

## Nova strategija sodelovanja vetrne elektrarne z dvojno napajanim asinhronskim generatorjem pri sistemski storitvi zagotavljanja rezerve moči

Andraž Žertek<sup>1</sup>, Gregor Verbič<sup>2</sup>, Miloš Pantoš<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Univerza v Ljubljani, Fakulteta za elektrotehniko, Tržaška 25, 1000 Ljubljana, Slovenija

<sup>2</sup> Interenergo, d.d., Tivolska cesta 48, 1000 Ljubljana

E-pošta: andraz.zertek@fe.uni-lj.si

**Povzetek.** Delež vetrnih elektrarn v elektroenergetskem sistemu je čedalje večji, zato je treba razmišljati o zahtevi po sodelovanju vetrnih elektrarn pri sistemskih storitvah. Izkaže se, da so vetrne elektrarne lahko kakovostna podpora ob motnjah v sistemu, ki lahko pripeljejo do večjih odstopanj frekvence od nazivne vrednosti. Več avtorjev je že analiziralo pozitivne vplive sodelovanja vetrnih elektrarn pri regulaciji frekvence, pri čemer rezervo moči zagotavljamo z obratovanjem pod optimalno močjo, ki zagotavlja največji izkoristek vetrnega potenciala ob upoštevanju tehničnih omejitev. V članku predlagamo novo metodo za sodelovanje vetrnih elektrarn pri zagotavljanju rezerve moči, pri čemer želimo z regulatorjem poleg dolgotrajne rezerve moči zagotoviti maksimalno kinetično energijo, ki se ob motnjah sprostí iz rotirajočih mas vetrne elektrarne. Rezultati kažejo, da lahko z ustrezno regulacijo zagotovimo več rotirajoče energije kot pri do zdaj predlaganih regulacijskih shemah.

**Ključne besede:** vetrne elektrarne, sistemske storitve, primarna regulacija frekvence, regulacija vetrnih elektrarn, energija rotirajočih mas

## A New Control Strategy for Participation of Wind Power Plants with a Doubly-fed Induction Generator in Frequency-control Ancillary Services

In past, electric power systems have experienced major changes by shifting from conventional energy sources to 'non-conventional' renewable energy sources. The biggest increase in production of renewable energy in Europe was caused by wind energy systems, with their generation capacity of 65 GW in the EU-27 at the end of 2008 [1].

The above mentioned increase has given rise to new concerns about power system stability, since wind generation is considered as an intermittent source which by its nature does not participate in frequency control. Nevertheless, wind farms (WF) have often been asked to provide some sort of ancillary services, such as reactive-power control and frequency/active-power control. This paper focuses on the provision of primary frequency control by wind generators.

Wind generators can provide frequency control only by operating at a de-loaded optimum-power extraction curve, where the active power provided by each wind turbine increases or decreases during system frequency changes. The control strategy can be achieved by a combination of pitch control on one side and speed control at the wind generator on the other. Regarding participation in frequency control, different types of operation can be considered. The first strategy is to achieve a de-loaded optimum power only by pitch control and at the same time controlling speed of the wind generator at its optimum. In this case, a decrease in the pitch angle enables the increase in the active power provided.

The second control strategy is to obtain a power reserve by controlling the rotor speed of the wind turbine. In this case, a decrease in the rotor speed enables the increase in the active power provided and at the same time restoration of a substantial amount of a kinetic energy stored in spinning inertia.

This paper proposes an optimized control strategy for the active power delivered by a doubly fed induction generator (DFIG). Wind turbines are supposed to operate over a de-loaded maximum-power extraction curve in the control approach proposed in the paper. The optimized control strategy is defined at the maximum spinning inertia achieved by the wind turbine. The definition of the wind turbine operating points, such as the rotor speed and pitch angle, is extracted from an optimization algorithm that uses the differential evolution method. The optimization problem is described by the objective function (9), operational bounds (11) and (12) speed and pitch controller and equality constraint (10).

Results from Figure 9 show that the optimized inertial response from the DFIG wind generators can be obtained using the proposed method. An optimal control strategy of the wind turbine can be achieved at rotor speeds, Figure 7, and pitch angles, Figure 8, which were determined at three power-reserve factors. The control strategy described in the paper was compared with the strategy proposed by other authors, Figure 10. The results show a higher inertial storage at the same proportion of the de-loaded maximum power.

**Keywords:** Wind power plants, ancillary services, primary frequency control, wind power plants control, spinning inertial storage.

optimizacijski algoritem ter dobljene rezultate optimizacije.

## 1 Uvod

Delež vetrnih elektrarn (VE) v evropskem elektroenergetskem sistemu (EES) se vsako leto povečuje. V letu 2008 je bilo tako v EU-27 že 65 GW inštalirane moči VE. Samo v letu 2008 je bilo inštaliranih 8,5 GW, kar je 36-odstotni delež glede na celotno inštalirano moč v EU-27 v letu 2008 [1]. Dokler je bil delež VE razmeroma majhen, so bile te lahko pasivne pri zagotavljanju sistemskih storitev, vendar z leti čedalje večji delež VE vse bolj vpliva na zanesljivost obratovanja EES.

