quad (5)$$

$$\text{Ggov(s)}= \frac{1}{T_G s+1}; \quad (6)$$

$$\text{Ggen(s)}= \frac{1}{2H_1 s+D_1}. \quad (7)$$

Бу турбинасының моделі дерек көзінде берілген сипаттамаға сәйкес аралық қызып кетудің бір сатысын ескере отырып жасалған. T_{RH} және T_{SH} параметрлері сәйкесінше жылытқыш пен басқару клапанының жұмыс уақытына сәйкес келеді, ал F_{HP} жоғары қысым қадамын өзгерту арқылы ағынның үлесін анықтайды. Реттегіш динамикасы тұрақты T_G уақытын көрсетеді. Генератор тербеліс теңдеулерімен ұсынылған, мұнда H_1 инерцияны сипаттайды, ал D_1 – жүктеменің демпферлік коэффициенті [6].

Оңтайландыру MATLAB/Simulink 2018b ортасында жүзеге асырылды. PID-регуляторлар, сүзгі кідірісі (τW), қалақ қадам реттегішінің күшейту коэффициенті (Kβ) және ротор демпфері (Rwt) COA, PSO, WCA, HBA және AOS алгоритмдерімен анықталды. Оңтайландыру критерийі — интегралды квадраттық қателік (ISE).

Нәтижелер және талқылау.

Әрі қарай, жоғарыдағы бөлімде сипатталған бағдарламалық жүйенің әртүрлі жұмыс режимдерін модельдеу мысалдары келтірілген. Модельдеу MATLAB/SIMULINK 2018b ортасында жүзеге асырылды.1 және 2 сценарийлерде салыстырмалы талдау жүргізу үшін коэволюциялық оңтайландыру әдісі (COA) қолданылады. Нәтижелердің сенімділігі, алынған түпнұсқалық сертификаты 3 және 4 тізбектерде өлшенеді. Оптимизаторлардың жұмысын объективті қарау үшін төменгі және жоғарғы шекаралардың параметрлерін, сондай-ақ дисплей өлшемін анықтау барлық алгоритмдерге байланысты. Әрбір оптимизатор үшін итерациялардың жалпы саны 100 құрайды. Бұл тізбектер PID реттегіштерінің оңтайлы параметрлерін, сүзгінің кешігу уақытын (τ_W), көлбеу бұрышын реттегіштің күшейту коэффициентін (K_β) және

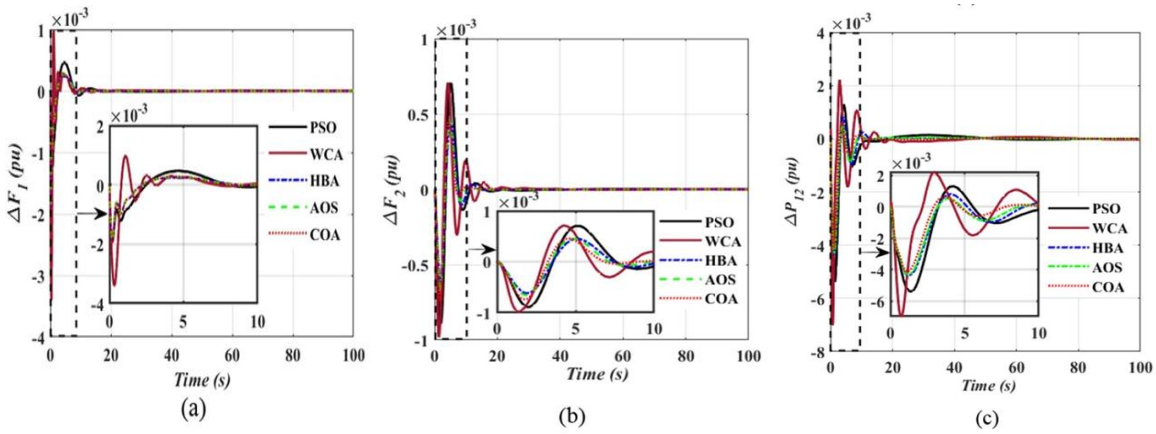
ISSN 1609-1817 (Print)
ISSN 2790-5802(Online)
DOI 10.52167/1609-1817 №5 (140) 2025

ротордың демпферін (R_{wt}) анықтау үшін оңтайландыруды жүзеге асырады. Интегралды квадраттық ауытқуды (ISE) азайту үшін 100 итерация кезінде бес оңтайландырғыш қолданылды: PSO, WCA, HBA, AOS және COA. Алынған ISE мәндері $2{,}6307\times10^{-5}$ (COA), $3{,}1371\times10^{-5}$ (AOS), $3{,}3435\times10^{-5}$ (HBA), $5{,}1316\times10^{-5}$ (WCA) және $5{,}3451\times10^{-5}$ (PSO) болды. PID-параметрлердің толық тізімі 1-кестеде келтірілген.

