

**SVEUČILIŠTE U SPLITU
FAKULTET ELEKTROTEHNIKE, STROJARSTVA I
BRODOGRADNJE**

**POSLIJEDIPLOMSKI DOKTORSKI STUDIJ
ELEKTROTEHNIKE I INFORMACIJSKE TEHNOLOGIJE**

KVALIFIKACIJSKI ISPIT

**Vjetroelektrane i sunčane elektrane sa
zajedničkim mjestom priključka na
elektroenergetsku mrežu**

Antun Meglić

Split, kolovoz 2022.

SADRŽAJ

1	UVOD	2
2	VARIJABILNOST PROIZVODNJE VJETROELEKTRANA	4
2.1.	Krivulja snage vjetroatregata	4
2.2.	Dinamičke karakteristike vjetroatregata	5
2.3.	Efekt poravnanja kod zbirne proizvodnje vjetroturbina	6
3	VARIJABILNOST PROIZVODNJE SUNČANE ELEKTRANE	14
3.1.	Komponente sunčevog zračenja	14
3.2.	Varijabilnost sunčevog zračenja i proizvedene snage SE	15
3.3.	Utjecaj izmjenjivača	16
3.4.	Efekt poravnanja proizvodnje SE	17
3.5.	Modeliranje proizvodnje SE	18
3.5.1.	Klasični modeli SE	18
3.5.2.	Modeli SE za visoke vremenske rezolucije	19
4	KOMPLEMENTARNOST PROIZVODNJE VJETROELEKTRANA I SUNČANIH ELEKTRANA	24
4.1.	Vremenska komplementarnost	25
4.2.	Prostorna komplementarnost	28
4.3.	Prostorno-vremenska komplementarnost	29
5	INTEGRACIJA VJETROELEKTRANE I SUNČANE ELEKTRANE	32
5.1.	Pregled primjene hibridnih elektrana	33
5.2.	Proračun gubitaka proizvodnje i optimizacija instalirane snage VE i SE	34
5.2.1.	Optimizacija instalirane snage VE/SE u hibridnoj elektrani	34
5.2.2.	Proračun gubitaka proizvodnje kod integriranih VE i SE	40
5.3.	Ostali važni aspekti kod planiranja hibridnih elektrana	51
5.3.1.	Gubici proizvodnje zbog zasjenjenja FN modula od vjetroturbina	51
5.3.2.	Upravljački sustav hibridne elektrane	52
5.3.3.	Primjena sustava za pohranu energije	53
6	ZAKLJUČAK	55
	LITERATURA	57
	POPIS OZNAKA I KRATICA	63
	SAŽETAK	66

1 UVOD

Proizvodnja varijabilnih obnovljivih izvora energije (OIE), od kojih su najznačajnije vjetroelektrane (VE) i sunčane elektrane (SE), u odnosu na konvencionalne izvore energije praćena je niskim faktorom angažiranja. Prijenos vršne snage elektrane uz što manje gubitke zahtijeva dimenzioniranje prijenosne mreže s obzirom na vršnu snagu elektrane, odnosno potrebno je osigurati priključnu snagu jednaku maksimalnoj snazi koju elektrana može proizvesti na pragu mreže. To često zahtijeva visoke ili čak neprihvatljive troškove, a s druge strane takav zahtjev često nije ekonomski opravdan u slučaju kratkog trajanja vršne snage. Kao odgovor na navedeni problem prepoznata su dva rješenja.

Prvo rješenje je integracija sustava za pohranu električne energije u VE ili SE, koji se može iskoristiti za tzv. „peglanje“ proizvodnje, tj. smanjenje ukupne varijabilnosti elektrane i redukciju izlazne snage ukoliko je to potrebno, pohranjujući privremeno dio električne energije iz elektrane u sustav za pohranu energije. Dakle, navedeno omogućava i smanjenje vršne proizvodnje OIE ili općenito redukciju proizvodnje u slučajevima kad je to zbog sigurnosti rada elektroenergetskog sustava nužno ili je zbog ukupne ekonomike pogona OIE ekonomski opravdano smanjenje varijabilnosti proizvodnje OIE (npr. troškovi energije uravnoteženja). Međutim, iako sustavi za pohranu energije imaju važnu ulogu u budućem elektroenergetskom sustavu, za prethodno navedenu namjenu, ali i daleko šire, njihova komercijalna rješenja još uvijek nisu dosegla zadovoljavajuću razinu isplativosti za široku namjenu.

Drugo rješenje, koje je razmatrano u okviru ovog rada, je integracija (kolokacija) VE i SE u hibridnu elektranu koja posjeduje jedinstveno mjesto priključka na elektroenergetsku mrežu. Primarni razlog za integraciju VE i SE je njihova sposobnost međusobnog nadopunjavanja proizvodnje na gotovo svim vremenskim razinama. Na primjer, SE proizvodi električnu energiju tijekom dana, a za VE je obično karakteristična nešto veća proizvodnja tijekom noći. Također, očita je i sezonska komplementarnost: SE proizvodi više u ljetnim, a VE u zimskim mjesecima. Upravo predmetna komplementarnost omogućuje povećanje instalirane snage VE + SE iza mjesta priključka i time povećanje faktora angažiranja budući da je vremenski period u kojem se javlja istovremena visoka proizvodnja oba izvora vrlo kratak. Ipak, u periodima kada je ukupna moguća proizvodnja VE + SE veća od dozvoljene priključne snage hibridne elektrane javljaju se gubici u vidu ograničenja snage elektrane na iznos koji se poklapa s priključnom snagom. Stoga je jedan od glavnih ciljeva pri evaluaciji integriranih VE + SE sa zajedničkim priključkom na mrežu tehnička i ekonomska optimizacija instalirane snage VE i SE s kojom će se gubici nastali zbog nejednakosti vršne i priključne snage ograničiti na ekonomski prihvatljivu razinu.

Osim komplementarnosti, izgradnja VE i SE na istoj ili bliskoj lokaciji motivirana je i korištenjem zajedničke infrastrukture i pravom na korištenje zemljišta. Uz to, ekološki je prihvatljivije rješenje jer se smanjuju troškovi razvoja projekta te troškovi uravnoteženja, održavanja, upravljanja, itd. Takav pristup, koji najčešće podrazumijeva tzv. „hibridizaciju“ odnosno izgradnju SE na lokaciji na kojoj je već izgrađena VE snažno je podržan i preporučen od strane EU u cilju brže, ekonomski povoljnije i ekološki prihvatljivije tranzicije s fosilnih na obnovljive izvore energije. Implementacija navedenog je u velikom zamahu proteklih godina u zemljama EU i šire, a kao primjer može se navesti Španjolska gdje je Kraljevskim dekretom/zakonom 23/2020 uveden detaljni regulatorni okvir za hibridizaciju kao jedan od novih poslovnih modela u cilju realizacije dodatnih kapaciteta i/ili povećanju proizvodnje iz OIE.

Cilj ovog rada je sustavno istražiti postojeće stanje literature vezano za integrirane (hibridne) VE i SE. U pregled literature uključena je problematika komplementarnosti proizvodnje, optimizacije instalirane snage VE i SE, procjena gubitaka proizvodnje zbog ograničene priključne snage i drugi aspekti specifični za integrirane VE i SE. Pritom će se pregled literature ograničiti samo na velike hibridne VE + SE (instalirane

snage veće od 1 MW/1 MWp) s priključkom na mrežu. Dakle, radovi koji uključuju tzv. izolirane ili otočne hibridne sustave nisu predmet istraživanja ovog rada.

S obzirom da je problematika integracije VE i SE usko vezana uz varijacije (fluktuacije) proizvedene snage hibridne elektrane odnosno tehnologija koje je sačinjavaju, pregled literature je djelomično proširen i s radovima iz područja varijacija proizvodnje VE (poglavlje 2) i SE (poglavlje 3) prouzrokovanim stohastičkom naravi vjetra i sunčevog zračenja. Varijacije proizvodnje istražene su u širem frekventijskom rasponu koji obuhvaća fluktuacije snage s periodom od jedne sekunde pa do širih vremenskih perioda (nižih vremenskih rezolucija). Napravljen je i pregled modela proizvodnje VE i SE koji su bazirani na dinamičkim karakteristikama tehnologija, odnosno efektu poravnjanja koji se javlja i kod VE i SE. Poznavanje varijabilnosti VE i SE osnova je za razumijevanje komplementarnosti među tehnologijama. Pregled literature iz područja komplementarnosti proizvodnje VE i SE proveden je u poglavlju 4.

U poglavlju 5 proveden je detaljan pregled literature koji uključuje radove vezane za optimizaciju instalirane snage VE i SE u hibridnoj elektrani, proračun gubitaka proizvodnje zbog ograničene priključne snage i ostale aspekte, poput gubitaka zbog zasjenjenja fotonaponskih (FN) modula od vjetroagregata, upravljačke sustave hibridne elektrane i proširenje VE i SE sa sustavima za pohranu energije. Pri pregledu radova iz područja optimizacije snage VE i SE te proračunu gubitaka, osobita pažnja je posvećena korištenim podacima i primijenjenim metodama s kojima su dobiveni rezultati. Kritički osvrt na rezultate i prikladnost korištenih metoda dan je na kraju pripadajućih poglavlja.

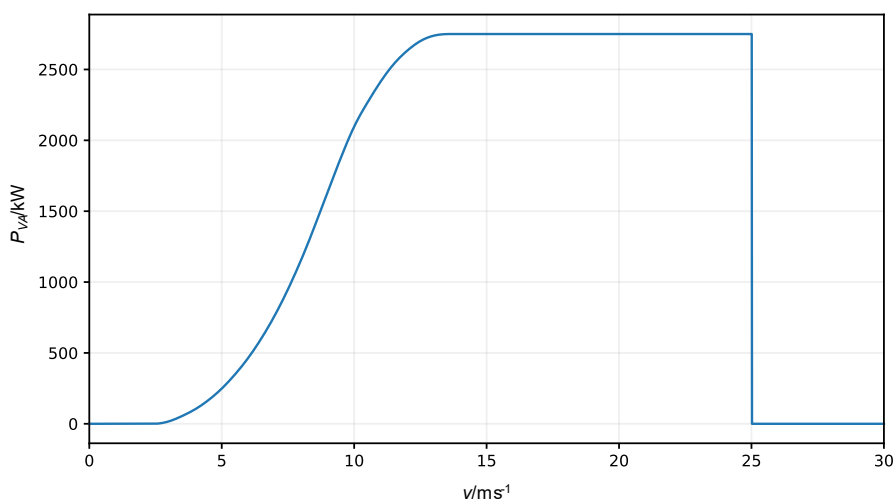
2 VARIJABILNOST PROIZVODNJE VJETROELEKTRANA

Vjetar predstavlja horizontalno strujanje zraka kao posljedica neravnomjernog zagrijavanja Zemlje uslijed sunčevog zračenja, a karakteriziran je brzinom, smjerom i iznosom turbulencija. Brzina vjetra se kontinuirano mijenja s obzirom na vrijeme i visinu. Vremenske varijacije vjetra obilježene su u različitim vremenskim skalama, od međugodišnjih, sezonskih, dnevnih i kratkoročnih varijacija. U kraćim vremenskim skalama, od unutar-sekundnih do 10-minutnih intervala, fluktuacije brzine vjetra su posljedica turbulencije koja je stohastičke naravi [2, str. 30]. Smjer vjetra je određen s obzirom na kut u odnosu na sjever (u rasponu od 0° do 360°).