Vetrne elektrarne se povezujejo v vetrne parke, ki dosejajo tudi do več 100 MW inštalirane moči, pri čemer bi lahko od teh elektrarn sistemski operaterji prenosnega omrežja zahtevali sodelovanje pri sistemskih storitvah. V članku se bomo osredinili na zagotavljanje sistemske storitve regulacije frekvence v okviru primarne regulacije. Zmožnost zagotavljanja takšne storitve je v nekaterih državah, ki so bolj odvisne le od lastnih proizvodnih virov, npr. Velika Britanija [2], že pričakovati, čeprav je treba zaradi pozitivnih učinkov sodelovanja VE pri regulaciji frekvence proučiti tudi upravičenost storitve v sistemu, kot je UCTE. V Španiji je treba v določenih stanjih, ko ni dovolj konvencionalnih virov za podporo EES, proizvodnjo iz VE omejiti [3], pri čemer kaže izrabiti rezervo moči za sodelovanje pri regulaciji frekvence.

Večja odstopanja frekvence od nazivne vrednosti lahko pripeljejo do grožnje frekvenčni stabilnosti. Ta je dandanes zelo velika, saj vsak sinhronski generator hrani energijo v rotirajočih masah; ta se ob spremembi frekvence deloma sprosti, po drugi strani pa večina teh generatorjev še dodatno pripomore k regulaciji frekvence, bodisi s sodelovanjem v primarni, sekundarni ali terciarni regulaciji. Če se bo v prihodnosti delež sinhronskih generatorjev v EES na račun razpršenih virov energije ter VE, ki ne sodelujejo pri regulaciji frekvence, zmanjšal, lahko pričakujemo težave pri zagotavljanju frekvenčne stabilnosti EES.

V referatu predstavljamo obstoječe rešitve, s katerimi lahko VE z dvojno napajanim asinhronskim generatorjem (*angl. Doubly-fed Induction Generators - DFIG*) sodelujejo pri regulaciji frekvence ter predlagamo nov način zagotavljanja rezerve moči za regulacijo frekvence, pri kateri maksimiramo količino energije, shranjeno v rotirajočih masah VE.

Prvi del članka predstavlja modeliranje VE, nato sledijo navodila UCTE za primarno regulacijo frekvence. Nadaljevanje obravnava obratovanje VE pri optimalni moči in obratovanje VE glede na zagotavljanje rezerve moči. Zadnje poglavje predstavlja

## 2 Tehnologije vetrnih elektrarn

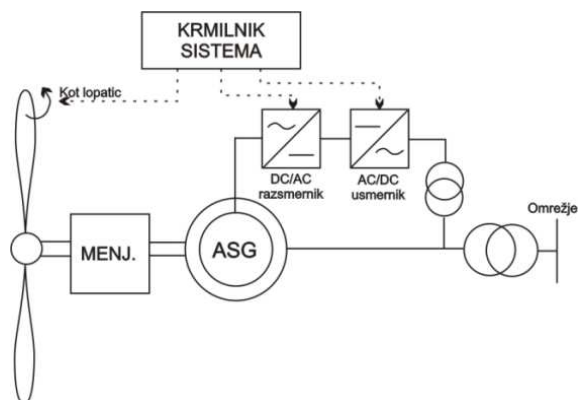
Vetrne elektrarne pretvarjajo energijo vetra v električno energijo. Veter je zelo nestanovit vir, ki ga ni mogoče shraniti, zato VE obratuje glede na trenutno moč vetra. Obstajajo različne izvedbe vetrnih elektrarn; najpogostejše so VE z asinhronskim generatorjem s kratkostično kletko (*angl. Squirrel-Cage Induction Generators - SCIG*), z asinhronskim generatorjem s spremenljivimi upori na rotorju (*angl. Wound Rotor Induction Generators - WRIG*), z dvojno napajanimi asinhronski generatorji (DFIG) in s polnim AC-DC-AC pretvornikom energije, pri katerih lahko uporabljamo WRIG, sinhronski generator z navitim rotorjem (*angl. Wound Rotor Synchronous Generators - WRSG*) ali sinhronski generator s permanentnimi magneti (*angl. Permanent Magnet Synchronous Generators - PMSG*) [4].

Izvedba s SCIG ne omogoča regulacije hitrosti vrtenja, zato je regulacija delovne moči elektrarne mogoča le z regulacijo kota lopatic. Izvedbi z DFIG in WRIG omogočata regulacijo hitrosti vrtenja vetrne turbine na omejenem območju okoli sinhrono hitrosti vrtenja, medtem ko VE s polnim pretvornikom energije omogočajo polno regulacijo hitrosti vrtenja turbine. Če tehnična rešitev to omogoča, lahko na izhodno moč VE vplivamo tako z regulacijo kota lopatic kakor tudi z regulacijo hitrosti vrtenja [4].

V zadnjem času so se najbolj uveljavili asinhronski generatorji z dvojnimi napajanjem, pri katerih so sponke statorja priključene neposredno na omrežje, sponke rotorja pa prek pretvornika AC-DC-AC. Izkazalo se je, da je ta izvedba ekonomsko najbolj upravičena. Prav zato se bomo v nadaljevanju omejili le na obratovanje izvedbe DFIG.