1 кесте – PID контроллерлерінің параметрлері

Parameter	PSO	WCA	HBA	AOS	COA
K_P	−1.5710	−2.5854	−3.0000	−3.0000	−3.0000
K_d	−2.9629	−0.6201	−3.0000	−3.0000	−2.8049
K_i	−2.5130	−2.7656	−3.0000	−3.0000	−2.9959
K_{P2}	−1.2623	−1.6248	−3.0000	−3.0000	−0.4804
K_{d2}	−2.0399	−1.3508	−3.0000	−3.0000	−2.7286
K_{i2}	−0.8412	−0.6896	−0.4000	−0.5696	−0.53057
K_{P3}	−2.8177	−0.8436	−3.0000	−3.0000	−2.3027
K_{d3}	−1.0046	−0.9239	−3.0000	−1.8042	−0.4000
K_{i3}	−2.4193	−2.8433	−3.0000	−3.0000	−2.9397
τ_W	29.7104	7.3959	30.0000	30.0000	14.7056
K_β	27.1451	18.0232	41.7032	50.0000	10.0000
R_{wt}	0.1745	0.2006	0.3000	0.1686	0.101994

1-аймақтағы +0,05 pu жүктеме өзгерісіне жүйенің жиілік және қуат ауытқулары (7-сурет) талданды. COA алгоритмі ең төменгі максималды ауытқуларды көрсетті:



a) ΔF_1, b) ΔF_2, c) ΔP_{12} қоса алғанда 1-аймақтағы + 0,05 pu қадамдық жүктеменің өзгеруіне байланысты жүйелік жауаптар
7 сурет – PID контроллері

COA жағдайы үшін 1 және 2 (ΔF_1, ΔF_2) аймақтарындағы жиіліктің және байланыс желісіндегі қуаттың (ΔP_{12}) максималды ауытқулары $-1{,}97\times10^{-3}$ о.е., $-7{,}4\times10^{-4}$ о.е. және $-4{,}13\times10^{-3}$ о.е. сәйкесінше. Нәтижелерді салыстыру COA-мен алынған 1-аймақтағы (ΔF_1) жиіліктің максималды ауытқуы WCA-мен салыстырғанда 72,6% - ға аз екенін көрсетті. Сонымен қатар, COA PSO және WCA (тиісінше 20,27% және 32,43%) және PSO, WCA, HBA және AOS (30,5%, 69,98%) салыстырғанда байланыс желісіндегі

ISSN 1609-1817 (Print)
ISSN 2790-5802(Online)
DOI 10.52167/1609-1817 №5 (140) 2025

(ΔP_{12}) ең төменгі максималды ауытқуларды салыстырғанда 2 (ΔF_2) аймақтағы жиіліктің ең төменгі ауытқуларын қамтамасыз етеді., Сәйкесінше 5,09% және 3,9%). Бұл нәтижелер COA басқа оңтайландырғыштармен салыстырғанда ең аз ISE мәнін, сондай-ақ жиілік пен қуаттың максималды ауытқу мәндерін қамтамасыз ететінін растайды. Осылайша, COA берілген жүйеде PID реттегіштерін орнатудың ең тиімді және сенімді алгоритмі болып табылады [7-10].

Зерттеу нәтижелері COA алгоритмінің екі аймақтық энергия жүйесінде жиілікті реттеу тапсырмасын тиімді шешетінін көрсетеді. PID-регуляторлардың, ротор демпферінің және қалақ қадам реттегішінің оңтайлы параметрлері жүйенің динамикалық тұрақтылығын жақсартуға мүмкіндік берді.