Varijacije brzine vjetra direktno utječu na varijabilnost proizvedene snage vjetroelektrana. Međutim, analiza varijabilnosti proizvodnje vjetroelektrana ima dodatnu razinu kompleksnosti budući da je ovisna o karakteristikama terena na kojem se nalazi VE, prostornom rasporedu vjetroagregata (VA), tehničkim karakteristikama VA, itd. Pretvorba vjetra u proizvedenu snagu uključuje složeni proces koji se sastoji od analize kompleksnosti i svojstava terena, ekstrapolacije vremenske serije brzine vjetra izmjerene u jednoj točki (ili u više istih točaka u ravnini različitih visina) na različite točke u prostoru primjenom numeričkih modela strujanja zraka (zbog lokalnih karakteristika vjetra), uvažavanje međusobnog utjecaja vjetroturbina (engl. wake effect), pretvorbu vjetra u proizvedenu snagu vjetroagregata primjenom P-v karakteristike vjetroturbine, i drugih specifičnosti. Takav proces implementiran je u modernim programskim paketima za proračun proizvodnje VE (npr. WindPRO).

2.1. Krivulja snage vjetroagregata

Krivulja snage VA ili P-v krivulja (primjer na slici 2-1) je nelinearna funkcija brzine vjetra koja se može okarakterizirati s brzinom pokretanja (brzina pri kojoj se VA počinje s proizvodnjom snage), nazivnom brzinom (brzina pri kojoj VA proizvodi nazivnu snagu) i maksimalnom brzinom vjetra (brzina iznad koje se VA isključuje zbog većih mehaničkih naprezanja). U dijelu P-v krivulje između brzine pokretanja i nazivne brzine, jedinična promjena brzine može uzrokovati značajne promjene u proizvedenoj snazi, osobito u strmijem dijelu karakteristike.



Slika 2-1 P-v karakteristika vjetroagregata (VA) tipa General Electric 2.75-103

P-v krivulja VA sa slike 2-1 može se okarakterizirati brzinom pokretanja (engl. cut-in speed) $v_i=3$ m/s, nazivnom brzinom (engl. rated speed) $v_r=12,5$ m/s i maksimalnom brzinom vjetra (engl. cut-out speed) $v_c=25$ m/s. U nelinearnom dijelu $v_i < v < v_r$, proizvedena snaga VA može se opisati karakteristikom:

$$P_{VA} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho_a \cdot A_l \cdot v^3 \quad (2.1)$$

gdje su:

C_p koeficijent snage,

ρ_a gustoća zraka,

A_l površina lopatica,

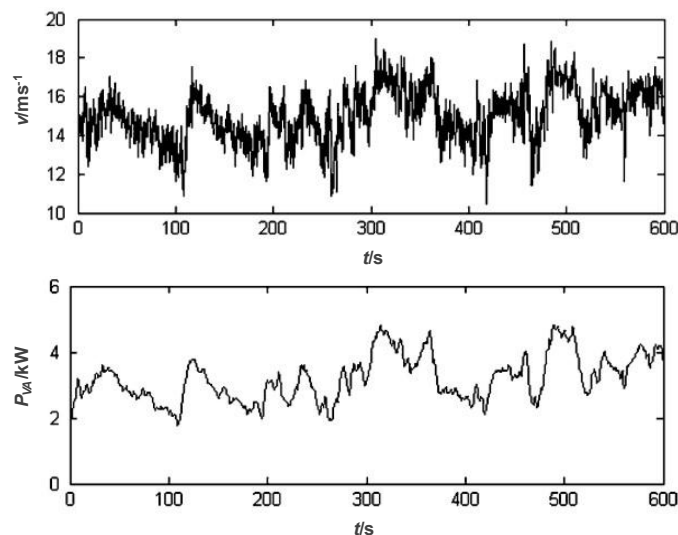
v brzina vjetra.

Stvarna proizvedena snaga VA će odstupati od teorijske krivulje snage definirane od proizvođača VA zbog raznih utjecaja poput promjene smjera vjetra i reakcije upravljačkog sustava na tu promjenu, inercije VA, turbulencije i operativnih specifičnosti poput zaleđivanja lopatica [2, str. 419], nečistoća, oštećenja itd. Neke od prethodno spomenutih utjecaja poput inercije VA i reakcije upravljačkog sustava VA je moguće uočiti samo kod primjene viših vremenskih rezolucija (odnosno, kraćih vremenskih intervala), što je detaljnije razjašnjeno u sljedećem poglavlju.

2.2. Dinamičke karakteristike vjetroagregata

Krivulja snage VA je primjenjiva kod pretvorbe brzine vjetra u proizvedenu snagu kod nižih vremenskih rezolucija, odnosno duljih vremenskih intervala poput 1-satnih prosjeka. Međutim, kod primjene viših vremenskih rezolucija, P-v karakteristika može rezultirati nerealističnim fluktuacijama, budući da ne uzima u obzir odziv VA na promjene brzine vjetra.

Ilustracija prigušenja fluktuacija je prikazana na slici 2-2, na kojoj su prikazane varijacije brzine vjetra i proizvedene snage VA unutar 10-min intervala. Primjećuje se značajno manja razina fluktuacija kod proizvedene snage VA u odnosu na brzinu vjetra. Kada bi se primijenila P-v karakteristika VA, dobivene vrijednosti proizvedene snage za svaku brzinu vjetra ne bi uzele u obzir prigušenje fluktuacija i bile bi gotovo jednako izražene kao i fluktuacije brzine vjetra, ili čak i više u nelinearnom dijelu karakteristike.

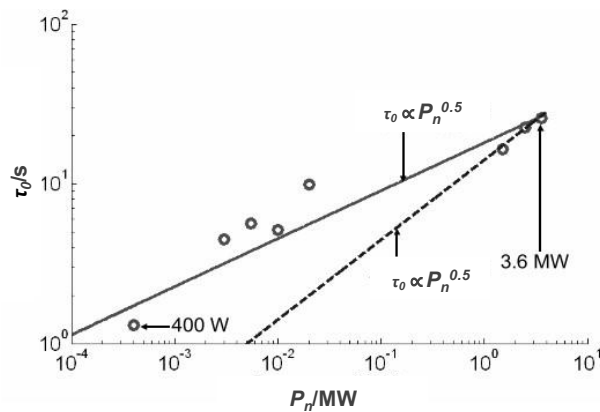


Slika 2-2 Fluktuacije snage brzine vjetra i proizvedene snage vjetroturbine mjerene u 1-sekundim intervalima [2]

Prigušenje brzih fluktuacija javlja se primarno zbog inercije vjetroturbine, tj. inercije rotirajuće mase lopatica koje apsorbiraju udare vjetra, a sekundne varijacije su prigušene inercijskim sustavom turbine i generatora [3].

Utjecaj inercijskog sustava VA na dinamiku proizvodnje VA ispitan je u radu [4]. Ovisnost odziva VA različitih nazivnih snaga ispitana je primjenom prirodne vremenske konstante VA, τ_o , koja odgovara

vremenu potrebnom da se generator VA iz stanja mirovanja zavrti na nazivnu brzinu (Slika 2-3). Autori su pokazali da se kod značajnijih varijacija brzine vjetra prosječna proizvedena snaga VA znatno smanjuje u odnosu na „idealnu“ karakteristiku VA, odnosno P-v karakteristiku.

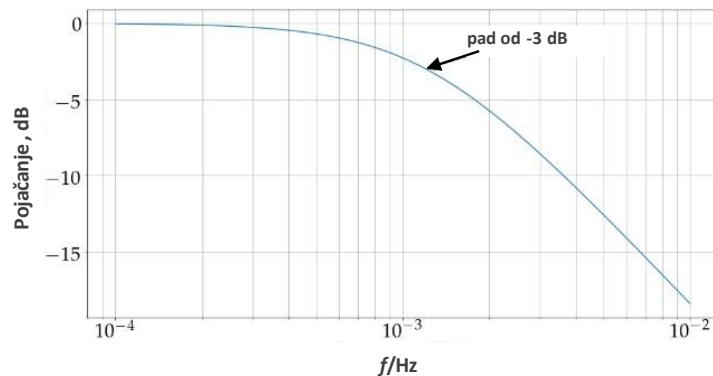


Slika 2-3 Ovisnost prirodne vremenske konstante vjetroagregata s obzirom na nazivnu snagu [4]

Farmer i Rix [5] su analizom na vjetroagregatu tipa Siemens SWT-2.3-108 pokazali da se dinamika VA može modelirati niskopropusnim filtrom prvog reda za fluktuacije brzine vjetra. Frekvencijski odziv VA prikazan je na slici 2-4, a iz koje se može odrediti da granična frekvencija (pad pojačanja -3 dB) iznosi približno $f_c=1,21$ mHz. Budući da frekvencija uzrokovanja za graničnu frekvenciju iznosi $f_s = 2 \times f_c$ (Nyquistov teorem), vremenska rezolucija brzine vjetra pri kojoj će pojačanje biti -3 dB (70,7% prigušenja) iznosi:

$$T_s = \frac{1}{2 \cdot f_c} = 413 \text{ s (6,89 min)} \quad (2.2)$$

Za razmatrani tip VA, 1-min vremenska rezolucija će imati pojačanje od -20 dB, što znači da je ista i više nego dovoljna za opisivanje dinamike VA.



Slika 2-4 Frekvencijski odziv VA tipa Siemens SWT-2.3-108 [5]

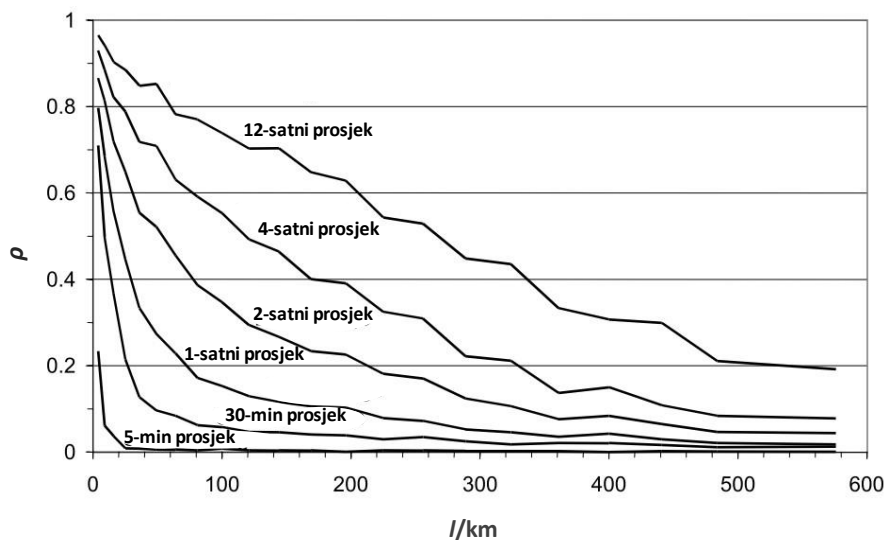
Da se vjetroturbina ponaša približno kao niskopropusni filter prvog reda za varijacije brzine vjetra potvrđeno je i u radu [6] primjenom wavelet transformacije.

2.3. Efekt poravnanja kod zbirne proizvodnje vjetroturbina

Prigušenje fluktuacija proizvedene snage javlja se kod pojedinačnih VA, ali i kod zbirne proizvodnje VA, odnosno na razini VE. Da bi prigušenje bilo izraženo, mora postojati nejednakost između proizvodnih profila VA unutar VE, odnosno jakost prigušenja će ovisiti o tome kolike su razlike između proizvodnih profila VA. Smanjenje prigušenja kod zbirne proizvodnje vjetroagregata, u odnosu na proizvodnju jednog vjetroagregata, naziva se efekt poravnanja. Nejednakost proizvodnih profila je prouzročen lokalnim

karakteristikama vjetra, tj. različitom brzinom vjetra na pozicijama VA. Varijabilnost proizvodnje i efekt poravnanja u literaturi razmatran je u vremenskoj i frekvencijskoj domeni.