### 2.1 Zgradba vetrne elektrarne z dvojno napajanim asinhronskim generatorjem

Prednost DFIG je predvsem možnost regulacije hitrosti vrtenja generatorja, pri čemer je moč elektronskega pretvornika manjša od nazivne in znaša tipično 30 % nazivne moči. Stator generatorja je priključen neposredno na omrežje, medtem ko je rotor povezan z omrežjem preko pretvornika AC-DC-AC. Ta dovaja rotorju izmenično napetost frekvence  $s f_n$ , kjer je  $s$  slip in  $f_n$  nazivna frekvenca [5]. Principielno shemo VE z dvojno napajanim asinhronskim generatorjem prikazuje slika 1.



Slika 1: Zgradba vetrnega generatorja DFIG.  
Figure 1: Construction of a DFIG wind-power generator.

Veterni turbini lahko spreminjamo hitrost vrtenja z regulacijo amplitude in kota rotorske napetosti, s čimer vplivamo na pretok moči prek razsmernika AC-DC-AC in posledično na razmerje pretoka delovne moči v rotorju in statorju. Prav tako lahko z regulacijo amplitude in kota rotorske napetosti vplivamo na izhodno jalovo moč na statorskih sponkah generatorja, medtem ko jalovo moč na omrežni strani pretvornikov moči reguliramo z omrežnim pretvornikom. Običajne komercialne izvedbe obratujejo ponavadi pri  $\cos(\varphi) = 1$  [6]. Na delovno moč vplivamo tudi s spreminjanjem kota lopatic, pri čemer se regulator vklopi, ko VE doseže največjo hitrost vrtenja oz. največjo izhodno moč.

## 2.2 Optimalna proizvedena moč

Optimalno mehansko moč vetrne elektrarne pri danih vetrnih razmerah nam popisuje enačba (1)

$$P_{opt} = \frac{1}{2} C_{opt}(\lambda_{opt}, \beta) \rho A v^3, \quad (1)$$

kjer je  $C_{opt}$  optimalni mehanski izkoristek vetrne elektrarne za določeno hitrost vetra,  $\lambda_{opt}$  je optimalno razmerje hitrosti konice lopatice (konična hitrost),  $\beta$  je kot lopatic vetrne turbine,  $A(m^2)$  je efektivna površina, ki jo zajemajo lopatice vetrne turbine,  $v(m/s)$  je hitrost vetra in  $\rho(Kg/m^3)$  gostota zraka.

Optimalni mehanski izkoristek vetrne elektrarne  $C_{opt}$  določata enačbi (2) in (3) [7].

$$C_{opt} = 0.22 \left( \frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\frac{12.5}{\lambda_i}} \quad (2)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda_{opt} + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (3)$$

Optimalno konično hitrost definira naslednja enačba:

$$\lambda_{opt} = \frac{w_{r,opt} R}{v}, \quad (4)$$

kjer je  $R(m)$  radij lopatic vetrne turbine in  $w_{r,opt}(rad/s)$  optimalna hitrost vrtenja rotorja vetrne turbine za določeno hitrost vetra.

## 3 Sodelovanje vetrnih elektrarn pri regulaciji frekvence

### 3.1 Regulacija frekvence

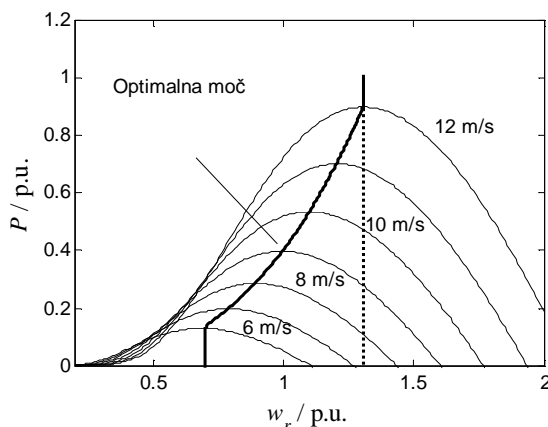
Primarna regulacija delovne moči in s tem posredno frekvence je mehanizem, ki ob spremembi frekvence s pomočjo regulacije navora turbine zmanjša ali poveča oddano delovno moč generatorja ter s tem regulira frekvenco EES. Obnašanje turbinskega regulatorja definira statika, ki ustreza konstanti proporcionalnega tipa regulatorja.

Povezava med statiko in rezervo moči za primarno regulacijo izhaja iz pravila UCTE, da mora biti vsa primarna rezerva, ki jo daje posamezni vir, izrabljena pri spremembi omrežne frekvence za 200 mHz [8].

### 3.2 Optimalno obratovanje vetrne elektrarne

Normalni obratovalni režim poskuša doseči maksimalni izkoristek vetrnega potenciala, upoštevajoč obratovalne omejitve. Če želi VE v DFIG izvedbi zagotavljati sistemsko storitev primarne regulacije frekvence, mora imeti možnost povečevanja in manjšanja izhodne moči skladno s spremembo sistemske frekvence. Da vetrna elektrarna zagotovi takšno obratovanje, mora delovno točko mehanske moči pri danem vetru zmanjšati glede na zahtevano rezervo moči za primarno regulacijo frekvence.

Slika 2 prikazuje krivulje moči pri različnih hitrostih vrtenja rotorja  $w_r$  in danih hitrostih vetra ter pri optimalnem obratovanju brez zagotavljanja rezerve moči.