Жел генерациясының айнымалылығы және жүйелік инерцияның төмендеуі жиілікті бақылауды күрделендіретіні белгілі [3,4]. Осы тұрғыдан қарағанда COA алгоритмінің жоғары тиімділігі жел энергетикасы үлесі жоғары жүйелерде оны қолданудың перспективалы екенін дәлелдейді.

Нәтижелер ЖЭК интеграциясы жағдайында қосымша инерцияны және реттеу мүмкіндігін қамтамасыз ететін жел турбинасы басқаруының шешуші рөлін айқындайды. Жүйе параметрлерінің оңтайлануы өтпелі процестердің жылдамдық пен амплитудасын азайтып, аймақтар арасындағы қуат алмасуын тұрақтандырады.

Қорытынды.

Бұл жұмыста екі аймақтық электр энергия жүйесінде жиілікті реттеуді жетілдіруге бағытталған жел турбиналарының адаптивті басқару әдісі ұсынылды. COA негізіндегі оңтайландыру жиіліктің максималды ауытқуларын едәуір төмендетіп, ISE критерийі бойынша ең жақсы нәтижелерді көрсетті.

PID-регуляторлардың, қалақ қадамы реттегішінің және ротор демпферінің оңтайлы параметрлерін анықтау жүйенің динамикалық тұрақтылығын күшейтті.

Ұсынылған тәсіл ЖЭК үлесі артқан энергия жүйелерінде жиілікті реттеудің сенімділігін жоғарылатуға мүмкіндік береді және болашақта нақты электр желілеріне енгізу үшін перспективалы бағыт болып табылады.

ӘДЕБИЕТТЕР

[1] Robles, E., Haro Larrode, M., Santos Mugica, M., Etxegarai, A. Comparative analysis of European grid codes relevant to offshore renewable energy installations [Текст]//Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2019. – Vol. 102. – P. 171–185. – https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.002

[2] Tang, Z.X., Lim, Y.S., Morris, S., Yi, J.L., Lyons, P.F., Taylor, P.C. A comprehensive work package for energy storage systems as a means of frequency regulation with increased penetration of photovoltaic systems [Текст]//International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2019. – Vol. 110. – P. 197–207. – https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.03.002

[3] Fernández Guillamón, A., Gómez Lázaro, E., Muljadi, E. Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time [Текст]//Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2019. – Vol. 115. – 109369. – https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109369

[4] Fini, M.H., Golshan, M.E. Frequency control using loads and generators capacity in power systems with a high penetration of renewables [Текст]//Electric Power Systems Research. – 2019. – Vol. 166. – P. 43–51. – https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.09.010

ISSN 1609-1817 (Print)
ISSN 2790-5802(Online)
DOI 10.52167/1609-1817 №5 (140) 2025

[5] Cheng, Y., Azizipanah Abarghooee, R., Azizi, S., Ding, L., Terzija, V. Smart frequency control in low inertia energy systems based on frequency response techniques: A review [Текст]//Applied Energy. – 2020. – Vol. 279. – 115798. – https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115798

[6] Persson, M., Chen, P. Frequency control by variable speed wind turbines in islanded power systems with various generation mix//IET Renewable Power Generation. – 2017. – Vol. 11, № 8. – P. 1101–1109. – https://doi.org/10.1049%2Fiet-rpg.2016.0350

[7] Naruei, I. A new optimization method based on COOT bird natural life model [Текст]//Expert Systems with Applications. – 2021. – Vol. 183. – 115352. – https://doi.org/10.1016/j.eswa.2021.115352

[8] Akram, U., Nadarajah, M., Shah, R., Milano, F. A review on rapid responsive energy storage technologies for frequency regulation in modern power systems [Текст]//Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2020. – Vol. 120. – 109626. – https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109626

[9] Tielens, P., Van Hertem, D. The relevance of inertia in power systems [Текст]//Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2016. – Vol. 55. – P. 999–1009. – https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.016

[10] Datta, U., Kalam, A., Shi, J., Zayegh, A. Battery energy storage system control for frequency regulation in microgrid power systems [Текст]//Energies. – 2020. – Vol. 13, № 9. – 2199. – https://doi.org/10.3390/en13092199

Gulmira Sakhmetova, PhD, Shymkent, Kazakhstan, 17-07-70@mail.ru

Baydulla Uralov, Auezov University, candidate of technical sciences, Auezov University, Shymkent, Kazakhstan, uralov-1973.2@mail.ru