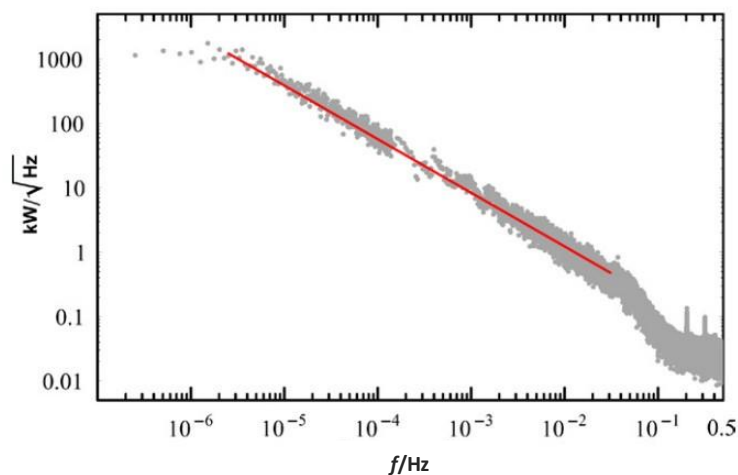
U [7], autori su pokazali da je koeficijent korelacije ρ proizvodnje VA složena funkcija udaljenosti između VA i korištene vremenske rezolucije. Visokofrekvencijske fluktuacije brzine vjetra imaju nisku korelaciju pri bliskim udaljenostima, dok će niže frekvencije biti više korelirane. Dakle, prigušenja treba razmatrati u ovisnosti o frekvenciji fluktuacija brzine vjetra.



Slika 2-5 Ovisnost koeficijenta korelacije promjene proizvodnje VA s obzirom na udaljenost VA i vremensku rezoluciju [7]

Za analizu fluktuacija proizvodnje vjetroturbina u frekvencijskom području najčešće je korištena Fourierova transformacija [8]–[12], ali i naprednije metode poput waveletove [13], [14] ili Hilbert-Huang [15] transformacije koje omogućavaju istovremeno promatranje signala u vremenu i frekvenciji. Fourierova transformacija je najviše korištena metoda za analizu signala (vremenskih serija) u frekvencijskom području, međutim ista ne daje informacije o trenutku u kojem se pojedina frekvencija javlja u signalu. Kod statičkih signala takva informacija nije nužna budući da se svojstva signala ponavljaju tijekom vremena [16]. Međutim, kod analize fluktuacija proizvedene snage vjetroturbine, istovremeno promatranje signala u vremenu i frekvenciji može dati dodatne informacije, primjerice o periodima u kojima je prigušenje signala bilo snažnije. U radu [17] je napravljen pregled metoda za analizu fluktuacija proizvedene snage VE, pri čemu su istaknute prednosti waveletove transformacije i Hilbert-Huangove metode u odnosu na Fourierovu.

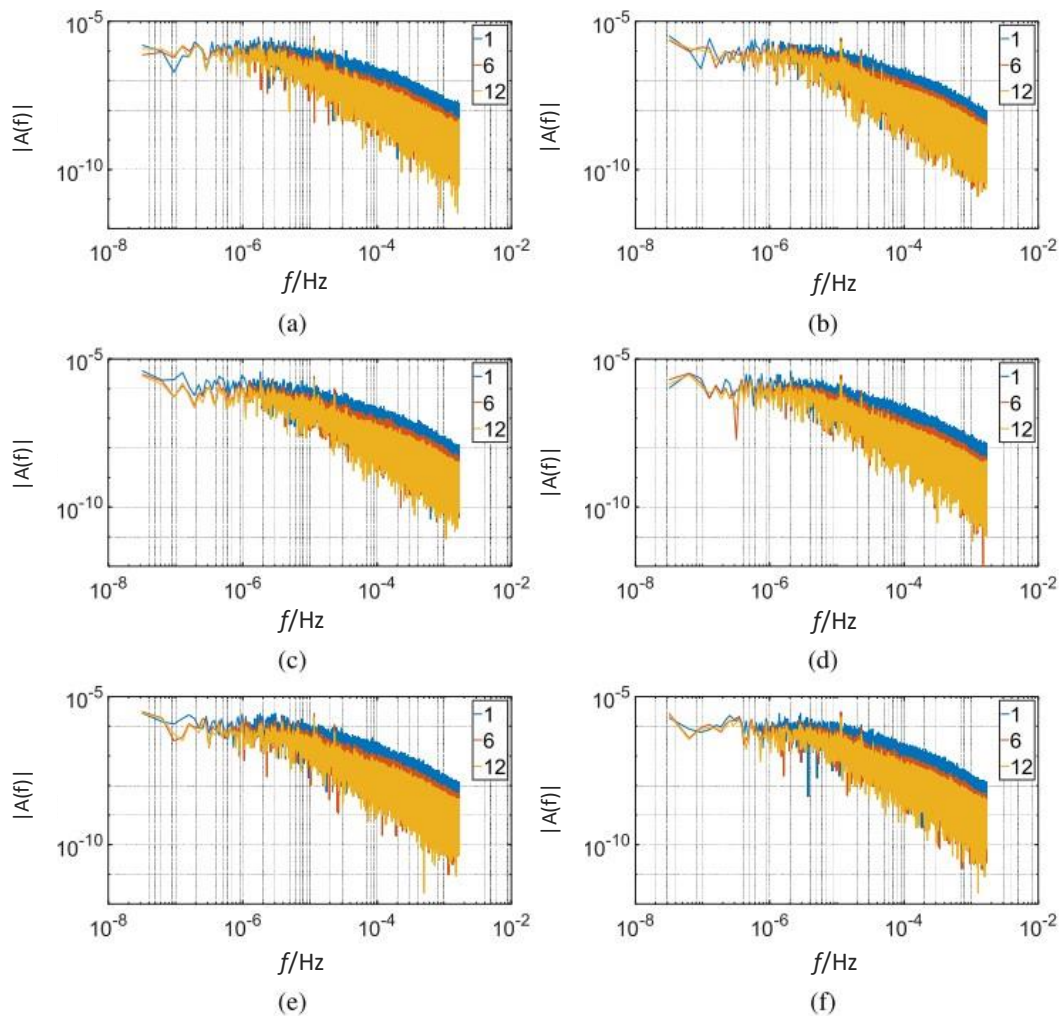
Spektral gustoće snage (PSD, engl. Power Spectra Density) vjetroturbina analiziran je u radu [12], na temelju podataka proizvodnje vjetroelektrana u periodu između 2001. i 2004. godine na četiri lokacije, mjerene u 1-sekundnoj rezoluciji. Spektral proizvodnje je razmatran na izlaznoj snazi šest vjetroturbina (nazivne snage 1 MW) uz kombinaciju 1-satne i 1-sekundne rezolucije i prikazan na slici 2-6. U području između 0,1 Hz i 0,5 Hz uočavaju se skokovi u spektru snage, koji se javljaju zbog frekvencije prolaza lopatica turbine. Linearni dio može se dobro opisati eksponencijalnom funkcijom (linearna na grafu zbog logaritamskog mjerila) tipa $f^{5/3}$. Budući da spektral proizvodnje nije prikazan za jedan VA, usporedba između zbirne proizvodnje VA i jednog VA nije moguća.



Slika 2-6 Spektralna gustoća zbirne proizvodnje šest VA i karakteristika $f^{-5/3}$ prikazana crvenom linijom [12]

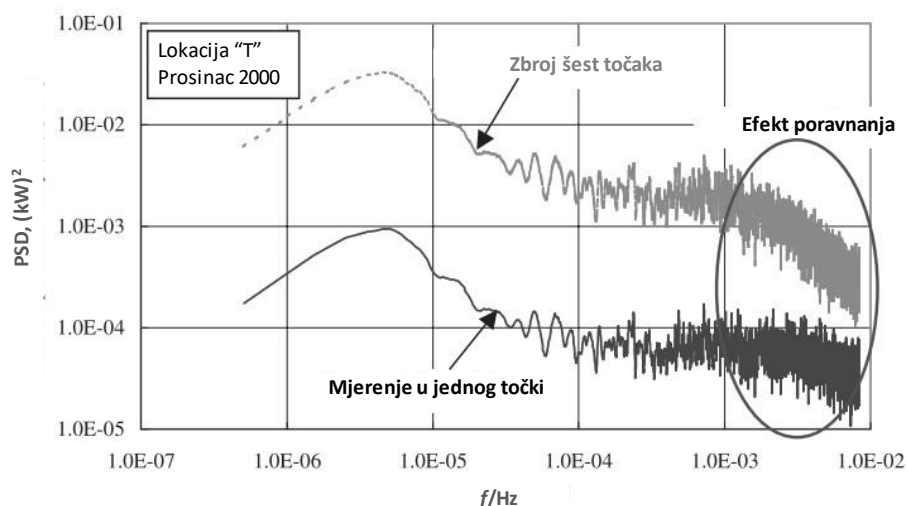
Usporedba frekvencijskog spektra s različitim brojem povezanih vjetroturbinama napravljena je u [18]. Testiranje je napravljeno na vjetroturbinama raspršenih na 12 različitih lokacija u državi Colorado u periodu od 2007-2012. godine. Slika 2-7 prikazuje amplitudni spektar $|A(f)|$ proizvodnje različitog broja VA. Povećanjem broja integriranih VA iznos fluktuacija snage u području viših frekvencija se smanjuje, a smanjenje je posebno očito usporedbom šest VA u odnosu na jedan VA, dok dodatno povećanje VA ima nešto manji utjecaj na smanjenje fluktuacija. Dakle, svaki dodatni VA ima inkrementalno manji utjecaj na smanjenje fluktuacija.

S obzirom da su VA razmatrani na širem geografskom području (unutar države Colorado), a ne na istoj lokaciji (npr. unutar VE), smanjenje fluktuacija se uočava i u području nižih frekvencija, iako nešto manje u odnosu na više frekvencije. Pri frekvencijama manjim od 10^{-6} Hz (duljim vremenskim intervalima), razlike u fluktuacijama postaju praktično beznačajne.



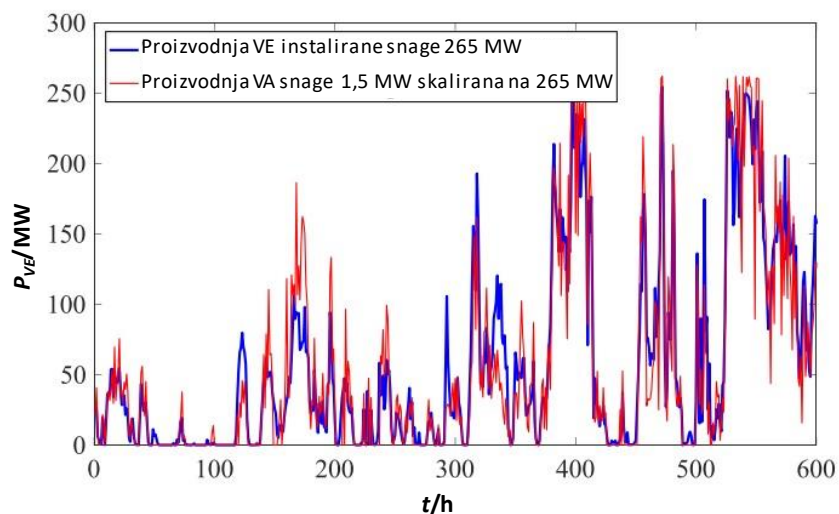
Slika 2-7 Frekvencijski spektar različitog broja povezanih VA (1, 6 i 12) tijekom različitih godina (a) 2007; (b) 2008; (c) 2009; (d) 2010; (e) 2011; (f) 2012 [18]

Efekt poravnanja distribuiranih vjetroturbina detaljnije je analiziran u radu [9]. Mjerenja brzine vjeta u 1-sekundnoj rezoluciji dobivena su sa šest mjerenih stupova lociranih na lokacijama naznačenim „T“ i „K“ na otoku Hokkaido u Japanu, tijekom perioda od 1 godine i na prostornoj udaljenosti od 2 km. Budući da nisu posjedovali podatke proizvedene snage VA, autori su mjerenja brzine vjeta pretvorili u proizvodnju VA primjenom krivulje snage VA. Kao što je navedeno u prethodnom poglavlju, takav pristup će rezultirati nerealističnim fluktuacijama proizvedene snage VA budući da ne uvažava dinamiku sustava VA. Neovisno o prethodnom, autori su usporedili PSD između proizvodnje jednog i šest VA, a rezultati su pokazani na slici 2-8. Može se primijetiti značajno prigušenje spektra zbirne proizvedene snage u odnosu na jedan VA pri frekvencijama >1 mHz.