Slika 2: Optimalna delovna moč VE v odvisnosti od hitrosti vrtenja in hitrosti vetra brez rezerve delovne moči

Figure 2: Maximum-power extraction curve of the wind turbine as a function of the rotor and wind speed.

Rezervo moči zagotavljamo z vplivanjem na izkoristek mehanske moči vetrne turbine. Enačbo za določanje vrednosti delovne moči pri zagotavljanju rezerve moči (5) in enačbo za izkoristek pri tej moči (6) lahko torej zapišemo kot:

$$P_{opt,rezerva} = P_{opt}(1 - K_{rezerva}) \quad (5)$$

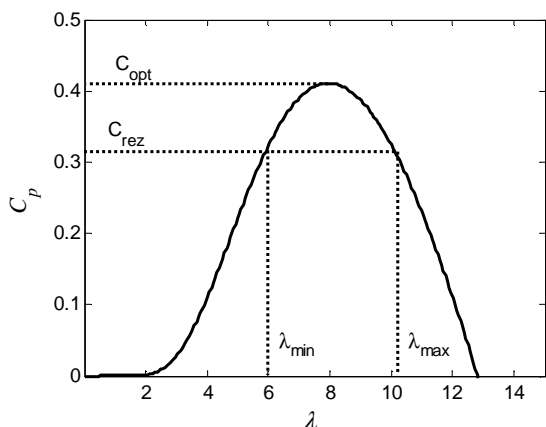
$$C_{opt,rezerva} = \frac{P_{opt,rezerva}}{0.5\rho Av^3}, \quad (6)$$

pri čemer je  $K_{rezerva}$  delež rezerve moči glede na trenutno obratovalno točko VE.

### 3.3 Načini zagotavljanja rezerve moči

Strategije zagotavljanja rezerve moči so različne, saj lahko na izkoristek vetrnega potenciala vplivamo s hitrostjo vrtenja vetrne turbine in s spreminjanjem kota lopatic.

Nekateri avtorji [9]-[13] prisegajo na zagotavljanje rezerve moči s hitrostopnim regulatorjem, pri čemer se regulator kota lopatic vklopi, ko hitrost vrtenja doseže omejitve, do takrat pa ohranja vrednost  $0^\circ$ . Slika 3 prikazuje, da lahko želeni mehanski izkoristek vetrnega potenciala  $C_p$  dosežemo pri dveh hitrostih vrtenja vetrne turbine, in sicer nad hitrostjo v optimalnem režimu obratovanja ali pod to hitrostjo.



Slika 3: Izkoristek vetrnega potenciala v odvisnosti od razmerja konične hitrosti pri kotu lopatic  $0^\circ$   
 Figure 3: Efficiency coefficient at 0 degrees of the pitch angle as a function of the tip-speed ratio.

Mehanizem zagotavljanja dodatne moči VE povečuje moč elektrarne pri padcu systemske frekvence skladno z definirano statiko in rezervo moči. Povečanje moči je mogoče na račun izboljšane mehanskega izkoristka vetrne elektrarne, ki se tako približuje optimalnemu izkoristku vetrne elektrarne (2). Pri optimalnem izkoristku je definirana tudi optimalna hitrost vrtenja vetrne turbine. Iz zgornjega sledi, da zagotavljanje rezerve moči z nižjo hitrostjo vrtenja od hitrosti vrtenja pri optimalni mehanski moči ni smiselno, saj mora elektrarna pri takšnem načinu regulacije ob padcu frekvence povečati hitrost vrtenja, s čimer višek mehanske moči porablja za pospeševanje (7), namesto da bi jo takoj dajala v elektroenergetski sistem.

Energija, ki je potrebna za pospeševanje vetrne elektrarne je definirana kot

$$\Delta E_{rotirajoča} = \frac{J(w_r - w_{r,opt})^2}{2}, \quad (7)$$

kjer je  $J(\text{kg/m}^2)$  vztrajnostni moment vetrne turbine. Energijo lahko tudi normiramo na enoto moči

$$\Delta E_{rotirajoča,pu} = H(w_{r,pu} - w_{r,opt,pu})^2, \quad (8)$$

kjer je  $H(s)$  normiran vztrajnostni moment, ki pove, koliko kinetične energije je shranjene glede na inštalirano moč pri sinhronski hitrosti vrtenja. Tipične vrednosti normiranega vztrajnostnega momenta so okoli 3,5 MWs/MW.

Če je hitrost vrtenja višja od hitrosti vrtenja pri optimalni moči elektrarne, je obratovanje ravno nasprotno. Ob padcu frekvence se hitrost vrtenja vetrne turbine zmanjša, pri čemer dosežemo višji mehanski izkoristek, ob tem pa v elektroenergetski sistem oddamo tudi energijo, ki je bila shranjena v rotirajočih masah. V nadaljevanju predlagamo regulacijski algoritem, ki glede na želeno rezervo moči maksimira energijo v rotirajočih masah, ki se ob motnji sprosti v sistem.

## 4 Optimalno obratovanje s stališča zagotavljanja rotirajoče energije

Kot smo ugotovili, je način zagotavljanja rezerve moči s hitrostopnim regulatorjem ugodnejši za elektroenergetski sistem, saj ob težavah v sistemu in morebitnem padcu frekvence VE trajno poveča moč in hkrati v sistem odda energijo, shranjeno v rotirajočih masah elektrarne.