Balzhan Bakhtiyar, candidate of technical sciences, associate professor, Seifullin University, Astana, Kazakhstan, bahtyar.baljan@mail.ru

Saule Demessova, PhD, Kazakh National Agrarian Research University, Almaty, Kazakhstan, saule.demesova@mail.ru

Yerkin Yerzhigitov, candidate of agricultural sciences, Kazakh National Agrarian Research University, Almaty, Kazakhstan, ergigitov. erken@mail.ru

OPTIMIZATION OF FREQUENCY REGULATION IN A TWO-AREA POWER SYSTEM USING WIND TURBINES

Abstract. This paper investigates the participation of wind turbines in frequency regulation of a two-area power system and their optimization. With the increasing share of renewable energy sources, ensuring system stability and reliability through effective integration of wind generation is crucial.

A mathematical model of the two-area power system is developed, including aerodynamic, mechanical, and electrical models of wind turbines. To improve system frequency performance, various wind turbine control strategies are proposed and evaluated through numerical simulations.

Optimization methods are applied to determine the optimal control parameters for wind turbines, resulting in reduced frequency deviations across the areas and improved frequency regulation. The results demonstrate that the involvement of wind turbines in frequency support significantly enhances the dynamic stability of the two-area power system.

Enhanced modeling approaches and control algorithms for wind turbines are proposed, ensuring efficient frequency regulation in the two-area system while considering system constraints. The developed methods can be applied in practice to maintain stability in power systems with a high penetration of renewable generation.

ISSN 1609-1817 (Print)
ISSN 2790-5802(Online)
DOI 10.52167/1609-1817 №5 (140) 2025

Keywords: wind turbines, optimization, renewable energy sources, network oscillations, power grid dynamics, adaptive control, power supply reliability.

Гульмира Сахметова, PhD, Auezov University, Шымкент, Казахстан, 17-07-70@mail.ru

Байдулла Уралов, к.т.н., Auezov University, Шымкент, Казахстан, uralov-1973.2@mail.ru

Балжан Бахтияр, к.т.н., ассоциированный профессор, Seifullin University, Астана, Казахстан, bahtyar.baljan@mail.ru

Сәуле Демесова, PhD, Kazakh National Agrarian Research University, Алматы, Казахстан, saule.demesova@mail.ru

Еркин Ержигитов, к.с/х.н., Kazakh National Agrarian Research University, Алматы, Казахстан, ergigitov. erken@mail.ru

ОПТИМИЗАЦИЯ ЧАСТОТНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В ДВУХЗОННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ НА БАЗЕ ВЕТРОВЫХ ТУРБИН

Аннотация. В статье рассматривается участие ветровых турбин в регулировании частоты двухрайонной электрической системы и их оптимизация. В условиях роста доли возобновляемых источников энергии важно обеспечивать стабильность и надежность энергосистемы путем эффективной интеграции генерации ветровых турбин.

В работе разработана математическая модель двухрайонной энергосистемы, включающая аэродинамические, механические и электрические модели ветровых турбин. Для повышения частотной устойчивости системы предложены и протестированы различные стратегии управления ветровыми турбинами посредством численного моделирования.

С использованием методов оптимизации определены оптимальные параметры управления ветровыми турбинами, что позволило уменьшить колебания частоты между районами и улучшить показатели регулирования частоты. Результаты исследования показали, что привлечение ветровых турбин к поддержке частоты существенно повышает динамическую устойчивость двухрайонной энергосистемы.

Предложены усовершенствованные подходы к моделированию ветровых турбин и алгоритмы управления, обеспечивающие эффективное регулирование частоты в двухрайонной системе, учитывая ограничения энергосистемы. Разработанные методы могут быть применены на практике для стабилизации энергосистем с высокой долей возобновляемой генерации.

Ключевые слова: ветряные турбины, оптимизация, возобновляемые источники энергии, сетевые колебания, динамика электросети, адаптивное управление, надежность электроснабжения.

Қабылданған күні: 2025 жылғы 16 наурыз
Рецензиядан өткен күні: 2025 жылғы 20 тамыз
Мақұлданған күні: 2025 жылғы 01 қараша