Slika 2-8 Spektralna gustoća snage zbirne proizvodnje šest vjetroagregata (sivo) u odnosu na proizvodnju jednog agregata (crno) [9]

Usporedba varijacija snage operativne VE nazivne snage 265 MW i jednog VA nazivne snage 1,5 MW, skaliranog na snagu VE, prikazana je na slici 2-9 u vremenskoj domeni [19]. Primjećuje se da su fluktuacije skalirane snage vjetroagregata značajno izraženije u odnosu na stvarnu proizvodnju VE, budući da se skaliranjem ne uzima u obzir efekt poravnanja distribuiranih VA. Drugim riječima, skaliranjem proizvodnje jednog VA dobiva se zbirna proizvedena snaga koja ne uvažava različitost proizvodnih profila VA. Razlike između proizvodnih profila VA su posebno osjetljive pri višim frekvencijama pa je i pogreška pri skaliranju izraženija što je frekvencija veća.



Slika 2-9 Usporedba varijacija snage operativne vjetroelektrane instalirane snage 265 MW i vjetroturbine nazivne snage 1,5 MW skalirane na instaliranu snagu vjetroelektrane [19]

U literaturi je kroz brojne radove kvantificiran efekt poravnanja zbirne proizvodnje vjetroturbina u odnosu na proizvodnju jednog VA. Radovi [8], [9] pokazali su da će spektralna gustoća snage zbirne proizvodnje VA kod nekoreliranih fluktuacija biti smanjene $1/N$ puta u odnosu na jedan VA, gdje je N broj agregiranih VA. Slično se može pokazati i za varijancu ili za druge mjere [2]. Pritom je kod izračuna teorijskog efekta poravnanja potrebno razlučiti radi li se o normaliziranim ili nenormaliziranim fizikalnim veličinama.

Dokaz da će varijanca normalizirane i nekorelirane vremenskih serija zbirne proizvodnje biti $1/N_{VA}$ puta manja u odnosu na proizvodnju jednog VA prikazan je u nastavku prema izvodu iz rada autora [14]. Razmatraju se dva VA čije su vremenske serije proizvedene snage opisane s $P_{VA1}=\{P_{VA1t}\}$ i $P_{VA2}=\{P_{VA2t}\}$,

$t=1,2,3,\dots,T$, gdje je T duljina vremenske serije snage, a varijance $\sigma_{VA1}^2 = \text{Var}(P_{VA1})$ i $\sigma_{VA2}^2 = \text{Var}(P_{VA2})$. Suma vremenskih serija $P_{VA1+2}=P_{VA1}+P_{VA2}$ odnosi se na zbirnu proizvodnju dva VA.

Koristeći osnovno svojstvo varijance, $\text{Var}(aX)=a^2\text{Var}(X)$, gdje je a konstanta, varijanca sume normaliziranih vremenskih serija proizvedene snage dvaju VA može se formulirati na sljedeći način:

$$\text{Var}\left(\frac{P_{VA1+2}}{P_{n1} + P_{n2}}\right) = \frac{1}{(P_{n1} + P_{n2})^2} \cdot \text{Var}(P_{VA1+2}) = \frac{1}{(P_{n1} + P_{n2})^2} \cdot \sigma_{VA1+2}^2 \quad (2.3)$$

gdje su:

P_{n1}, P_{n2} nazivne snage VA1 i VA2, respektivno.

Varijanca zbirne proizvodnje dva VA može se raspisati kao suma varijanci proizvedene snage pojedinačnih VA i dvostruke kovarijance σ_{VA12}^2 :

$$\sigma_{VA1+2}^2 = \sigma_{VA1}^2 + \sigma_{VA2}^2 + 2\sigma_{VA12}^2 \quad (2.4)$$

Ako se pretpostave jednake nazivne snage VA i varijance VA, uvrštavajući (2.4) u (2.3), slijedi da se varijanca nekoreliranih ($\sigma_{VA12}^2 = 0$) vremenskih serija zbirne proizvodnje VA može raspisati kao:

$$\frac{1}{(P_{n1} + P_{n2})^2} \cdot \sigma_{VA1+2}^2 = \frac{1}{4P_{n1}^2} \cdot 2\sigma_{VA1}^2 = \frac{1}{2} \frac{\sigma_{VA1}^2}{P_{n1}^2} = \frac{1}{2} \text{Var}\left(\frac{P_{VA1}}{P_{n1}}\right) \quad (2.5)$$

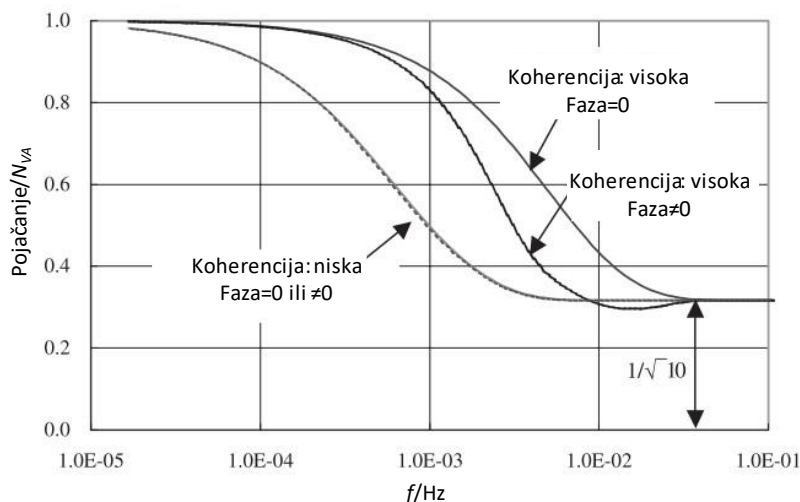
Dakle, vrijedi da je varijanca normalizirane zbirne proizvodnje dviju VA dvostruko manja od varijance normalizirane vremenske serije proizvedene snage jednog VA:

$$\text{Var}\left(\frac{P_{VA1+2}}{P_{n1} + P_{n2}}\right) = \frac{1}{2} \text{Var}\left(\frac{P_{VA1}}{P_{n1}}\right) \quad (2.6)$$

Analogno se može pokazati da će varijanca N nekoreliranih vremenskih serija proizvodnje VA slijediti isti zakon, tj. biti će $1/N_{VA}$ puta umanjena u odnosu na varijancu jednog VA. Jasno je da će u slučaju upotrebe standardne devijacije odnos biti $N_{VA}^{-1/2}$.

Ključno je pitanje do kojih frekvencija se fluktuacije proizvedene snage mogu smatrati nekoreliranima, te kakvo je prigušenje pri ostalim frekvencijama (slabije ili snažnije korelirane fluktuacije). Autori su u [9] pokazali da će fluktuacije snage VE (nenormalizirane) pri frekvencijama oko 0,01 Hz (fluktuacije s periodom oko 100 s) biti prigušene za $N_{VA}^{1/2}$, neovisno o fluktuacijama brzine vjetra. Međutim, u području nižih frekvencija, tj. oko 0,1 mHz ili manje (fluktuacije s periodom oko 2,7 sati) prigušenja fluktuacija praktički nema.

Odnos između fluktuacija snage N_{VA} integriranih VA i jednog VA prikazan je primjenom hipotetskog filtra, čije je normalizirano pojačanje prikazano na slici 2-10. Normalizirano pojačanje dobiveno je dijeljenjem pojačanja s brojem integriranih VA. Karakteristike normaliziranog pojačanja su pokazane za četiri različite karakteristike koherencije (prostorne korelacije) i faznog spektra izlazne snage VA. Ako postoji niska prostorna korelacija između VA, prigušenje će biti snažnije već u području nižih frekvencija, u odnosu na veću korelaciju. Rezultat je očekivan s obzirom da slabija korelacija podrazumijeva veću različitost proizvodnih profila VA.



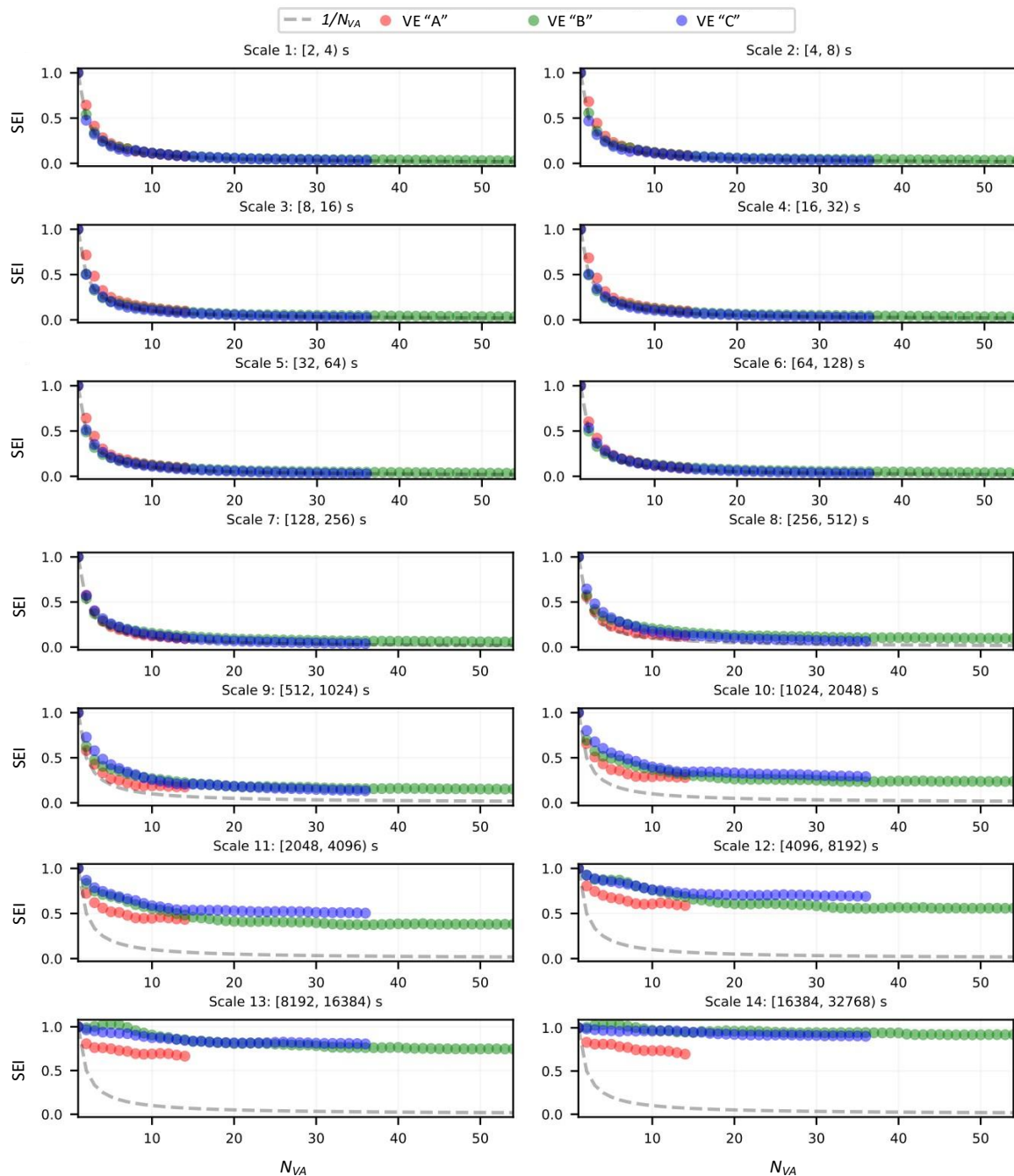
Slika 2-10 Pojačanje hipotetskog filtra deset integriranih VA u odnosu na jedan VA, s obzirom na različite lokacije postavljenih mjerenih stupova [9]