V članku predlagamo nov način regulacije hitrosti vrtenja in kota lopatic, pri čemer regulacijo optimiziramo glede na maksimalno količino shranjene energije v rotirajočih masah. V enačbi (7) opazimo, da lahko optimizacijski problem poenostavimo s tem, da iščemo največjo hitrost vrtenja. Kriterijska funkcija optimizacijskega problema je torej definirana kot

$$\max\{w_r\}, \quad (9)$$

pri čemer moramo upoštevati enakostno omejitev

$$C_{opt,rezerva} = f(\lambda, \beta) \quad (10)$$

ter omejitve spremenljivk

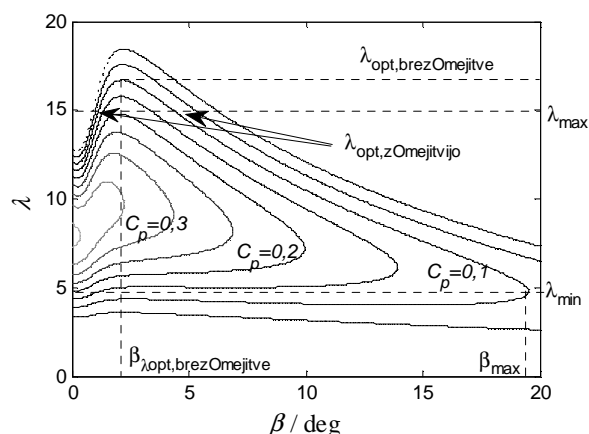
$$w_{r,min} \leq w_r \leq w_{r,max} \quad (11)$$

$$0 \leq \beta \leq \beta_{max}. \quad (12)$$

Najmanjšo hitrost vrtenja  $w_{r,min}$  omejujeta nazivna moč pretvornika AC-DC-AC in optimalna hitrost  $w_{r,opt}$ , kot smo ugotovili v prejšnjem poglavju. Največja hitrost vrtenja  $w_{r,max}$  je določena z nazivno močjo pretvornika AC-DC-AC.

Slika 4 prikazuje mehanski izkoristek vetrne turbine v odvisnosti od razmerja konične hitrosti in kota lopatic. Rešitev optimizacijskega problema je največje razmerje konične hitrosti upoštevajoč omejitve pri danem mehanskem izkoristku. Slika 4 kaže, da ima funkcija

več lokalnih optimumov, kadar je omejena, pa ima celo več globalnih optimumov, ki nastopajo pri različnih kotih lopatic. Optimizacijski problem je toliko bolj kompleksen, saj območje rešitev ni zvezno. To je razvidno iz slike 4, ko iščemo optimalno hitrost vrtenja pri izkoristku 0,1. Funkcija nima rešitve v točkah nad  $\lambda_{\max}$  in pod  $\lambda_{\min}$ , iz česar sledi, da obstaja več optimalnih točk, kadar je funkcija omejena. Ker je razmerje konične hitrosti odvisno tako od hitrosti vrtenja kot tudi od hitrosti vetra, omejitvi  $\lambda_{\min}$  in  $\lambda_{\max}$  definira delovna točka VE. Če je največja konična hitrost  $\lambda_{\max}$  dovolj majhna, se območje rešitev še bolj omeji, in sicer tako, da rešitev obstaja le še v območju desno od  $\lambda_{\text{opt,brezOmejitve}}$ . Zato kot sprejemljive rešitve sprejmemo le območje, kjer je kot lopatic večji od kota pri vrednosti  $\lambda_{\text{opt,brezOmejitve}}$  ter manjši od  $\beta_{\max}$  pri danem izkoristku vetrnega potenciala  $C_p$ .



Slika 4: Izkoristek vetrnega potenciala v odvisnosti od razmerja konične hitrosti in kota lopatic vetrne turbine ter omejitev.

Figure 4: Efficiency coefficient as a function of the tip-speed ratio, pitch angle and constraints.

Ker enakostne omejitve (10) ne moremo eksplicitno izraziti z eno od spremenljivk, običajne optimizacijske metode odpovedo. Zato smo za določanje optimalne točke smo zato uporabili diferenčno evolucijo [14]. Metoda diferenčne evolucije (DE) je stohastična vzporedna direktna optimizacijska metoda, ki spada med strategije evolucijskega računanja in omogoča reševanje optimizacijskih problemov ne glede na obliko ciljne funkcije in tip omejitev. Tako kot večina metod za iskanje globalnega maksimuma ob prisotnosti več lokalnih maksimumov tudi DE uporablja pristop z množico različnih začetnih stanj. V takšni naključno sestavljeni začetni populaciji se nato skozi generacije izvajajo mutacije, križanje in selekcija novih članov populacije naslednje generacije, vse dokler ni dosežen zaustavitveni pogoj. Tako kot nobena druga optimizacijska metoda tudi DE za poljuben problem ne zagotavlja določitve globalnega maksimuma, a je

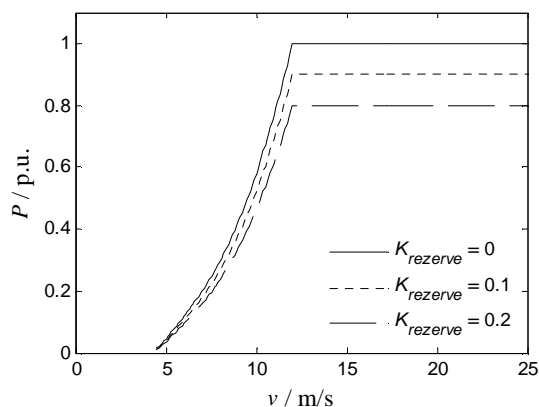
verjetnost odkritja globalnega maksimuma ob ustrezni izbiri kontrolnih parametrov zadovoljiva.

Ker je optimizacijski postopek prezahteven za implementacijo v regulator, bomo optimizacijo obratovanja VE naredili z zunanjim izračunom. S tem za vse obratovalne točke VE ugotovimo vrednosti reguliranih veličin, ki jih nato tabelarično vstavimo v regulator in tako krmilimo hitrost vrtenja in kot lopatic vetrne turbine.

## 5 Rezultati optimizacije

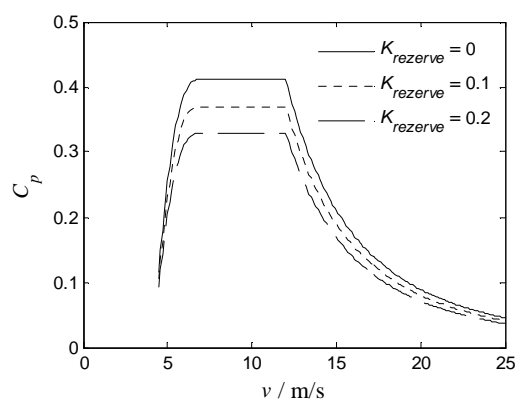
Optimizacijo shranjene energije rotirajočih mas smo izvedli pri treh koeficientih rezerve moči, in sicer 0, 0,1 in 0,2. Vrednost 0 ustreza optimalnemu obratovanju VE brez zagotavljanja rezerve moči.

Delovna moč VE je odvisna od hitrosti vetra; pri nazivni vrednosti, ko je hitrost vrtenja VE maksimalna, omejujemo izhodno moč z regulacijo kota lopatic. Ker moramo zagotavljati tudi rezervo moči, se izhodna moč ustrezno zmanjša, kot prikazuje slika 5.



Slika 5: Delovna moč VE v odvisnosti od hitrosti vetra za tri primere rezerve moči

Figure 5: Wind turbine power at three power reserve factors.



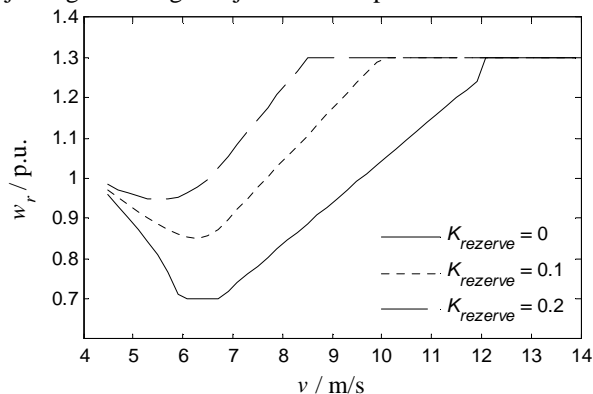
Slika 6: Izkoristek vetrnega potenciala v odvisnosti od hitrosti vetra za tri primere rezerve moči

Figure 6: Efficiency coefficient at three power reserve factors.

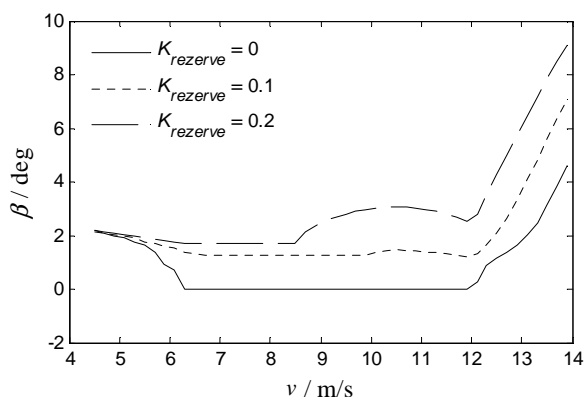
Slika 6 prikazuje izkoristek vetrnega potenciala. Pri nižjih hitrostih vetra izkoristek ni optimalen, ker ne moremo doseči optimalne hitrosti vrtenja, ki bi bila

nižja od  $w_{r,\min}$ . Pri višjih hitrostih držimo izkoristek na optimalni ravni, upoštevajoč hitrost vetra in rezervo moči. Pri hitrostih vetra nad 12 m/s pa optimalnega izkoristka zaradi omejitve izhodne moči ne moremo več zagotavljati. Te vrednosti vstopajo v optimizacijo kot vhodne spremenljivke.