Efekt poravnanja zbirne proizvodnje vjetroturbina ispitan je i u radu od autora [14], primjenom wavelet transformacije. Ispitivanje je provedeno na tri operativne VE primjenom 1-sekundnih podataka proizvodnje radne snage VA. Upotrijebljenom metodom maksimalnog preklapanja diskretne wavelet transformacije (MODWT, engl. Maximal overlap discrete wavelet transform), vremenska serija proizvedene snage VA se raščlanjuje na više vremenskih serija odgovarajućeg frekvencijskog raspona, čime se omogućava ispitivanje efekta poravnanja pri različitim frekvencijama. MODWT metoda primjenjuje niz niskopropusnih i visokopropusnih filtera kroz koji se provlači signal mjerene snage, pri čemu se u svakom stupnju (ili skali) odvajaju visokofrekventne od niskofrekventnih fluktuacija snage. Kao mjera za efekt poravnanja korištena je varijanca fluktuacije snage zbirne proizvodnje VA u odnosu na varijancu proizvodnje jednog VA, tj. relativna varijanca, u literaturi poznatija kao SEI (engl. smoothing effect index) [19]. Varijanca je računata na normaliziranim vremenskim serijama proizvedene snage VA, pri čemu su vremenske serije normalizirane s nazivnog snagom VA.

Analiza efekta poravnanja je provedena na sljedeći način:

- računa se zbirna proizvodnja N_{VA} vjetroagregata, $N_{VA}=1, 2, \dots, N_{VE}$, gdje je N_{VE} ukupan broj razmatranih VA u VE;
- za svaki N_{VA} , primjenjuje se MODWT, čime se dobiva niz vremenskih serija (točnije J_0 vremenskih serija) različitih frekvencijskih raspona;
- relativna varijanca ili SEI se računa za svaku vremensku seriju, odnosno za svaku kombinaciju $N_{VA} \times J_0$.

Rezultat proračuna je SEI matrica dimenzija $N_{VA} \times J_0$. Rezultati proračuna relativne varijance za $J_0=14$ frekvencijskih skala prikazan je na slici 2-11. S obzirom da je snaga mjerena u vremenskoj rezoluciji od 1-sekunde, prva frekvencijska skala $J_0=1$ prikazuje fluktuacije snage s periodom između 2–4 sekunde, druga za raspon perioda fluktuacija 4–8 sekundi, tj. općenito 2^j-2^{j+1} za j -tu frekvencijsku skalu. Primjećuje se da će relativna varijanca zbirne proizvodnje N_{VA} biti $1/N_{VA}$ puta manja u odnosu na jedan VA do perioda fluktuacija cca 256 sekundi, nakon čega se prigušenje postepeno smanjuje pri povećanju perioda fluktuacija, odnosno prema nižim frekvencijama.



Slika 2-11 Prigušenje fluktuacija snage u VE pri različitim frekvencijskim rasponima u ovisnosti o broju VA [14]

3 VARIJABILNOST PROIZVODNJE SUNČANE ELEKTRANE

Sunčevo zračenje mjereno na vrhu Zemljine atmosfere naziva se ekstraterestičko zračenje, a primarno ovisi o udaljenosti između Zemlje i Sunca te je kao takvo lako određeno matematičkim zakonitostima. Međutim, da bi sunčeve zrake došle do površine Zemlje, moraju proći kroz zemljinu atmosferu sastavljenu od ozona, kisika, vodene pare i ugljičnog dioksida koji se ponašaju kao filter za sunčeve zrake [20]. Nailaskom na čestice u atmosferi, sunčeve zrake se raspršuju (promjena smjera sunčevih zraka) i apsorbiraju, a na manjim visinama nailaskom na oblake dalje reduciraju (opet zbog raspršenja i apsorpcije) [20]. Budući da zbog prethodnih efekata dio sunčevih zraka ne dolaze na zemljinu površinu u direktnom smjeru iz kojeg su emitirane, govorimo o komponentama sunčevog zračenja.

3.1. Komponente sunčevog zračenja

Sunčevo zračenje se razlaže na sljedeće komponente:

- Globalno horizontalno zračenje (GHI, engl. global horizontal irradiance) – ukupno zračenje koje upada na horizontalnu jediničnu površinu;
- Direktno normalno zračenje (DNI, engl. direct normal irradiance) – zračenja na jediničnu površinu koja je uvijek okomita na upadne sunčeve zrake;
- Direktno horizontalno zračenje (DHI, engl. direct horizontal irradiance) – udio zračenja na jediničnu horizontalnu površinu koji ne dolazi direktnim putem, već se reflektira od oblaka ili drugih čestica u atmosferi.

Komponente sunčevog zračenja su međusobno povezane pa je dovoljno poznavanje dvije komponente sunčevog zračenja da bi se dobila treća:

$$GHI = DNI \cdot \cos(\theta) + DHI \quad (3.1)$$

gdje je:

θ kut između upadnih zraka sunčevog zračenja i okomice na horizontalnu površinu (kut je 0° ako je Sunce direktno iznad površine i 90° ako je u ravnini s horizontalnom površinom)

Budući da je mjerenje svih triju veličina redundantno, uređaji za mjerenje sunčevog zračenja (piranometri) mjere dvije komponente sunčevog zračenja (npr. GHI i DHI), a ponekad i samo jednu (GHI), ali uz primjenu separacijskog modela kojim se dobiva druga komponenta sunčevog zračenja (npr. DNI). U [21], proveden je detaljan pregled radova u kojima su obrađeni separacijski modeli s kojima je moguća procjena DNI iz poznate GHI komponente sunčevog zračenja, iz kojega je identificirano 140 radova predmetne tematike.

U procesu proračuna proizvodnje SE, potrebna je pretvorba horizontalnih komponenti sunčevog zračenja u komponente sunčevog zračenja na zakrivljenoj plohi, tj. pod kutem u kojem su postavljeni FN moduli (podrazumijevajući FN sustave s fiksnom konstrukcijom). Zakretanje FN modula pod kutem redovito između 10° – 30° izvodi se s ciljem povećanja proizvedene snage, pri čemu se FN moduli orijentiraju direktno prema jugu (azimut 0°). Incidentno zračenje u ravnini FN modula može se podijeliti na sljedeće komponente:

$$POA = I_{beam} + I_{diff} + I_{refl} \quad (3.2)$$

Gdje su:

POA ukupno zračenje okomito na površinu modula (POA irradiance, engl. plane-of-array irradiance)

I_{beam} direktno zračenje okomito na površinu modula,

I_{diff} difuzno zračenje uslijed refleksije od oblaka ili čestica u atmosferi koje upada okomito na površinu modula,

I_{refl} komponenta zračenja koja se odbija od tla ili susjednih objekata i upada okomito na površinu modula.

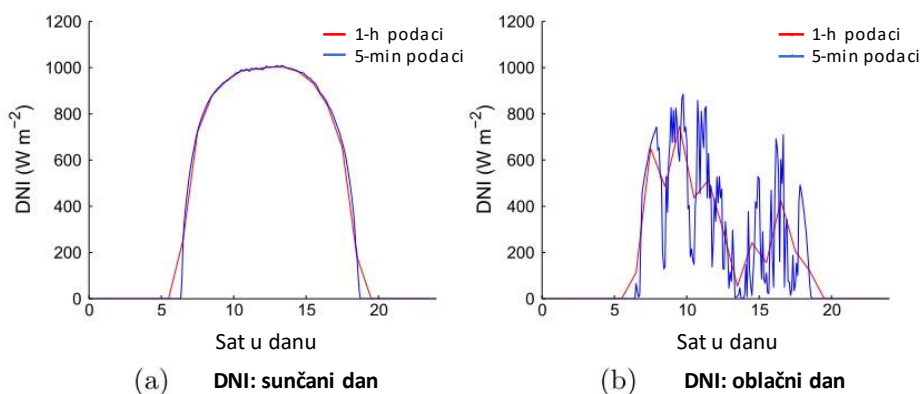
Pregled metoda za pretvorbu komponenti GHI, DNI i DHI u POA opisan je u radu [22].

3.2. Varijabilnost sunčevog zračenja i proizvedene snage SE

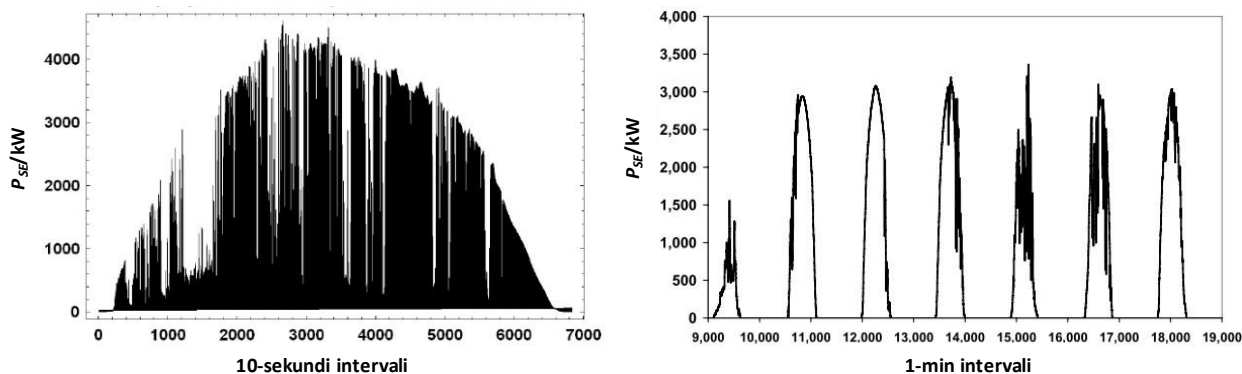
Količina sunčevog zračenja u promatranoj točki na zemljinoj površini će primarno ovisiti o vremenskim prilikama. Kod sunčanih dana, zračenje je lako predvidivo i konzistentno, dok će tijekom oblačnih dana sunčevo zračenje biti značajno reducirano, a proizvodnja SE vidno umanjena. Tijekom oblačnih dana fluktuacije snage su također izraženije. Adekvatno zahvaćanje brzih fluktuacija snage zahtjeva upotrebu više vremenske rezolucije, što je često nedostupno zbog ograničenih izvora podataka.

Varijabilnost DNI komponente sunčevog zračenja prikazana je na slici 3-1 tijekom (a) vedrog i (b) oblačnog dana za 1-satnu i 5-minutnu vremensku rezoluciju. Primjećuje se da su kod vedrog dana fluktuacije DNI-a praktični beznačajne, a razlika između 5-minutnih i satnih fluktuacija praktički nema. Odstupanja kod izlaska i zalaska Sunca se javljaju zbog primjene linearne interpolacije kod satnih podataka. Nasuprot tome, na slici (b) kod oblačnog dana primjećuju se značajne fluktuacije i razlike između 5-minutne i 1-satne rezolucije. Drugim riječima, 1-satna rezolucija ne može precizno opisati kratkotrajne fluktuacije zračenja. Budući da je proizvodnja SE direktno ovisna o ukupnoj ozračenosti na FN module, fluktuacije snage SE će biti praćene sličnim varijacijama (Slika 3-2). Međutim, dinamika fluktuacija snage SE, posebice većih instaliranih snaga, je kompliciranija zbog veće prekrivene površine FN modula (poglavlje 3.4), nejednakosti instalirane snage FN modula i izmjenjivača (opisano u nastavku), utjecaja temperature i ostalih varijabilnih gubitaka.