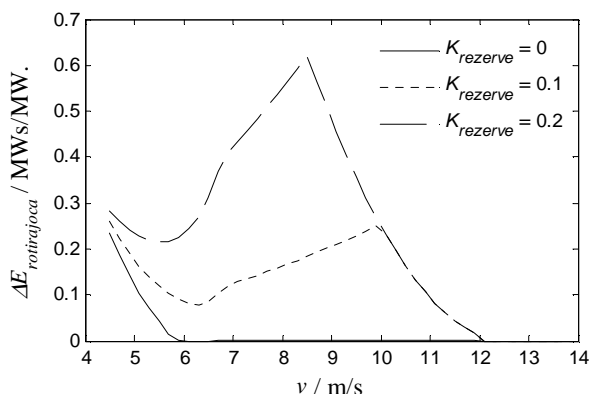
Optimalne hitrosti vrtenja in kota lopatic pri optimalnih vrednostih shranjene rotirajoče energije prikazujeta sliki 7 in 8. Hitrosti vrtenja so pri nižjih hitrostih vetra relativno visoke, saj nižji izkoristek v tem območju zagotovimo z višjo hitrostjo vrtenja, pri čemer pridobimo možnost hrambe dodatne rotirajoče energije. Sledi padec hitrosti vrtenja, saj mora VE obratovati pri večjem izkoristku, nato ponovno povečanje hitrosti, ker pri enakem izkoristku ohranjamo razmerje konične moči konstantno, kar pomeni višjo hitrost vrtenja pri višji hitrosti vetra, dokler ne dosežemo  $w_{r,\max}$ . Od tod naprej je mogoča le regulacija s kotom lopatic.



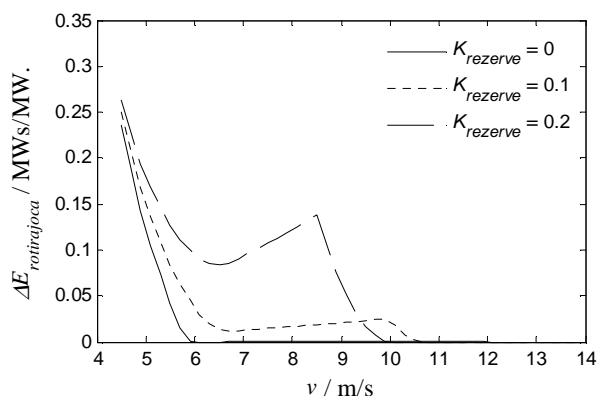
Slika 7: Optimalna hitrost vrtenja glede na optimalno vrednost rotirajoče energije za tri primere rezerve moči  
Figure 7: Optimal rotor speed at three power reserve factors.



Slika 8: Optimalen kot lopatic glede na optimalno vrednost rotirajoče energije za tri primere rezerve moči  
Figure 8: Optimal pitch angle at three power reserve factors.



Slika 9: Optimalne vrednosti dodatne shranjene energije v rotirajočih masah vetrne elektrarne za tri primere rezerve moči  
Figure 9: Optimal additional energy in spinning reserves at three power reserve factors.



Slika 10: Dodatna shranjena energija VE v primerjavi s shranjeno energijo pri regulaciji le s hitrostnim regulatorjem za tri primere rezerve moči  
Figure 10: Additional energy stored in spinning reserves compared to control strategy only by speed control at three power reserve factors.

Slika 9 prikazuje energijo, shranjeno v rotirajočih masah. Večja ko je rezerva moči, večja je zaloga rotirajoče energije. To bi lahko še povečali, če bi imeli možnost povečati  $w_{r,\max}$ , kar bi se dalo doseči s povečanjem moči pretvornika AC-DC-AC. Dodatno rezervo energije v rotirajočih masah pri  $K_{\text{rezerve}} = 0$  lahko dobimo le, če obratujemo pri nižjih hitrostih vetra, saj kljub temu, da ne zagotavljamo rezerve moči, izkoristek ni maksimalen. Pri višjih hitrostih vetra VE obratuje pri maksimalnem izkoristku, ki definira optimalno hitrosti vrtenja, to tudi ni rezerve rotirajoče energije. Največjo rezervo energije dobimo pri preostalih količinskih rezerve moči takrat, ko hitrost vrtenja doseže maksimalno vrednost, in pade na nič, ko je hitrost vetra večja od 12 m/s, saj je takrat razlika med optimalno hitrostjo z zagotavljanjem rezerve in optimalno hitrostjo brez rezerve moči enaka nič.

Slika 10 prikazuje dodatno rotirajočo energijo, ki jo v primerjavi z uveljavljeno regulacijo (regulacija le hitrosti vrtenja do nazivne hitrosti, nad njo pa le

regulacija kota lopatic) zagotavlja predlagana regulacija. Na sliki 4 vidimo, da je pri nizkih izkoristkih največ možnosti za optimizacijo, saj je razlika med  $\lambda_{\beta=0}$  in  $\lambda_{\max, brez\_omejitev}$  največja, to v primerjavi z uveljavljenim načinom regulacije ravno v tem območju pridobimo največ dodatne shranjene kinetične energije.

Rotirajočo energijo  $\Delta E_{rotirajoča} = 0,6$  s lahko interpretiramo kot 20-odstotkov dodatne moči iz naslova sproščene energije shranjene v rotirajočih masah v prvih treh sekundah po padcu frekvence. To lahko bistveno vpliva na frekvenčno stabilnosti EES.