Temperaturni utjecaj je potrebno uzeti u obzir jer FN moduli ima značajniju ovisnost o promjenama temperature. Nazivna snaga FN modula je deklarirana za temperaturu od 25 °C, a smanjenjem temperature se proizvedena snaga povećava (temperaturni koeficijent je negativan). Temperaturni utjecaj se najviše očituje u sezonskim varijacijama proizvedene snage SE: iako je ljeti proizvodnja (energetski potencijal) najveća zbog veće ozračenosti, maksimalna snaga SE redovito se javlja u proljeće tijekom dana kada je ozračenost visoka, a temperatura niža. Najveće snage ljeti tipično se javljaju neposredno nakon kiše koja ohladi FN module pa su veće ozračenosti praćene većim snagama u odnosu na dulje sunčane i vedre periode.



Slika 3-1 Varijabilnost direktnog normalnog zračenja (DNI) mjereno u 1-satnoj i 5-minutnoj rezoluciji tijekom (a) vedrog dana i (b) oblačnog dana [23]

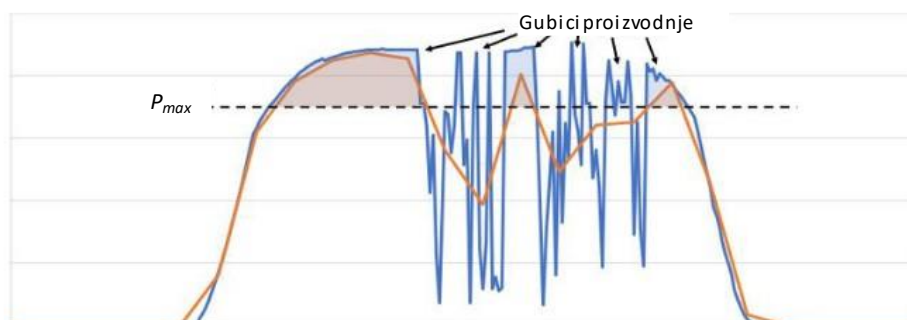


Slika 3-2 Proizvodnja radna snaga SE instalirane snage 4,6 MW u sjeveroistočnoj Arizoni (a) tijekom jednog dana mjereno u 10-sekundnoj rezoluciji (lijevo) i (b) tijekom tjedan dana mjereno u 1-minutnoj rezoluciji (desno) [11]

3.3. Utjecaj izmjenjivača

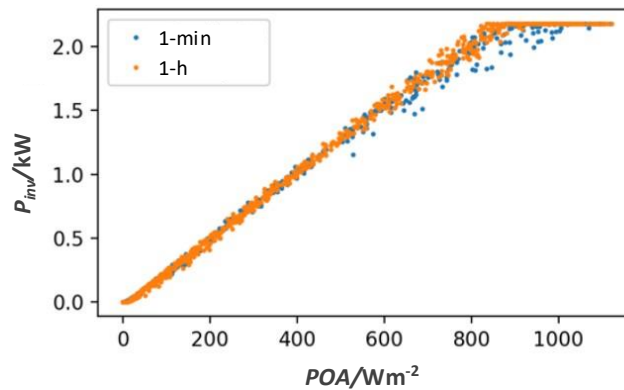
Pri dimenzioniranju SE potrebno je uvažiti odnos instalirane snage FN modula (DC) i nazivne snage izmjenjivača (AC). Odabir DC/AC omjera (engl. DC:AC ratio ili inverter loading ratio) je važan iz aspekta ekonomike projekta. Redovita je praksa odabira DC/AC omjera >1 , što znači da je instalirana snaga FN modula veća od nazivne snage invertera. Poddimenzioniranjem invertera ostvaruje se veći faktor angažiranja invertera i opreme, uvažava se degradacija FN modula, a ostvaruje se bolja ekonomika projekta [24]. Negativan aspekt poddimenzioniranja FN modula su gubici snage u inverteru koji se javljaju tijekom perioda kada trenutna proizvodnja premašuje nazivnu ili maksimalnu snagu izmjenjivača (Slika 3-3), budući da izmjenjivači posjeduju strujni limit koji onemogućuje trajno prekoračenje maksimalno dozvoljenih strujnih opterećenja.

Pritom će izračunati gubici „rezanja“ snage, odnosno gubici koji se javljaju zbog premašenja nazivne snage izmjenjivača (P_{max}), ovisiti i o odabranoj vremenskoj rezoluciji proizvedene snage FN modula (Slika 3-3 i Slika 3-4). Usrednjavanjem vremenskih serija na niže vremenske rezolucije (npr. satne vrijednosti kao na donjim slikama) informacija o fluktuacijama snage unutar intervala usrednjavanja se gubi pa je u određenim periodima moguća situacija u kojoj usrednjena vrijednost snage ne premašuje maksimalnu snagu izmjenjivača, dok će istovremeno nagle promjene snage zabilježene u kraćim vremenskim intervalima uzrokovati premašenje maksimalne snage u pojedinim trenucima. Teorijski će gubici zbog ograničenja snage izmjenjivača biti uvijek veći pri višim vremenskim rezolucijama u odnosu na niže.



Slika 3-3 Gubici proizvodnje FN nizova zbog ograničenja snage FN invertera – usporedba između visoke (plavo) i niske (narančasto) vremenske rezolucije [24]

Slika 3-4 prikazuje odnos incidentnog zračenja na FN module (POA) i izlazne snage izmjenjivača (P_{inv}). Primjećuje se da je kod koljena krivulje pri zračenju od 800 W/m^2 proizvodnja izmjenjivača veća kod satne u odnosu na 1-minutnu rezoluciju. Razlog je što će zbog fluktuacija moguće proizvodnje snage doći do gubitaka u 1-minutnoj rezoluciji, dok se isti neće zabilježiti tijekom satnih prosjeka.



Slika 3-4 Odnos izlazne snage SE i incidentnog zračenja na FN module u 1-satnoj i 1-minutnoj rezoluciji [25]

Dio radova je kvantificirao gubitke zbog ograničenja snage invertera pri različitim vremenskim rezolucijama [26], [27], dok je u radu [28] kvantificiran utjecaj vremenske rezolucije na povećanje efikasnosti izmjenjivača. U radovima je pokazano da će gubici porasti između 1,0%–1,5% pri 1-sekundnoj u odnosu na 1-satnu vremensku rezoluciju pri DC:AC omjerima između 1,2–1,5, a da će potencijalno smanjenje efikasnosti izmjenjivača kod viših vremenskih rezolucija uzrokovati dodatnih 1,5% gubitaka.

3.4. Efekt poravnanja proizvodnje SE

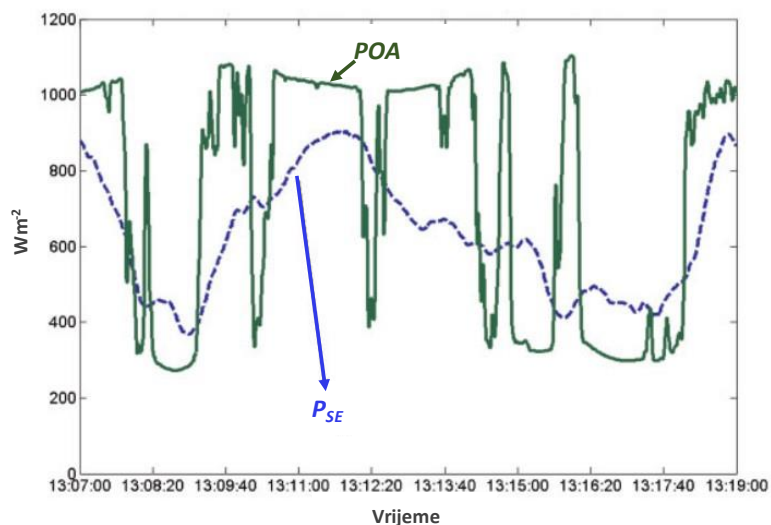
Proizvodnja FN modula primarno ovisi o direktnom sunčevom zračenju koja upada okomito na površinu FN modula. Ako se tijekom proizvodnje FN modul zasjeni uslijed nailaska prepreka poput oblaka, objekata u neposrednoj blizini ili susjednih redova FN nizova, proizvodnja FN modula će se drastično smanjiti. Štoviše, serijski spoj FN ćelija u modulu bi podrazumijevao da će zasjenjenje jedne ćelije automatski značiti pad proizvodnje cijelog FN modula, ili još nepovoljnije, cijelog serijski spojenog FN niza povezanog na ulaz u izmjenjivač. Proizvođači FN modula su utjecaj zasjenjenja ograničili na način da se dio zasjenjenih FN ćelija može premostiti primjenom *bypass* dioda koje dijele ćelije FN modula na obično tri jednaka dijela. Dakle, u slučaju zasjenjenja dijela FN ćelija u modulu, gubici proizvodnje FN modula zbog zasjenjenja se mogu ograničiti na npr. 1/3 FN modula, dok će preostali FN moduli u seriji nastaviti s punom proizvodnjom (podrazumijevajući da isti nisu zasjenjeni).

Problem fluktuacija je osobito važan kod većih SE gdje zbog zasjenjenja većeg dijela SE tijekom oblačnog vremena proizvodnja može biti izrazito varijabilna. Takve varijacije mogu imati nepovoljan utjecaj na planiranja rada i balansiranje elektroenergetskog sustava. Međutim, kod većih SE zbog velike prekrivene površine FN modula oblaci će redovito zasjeniti dio SE, dok će nezasjenjeni dio SE nastaviti s proizvodnjom bez većih fluktuacija. Dakle, relativno gledajući, veće fluktuacije snage se mogu očekivati kod SE manjih instaliranih snaga, budući da iste prekrivaju manju površinu. Analogno kao i kod VE, smanjenje fluktuacija snage kod većih SE u odnosu na fluktuacije snage jednog FN modula ili manje SE naziva se efekt poravnanja.

Mnogi radovi su pokazali da će varijacije proizvedene snage biti direktno povezane s površinom koju prekrivaju FN moduli i da će varijacije proizvedene snage biti značajno prigušene u odnosu na sunčevo zračenje mjereno na mjeranom instrumentu [29], a osobito kod unutar-minutnih vremenskih skala [30], [31].

Slika 3-5 prikazuje usporedbu ukupnog zračenja na FN module i proizvodnje SE instalirane snage 9,5 MWp mjerene tijekom 12-minutnog intervala. Opaža se da su varijacije sunčevog zračenja znatno izraženije u odnosu na proizvodnju SE, odnosno proizvodnja SE ima odgovarajuće kašnjenje na skokovite promjene ozračenosti. Nagle promjene sunčevog zračenja posljedica su zasjenjenja mjernog instrumenta (npr. zbog prolaska oblaka iznad SE) koje je redovito lokalnog karaktera, odnosno zasjenjen je jedan manji dio

elektrane. Drugim riječima, mjerni podaci sunčevog zračenja u kratkim vremenskim rezolucijama nisu reprezentativni za cijelu elektranu, ali su u pravilu prosjeci relevantni za opisivanje ponašanje elektrane.



Slika 3-5 Usporedba fluktuacija incidentnog zračenja (POA) i proizvodnje SE instalirane snage 9,5 MWp (P_{SE}) [30]

Većina radova u literaturi razmatra fluktuacije snage SE sa fiksnom konstrukcijom, a pritom se zanemaruje prostorni raspored izmjenjivača u elektrani ili tip izmjenjivača (string ili centralni). U [32] autori su primijetili da će SE sa fiksnom konstrukcijom imati veće fluktuacije snage tijekom kraćih vremenskih intervala u odnosu na SE s jednoosnim praćenjem sunca. Također, u [33] je pokazano da su fluktuacije snage izraženije kod elektrana sa centralnim inverterima u odnosu na varijantu sa string inverterima. Međutim, prethodno navedene specifičnosti je teško uvažiti tijekom planiranja budući da iste zahtijevaju složenije modele, a upitno je koliko bi uvažavanje takvih specifičnosti doprinijelo preciznijem opisu fluktuacija.