## 6 Sklepi

Članek predlaga optimizacijski algoritem, ki upošteva obratovne omejitve in zeleno rezervo moči maksimira energijo, shranjeno v rotirajočih masah VE, ki se ob motnji sprosti v sistem. S tem bistveno pripomoremo k zagotavljanju frekvenčne stabilnosti EES.

Glede na izkoristek vetrnega potenciala, ki je odvisen tako od hitrosti vrtenja vetrne turbine in tudi od kota lopatic, je optimizacija shranjene kinetične energije smiselna, saj ugotovimo, da je ta največja pri kotu lopatic, ki ni nujno enak  $0^\circ$ , kot predlagajo drugi avtorji.

Regulator kota lopatic in hitrosti vrtenja bo upošteval trenutno delovno točko in tehnične omejitve zagotovil največjo mogočo količino energije, ki je shranjena v rotirajočih masah VE.

Rezultati kažejo bistveno izboljšanje glede na ustaljeno regulacijo, ki do nazivne hitrosti vrtenja regulira le hitrost vrtenja, nad njo pa le kot lopatic.

## 7 Priloga

### 7.1 Bazne vrednosti za enotni sistem

$$S_b = 660 \text{ kW}, w_{r,b} = 1500 \text{ vrt/min}$$

### 7.2 Podatki DFIG vetrne elektrarne

$$P_n = 660 \text{ kW}, w_{r,\max,pu} = 1,3, w_{r,\min,pu} = 0,7, p = 2, \\ R = 22 \text{ m}, v_{\min} = 4 \text{ m/s}, v_{\max} = 25 \text{ m/s}, \\ \rho = 1,225 \text{ Kg/m}^3, M = 1:45, H = 3,5 \text{ s}, \lambda_{opt} = 7,95 \\ C_{opt} = 0,411$$

## 8 Literatura

- [1] Wind energy statistics, EWEA 02/2009.
- [2] G. Ramtharan, J.B. Ekanayake and N. Jenkins, Frequency support from doubly-fed induction generator wind turbines, IET Renew. Power Gener., 2007, 1, (1), pp. 3–9.
- [3] Secretaría General de Energía, Disposición 18486 del BOE núm. 254 de 2006, Anexo P.O. 3.7., Programación de la generación renovable no gestionable.

- [4] T. Ackermann, Wind Power in Power Systems, Royal Institute of Technology Stockholm, Stockholm, John Wiley & Sons, 2005.
- [5] CIGRE Technical brochure, TF 38.01.10, Modeling New Forms of Generation and Storage, november 2000.
- [6] D. Santos-Martina, S. Arnaltesb, J.L. Rodriguez Amenedo, Reactive-power capability of doubly-fed asynchronous generators, Electric Power Systems Research 78 (2008) 1837–1840.
- [7] R.G. de Almeida, E.D. Castronuovo, J.A. Peças Lopes, Optimum Generation Control in Wind Parks When Carrying Out System Operator Requests, IEEE Transactions in Power Systems, Vol. 21, No. 2, May 2006.
- [8] UCTE OH – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance[E], final policy 2.2E, 20.07.2004.
- [9] N.R. Ullah, T.Thiringer, and D. Karlsson, Temporary Primary Frequency Control Support by Variable Speed Wind Turbines — Potential and Applications, IEEE Transactions in Power Systems, Vol. 23, No. 2, May 2008.
- [10] B.H. Chowdhury, H.T. Ma, Frequency regulation with wind power plants, Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, vol., no., pp.1-5, 20-24 July 2008.
- [11] P. Venne, X. Guillaud, Impact of wind turbine controller strategy on deloaded operation, CIGRE 2009, Calgary 2009.
- [12] C. Jecu, A. Teninge, D. Roye, S. Bacha, R. Belhomme, P. Bousseau, Contribution to frequency control through wind turbine inertial energy storage, EWEC 2008, Brussels.
- [13] R. G. de Almeida and J. A. Peças Lopes, Participation of Doubly Fed Induction Wind Generators in System Frequency Regulation, IEEE Transactions in Power Systems, Vol. 22, No. 3, August 2007.
- [14] R. Storn, K. Price, Differential Evolution: A Simple and Efficient Adaptive Scheme for Global Optimization over Continuous Spaces. J. Global Optimization 11, 341-359, 1997.

**Andraž Žertek** je diplomiral leta 2008 na Fakulteti za elektrotehniko Univerze v Ljubljani. Od leta 2008 je zaposlen kot mladi raziskovalec. Njegovo raziskovalno področje sta obratovanje in dinamika elektroenergetskih sistemov.

**Gregor Verbič** je diplomiral leta 1995, magistriral leta 2000 in doktoriral leta 2003 na Fakulteti za elektrotehniko Univerze v Ljubljani, kjer je bil zaposlen kot asistent. Njegovo raziskovalno področje sta obratovanje in dinamika elektroenergetskega sistema. Od leta 2008 je zaposlen v podjetju Interenergo.

**Miloš Pantoš** je diplomiral leta 2001 in doktoriral leta 2005 na Fakulteti za elektrotehniko Univerze v Ljubljani. Od leta 2006 je zaposlen kot docent in vodja Laboratorija za elektroenergetske sisteme in Laboratorija za zaščito, avtomatizacijo in vodenje na Fakulteti za elektrotehniko v Ljubljani.