3.5. Modeliranje proizvodnje SE

U literaturi se za pretvorbu sunčevog zračenja u proizvedenu snagu SE koriste modeli u kojima se sunčevo zračenje razloženo na komponente proračunava u ukupno sunčevo zračenje pod kutem FN modula, a zatim se nakon uvažavanja efikasnosti modula, površine elektrane i svih gubitaka u komponentama dobiva proizvodnja SE. Takvi modeli SE se u kontekstu ovoga rada nazivaju klasični modeli, a isti imaju široku praktičnu primjenu.

Međutim, kao što je objašnjeno u nastavku, primjena takvih modela nije prikladna za visoke vremenske rezolucije. Stoga je u poglavlju 3.5.2 napravljen pregled radova u kojima su obrađeni modeli proizvodnje SE koji uvažavaju efekt poravnjanja i omogućuju pretvorbu POA zračenja u proizvodnju SE u visokim vremenskim rezolucijama.

3.5.1. Klasični modeli SE

Tipični dostupni modeli za generiranje proizvodnje SE (engl. performance models) poput komercijalnih programskih paketa (npr. PVSyst) ili javno dostupnih (npr. SAM – System Advisor Model) ograničavaju vremenske serije izlazne snage SE na 1-satnu rezoluciju (PVSyst), ili ne ograničavaju, ali modeli nisu prikladni pri vremenskim rezolucijama kraćim od 15-minutnih rezolucija (SAM). Generiranje DC proizvodnje na razini jednog izmjenjivača iz POA zračenja bazirano je na sljedećoj formulaciji, za svaki vremenski korak $t=1,2,\dots,T$:

$$P_{inv,t} = N_s \cdot N_p \cdot \eta \cdot S \cdot POA_t \quad (3.3)$$

gdje su:

- N_s broj serijski spojenih FN modula u nizu,
 N_p broj paralelnih nizova povezanih na predmetni izmjenjivač,
 η ukupna efikasnost sustava prije pretvorbe u izmjenjivaču (efikasnost FN modula, ali i drugih dijelova poput zasjenjenja FN modula, gubitaka u ožičenju, itd.)
 S površina FN modula (SE),
 POA_t ukupno incidentno zračenja u ravnini FN modula.

Temperaturni utjecaj na efikasnost FN modula može se uključiti primjenom sljedeće jednadžbe:

$$\eta_{FN} = \eta_{FN, stc} + \theta_T \cdot (25^\circ C - T_{panel}) \quad (3.4)$$

gdje su:

- $\eta_{FN, stc}$ efikasnost FN modula pri standardnim uvjetima (stc, engl. standard test conditions),
 θ_T temperaturni koeficijent FN modula (deklariran od proizvođača),
 T_{panel} temperatura FN modula koja odgovara temperaturi zraka uvećanoj za povećanje temperature zbog ozračenosti FN modula.

Uz zadanu konfiguraciju izmjenjivača, FN modula i drugih komponenti, računalnim modelima je moguće uzeti u obzir u gubitke zbog ograničenja snaga izmjenjivača, AC kabela, transformatorima, itd. Također, većina programskih paketa uvažava efekt zasjenjenja modula zbog susjednih redova, horizonta ili okolnih objekata (3D model).

Zbog kompleksne dinamike odziva SE na promjene sunčevog zračenja dostupni modeli za proizvodnju SE nisu prikladni za više vremenske rezolucije jer ne uvažavaju efekt poravnanja fluktuacija. Prema jednadžbi (3.3), fluktuacije snage SE su linearno proporcionalne fluktuacije sunčevog zračenja (POA), neovisno o veličini elektrane ili drugih specifičnostima. Drugim riječima, primjenom takvog modela svaka nagla promjena sunčevog zračenja bi uzrokovala naglu promjenu proizvodnje cjelokupne SE, što nije realistično ako se uzme u obzir da će npr. kod lokalne naoblake samo dio FN modula biti zasjenjen.

3.5.2. Modeli SE za visoke vremenske rezolucije

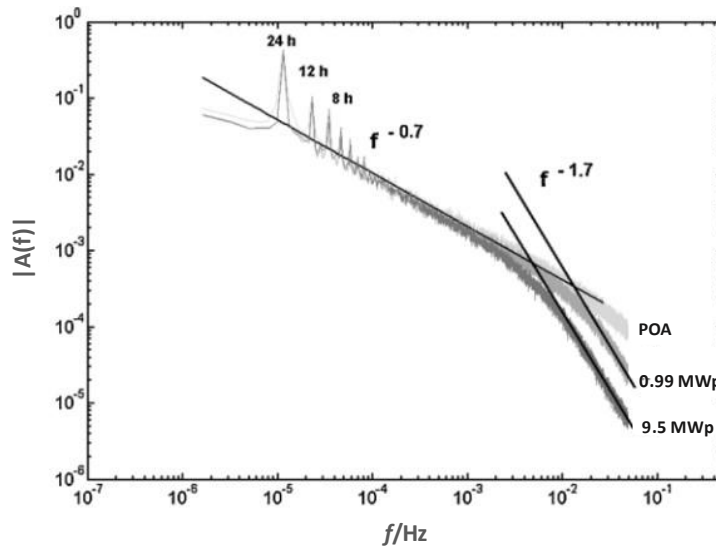
Modeli proizvodnje SE prikladni za visoke vremenske rezolucije uključuju modele Marcos i dr. [31] i Lave i dr. [34]. Iako su predmetni modeli razvijeni prije desetak godina, noviji modeli SE za visoke vremenske rezolucije nisu razvijeni.

Autori u [31] su predložili model proizvodnje SE kao niskopropusnog filtra prvog reda za fluktuacije incidentnog zračenja. Istraživanje je provedeno na šest SE u Španjolskoj nazivne snage 1,0–9,5 MWp, korištenjem operativnih podataka izlazne snage mjerene u 1-sekundnoj rezoluciji tijekom jedne godine. Na svim lokacijama prikupljeni su i podaci ukupnog zračenja pod nagibom FN modula, također u 1-sekundnoj rezoluciji. Analizom amplitudnog spektra zračenja i izlazne snage SE, autori su pokazali da se u području nižih frekvencija amplitudni spektar može opisati funkcijom $f^{-0,7}$, a u području viših frekvencija sa funkcijom $f^{-1,7}$ (Slika 3-6). Točka u kojoj se dvije funkcije sijeku odgovara graničnoj frekvenciji f_c (engl. cut-off frequency). Granična frekvencija ovisi o površini SE, a na temelju podataka sa šest operativnih SE pokazano je da se odnos granične frekvencije (u Hz) i površine može dobro opisati ($R^2=0,99$) numeričkom formulom:

$$f_c = \frac{0,02}{\sqrt{S}} \quad (3.5)$$

gdje je:

S površina SE (u hektarima).



Slika 3-6 Amplitudni spektar POA zračenja i izlazne snage dvije SE instaliranih snaga 0,99 MWp i 9,5 MWp [31]

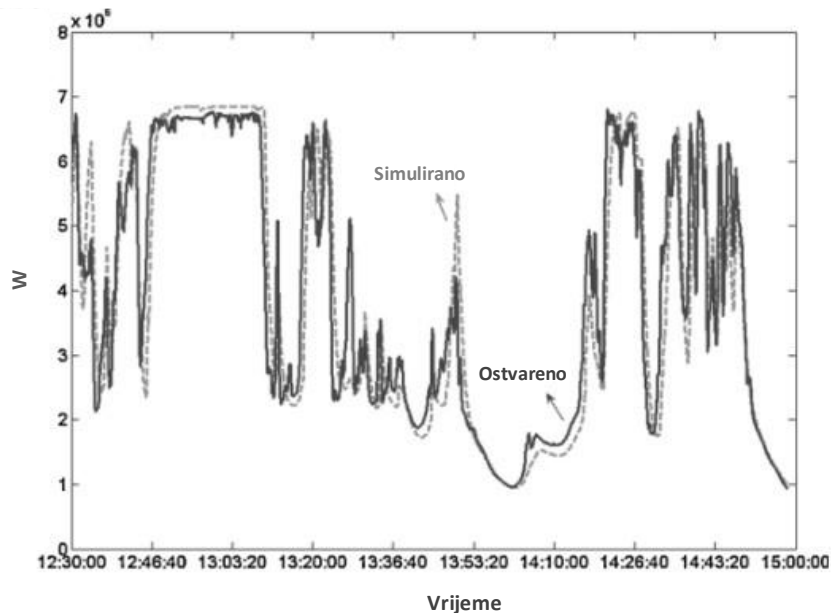
Prethodnim spoznajama predložen je hipotetski niskopropusni filter prvog reda kojim se incidentno zračenje može pretvoriti u proizvodnju SE. Filter je opisan sljedećom prijenosnom funkcijom:

$$H(s) = \frac{K}{\frac{\sqrt{S}}{2\pi \cdot 0,02} s + 1} \quad (3.6)$$

gdje je:

K omjer nazivne snage energetskog transformatora i referentne ozračenosti 1000 W/m^2 .

Primjenom inverzne Laplaceove transformacije na umnožak prijenosne funkcije (3.2) i incidentnog zračenja na FN module u frekvencijskoj domeni slijedi proizvodnja SE u vremenskoj domeni. Usporedba stvarne i modelirane proizvodnje SE primjenom prijenosne funkcije (3.6) za period između 12:30 h i 15:00 h prikazana je na slici 3-7. Pogreška je i proračunata u vidu maksimalnog dnevnog odstupanja pri različitim vremenskim rezolucijama, pri čemu je zaključeno da model u 1-sekundnoj rezoluciji rezultira prosječnom pogreškom od -0,54% uz standardnu devijaciju od 4,6%.



Slika 3-7 Usporedba proizvodnje operativne SE i predloženog modela SE [31]

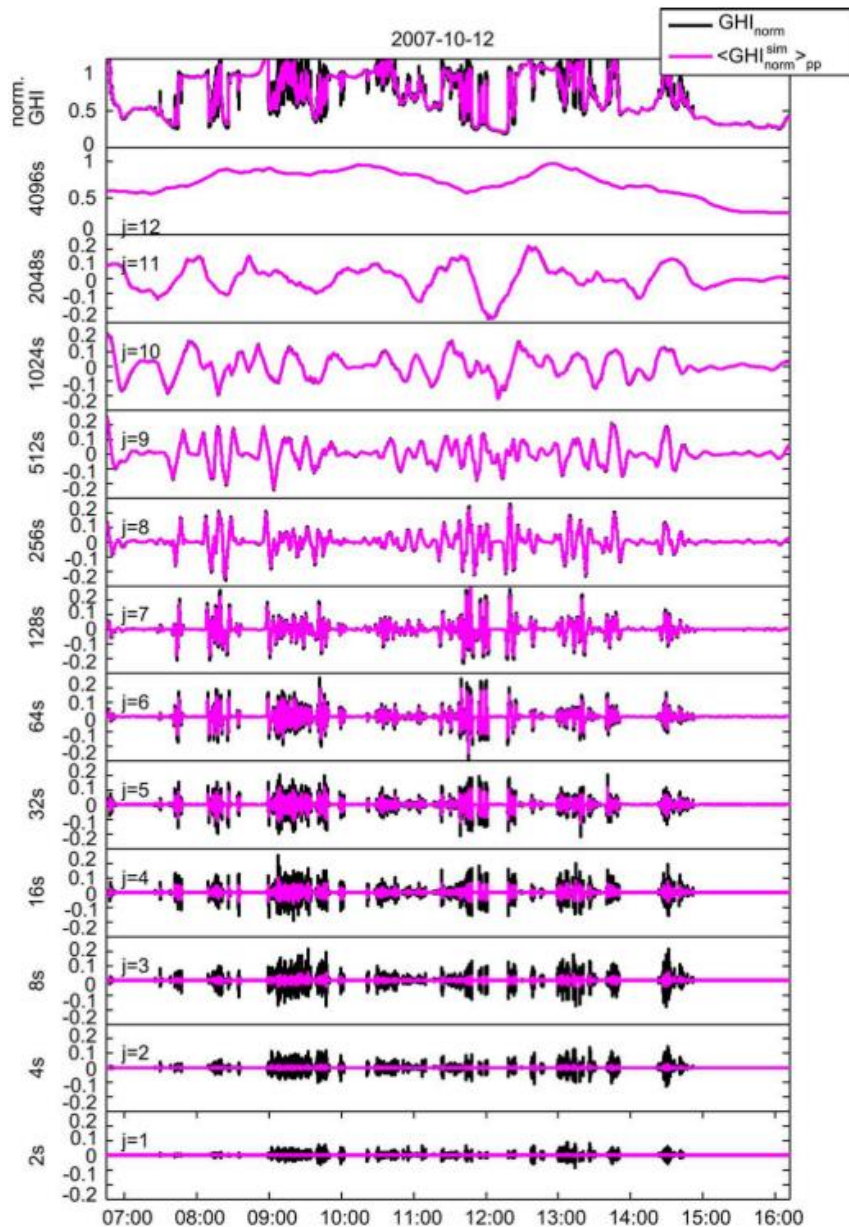
U [34] autori su predložili tzv. *wavelet variability model* (WVM) s kojim se mjerenja sunčevog zračenja s jednog mjernog senzora (instrumenta) mogu pretvoriti u proizvodnju SE, uz poznavanje prostornog rasporeda FN modula i geografskog efekta poravnanja na površini koju prekriva SE. Postupak pretvorbe se sastoji od sljedećih koraka:

- Primjena wavelet transformacije na vremenskoj seriji zračenja mjernog senzora, čime se sunčevo zračenje raščlanjuje na više vremenskih skala.
- Izračunavanje udaljenosti i koeficijenta korelacije između svih parova „lokacija“ u SE. Pojam „lokacije“ u kontekstu rada je fleksibilan i može označavati grupe FN modula, pojedinačne elektrane u slučaju distribuirane SE na odgovarajućem području ili individualne FN module. Pritom se koristi koeficijent A koji fizikalno ima dimenziju brzine, a isti mora biti unaprijed poznat za razmatranu lokaciju.
- Izračun faktora smanjenja varijacija (VR, engl. Variability reduction) za svaku vremensku skalu, koji se definira kao omjer varijance normaliziranog zračenja na jednoj u odnosu na više grupiranih lokacija.
- Iz VR faktora izračunava se površinski usrednjeno zračenje na SE, nakon čega se isto skalira na izlazu snagu SE sukladno modelu SE (kut nagiba i azimut FN modula, gubici u elektrani, itd.).

Testiranja modela su provedena koristeći mjerne podatke (1) distribuirane SE ukupne snage 2,13 MWp koja se sastoji od malih krovnih elektrana instalirane snage 3–5 kW na 550 kuća u Ota Cityu, Japanu, te (2) velike kopnene SE instalirane snage 48 MWp u Copper Mountain, Boulder City, Nevada, US. Podaci izlazne snage su mjereni u 1-sekundnoj rezoluciji, pri čemu su u varijanti (1) mjereni za svaku malu krovnu elektranu, a u varijanti (2) na svakom string inverteru.

Za korelacijsku analizu i izračun faktora smanjenja varijance, elektrana je u varijanti (1) podijeljena po kućanstvima, a u varijanti (2) po dijelovima odgovarajuće površine tako da je koeficijent korelacije $\rho \approx 1$ između susjednih dijelova. Korekcijom vremenskih skala dobivenih wavelet transformacijom s pripadajućim vrijednostima VR faktora dobiva se usrednjeno zračenje za cijelu SE, koje uvažava prostornu korelaciju i efekt poravnanja u SE. Slika 3-8 prikazuje normalizirane vrijednosti globalnog horizontalnog zračenja (GHI_{norm}) mjerene na piranometru (crno) i simulirane površinski usrednjene vrijednosti (GHI_{norm}^{sim}) zračenja (magenta) pojedinih vremenskih/frekvencijskih skala uvažavajući korelacijsku strukturu u SE. U prvom redu prikazane su originalne vremenske serije, a od drugog reda prema zadnjem redu vremenske

serije se prikazuju od nižih frekvencija prema višim. Uočava se da efekt poravnanja postaje primjetan na vremenskim skala s periodima fluktuacija manjim od 512 sekundi, a to je snažniji što je frekvencija veća (kraći period fluktuacija).



Slika 3-8 Usporedba vremenskih serija normaliziranog GHI zračenja mjenog na piranometru (crno) i simuliranog površinski-usrednjenog zračenja (magenta) pri različitim vremenskim skalama (ukupno 12 vremenskih skala, uključujući i originalne vremenske serije u prvom redu) dobivenih primjenom wavelet transformacije [34]

Površinski usrednjena vrijednost GHI_{norm}^{sim} koristi se kao osnova za dobivanje simulirane proizvodnje SE. Budući da ovako definirano zračenje već uvažava efekt poravnanja u SE, proizvodnja se dobiva pretvorbom u ukupno zračenje u ravnini FN modula (POA) te množenjem s instaliranom snagom elektrane i efikasnosti SE, kao i kod klasičnih modela SE.

Osnovni nedostatak generalizacije primijenjenog modela je nepoznavanje faktora A za konkretnu lokaciju, koji je osnova za izračun korelacije između „lokacija“ m i n :

$$\rho = e^{\left(-\frac{1}{A} \frac{d_{m,n}}{\Delta t}\right)} \quad (3.7)$$

gdje su:

$d_{m,n}$ udaljenost između lokacije m i n ,

Δt vremenska rezolucija razmatrane skale.

Za procjenu parametara A potrebna je mreža piranometara na lokaciji SE, što onemogućava praktičnu primjenu ove metode. Međutim, u kasnijem radu [35] isti autori su unaprijedili primjenjivost modela na način da se parametar A može aproksimativno procijeniti bez potrebe za mjerenjem. Primjenom virtualnog modela kretanja oblaka, rezultati su pokazali da je vrijednosti parametra A linearno proporcionalna s brzinom kretanja oblaka CS (engl. cloud speed) i iznosi:

$$A = \frac{1}{2}CS \quad (3.8)$$

Međutim, prethodna zakonitost vrijedi kada se sunčevo zračenje mjeri na dva mjerna instrumenta u smjeru kretanja oblaka, ali nije potvrđena za druge smjerove.

Razvijena metoda je provjerena u radu [36] primjenom mreže od 25 distribuiranih piranometara (senzora), a rezultati su pokazali da WVM metoda daje manje fluktuacije površinski usrednjenog zračenja u odnosu na aritmetičku sredinu GHI-a sa 25 senzora. Navedeno se može protumačiti da je potreban veći broj raspršenih senzora za opisivanje efekta prigušenja oscilacija snage SE kod većih elektrana.

Usporedbom modela za visoke vremenske rezolucije, zaključuje se da model baziran na Marcos i dr. [31] uvažava samo površinu SE kao utjecajni faktor, a zanemaruje tehničke parametre SE ili lokalne karakteristike sunčevog zračenja. Međutim, predloženi model je jednostavniji za implementaciju i računski efikasniji. Nasuprot tome, model baziran na radu Lave i dr. [34] omogućuje veću fleksibilnost i širu primjenjivost, s obzirom da je moguće modeliranje SE različitih geometrija (npr. raspršenih SE na širem geografskom području) i uzimanje u obzir karakteristika specifičnih za razmatranu lokaciju (brzine kretanja oblaka). Nedostaci predložene WVM metode su nesigurnost u procjeni parametra A i pogreška pri primjeni empirijske jednadžbe (3.3) koja je izvedena bez razmatranja međusobnog smještaja mjernih senzora, tj. jesu li senzori smješteni uzduž ili poprijeko smjera kretanja oblaka.

4 KOMPLEMENTARNOST PROIZVODNJE VJETROELEKTRANA I SUNČANIH ELEKTRANA

Zbog svojstvene varijabilnosti i djelomične nepredvidljivosti proizvodnje OIE, uravnoteženje elektroenergetskog sustava postaje sve složenije kako se udio OIE, osobito VE i SE, u ukupnoj proizvodnji povećava [37]. Istraživanje međusobne ovisnosti proizvodnih profila obnovljivih izvora energije važno je za efikasno planiranje rada elektroenergetskog sustava i smanjenje nepredvidljivosti proizvodnje stohastičkih izvora energije. Naime, međusobnim nadopunjavanjem proizvodnje iz OIE moguće je smanjiti ukupnu varijabilnost i potrebu za skladištenjem električne energije. Iz istog razloga, posljednjih nekoliko godina brojni radovi posvetili su pozornost upravo problematici komplementarnosti proizvodnje VE i SE kao dominantnih obnovljivih izvora.

Iako u literaturi nema formalne definicije, pojam komplementarnosti između VE i SE se odnosi na njihovu sposobnost međusobnog nadopunjavanja koja može biti u vremenu i prostoru ili pak istovremeno u prostoru i vremenu pa se komplementarnost može klasificirati u tri grupe [38]:

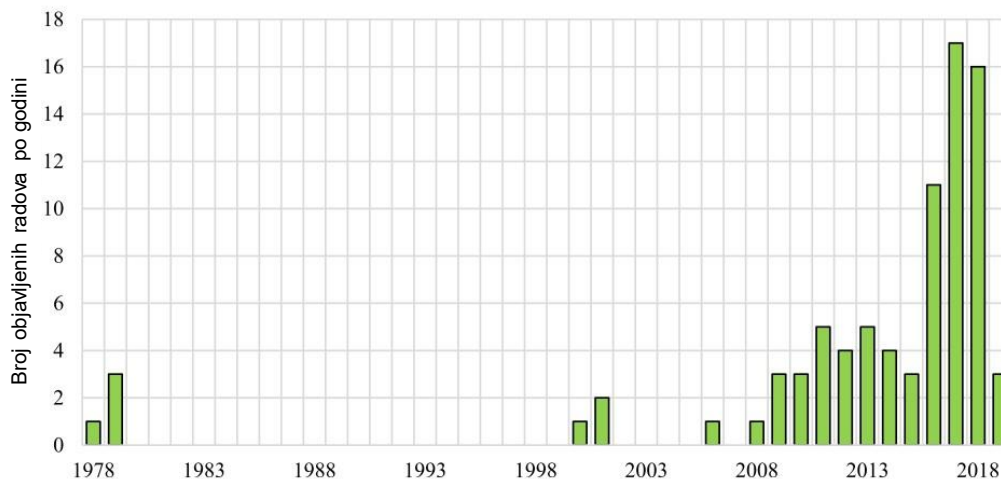
- Vremenska komplementarnost – može se uočiti između dvaju ili više izvora električne energije na istoj lokaciji. Na primjer, proizvodnja VE je veća u zimskim periodima u odnosu na proizvodnju SE, ili obratno, proizvodnja SE je veća ljeti u odnosu na VE.
- Prostorna komplementarnost – uočava se između jednog ili više izvora električne energije na različitim lokacijama. Navedeno može uključivati komplementarnost dvije udaljene vjetroelektrane ili vjetroturbine (geografska disperzija), ali i VE u odnosu na udaljenu i blisku SE.
- Prostorno-vremenska komplementarnost – termin koji se koristi kada se komplementarnost istražuje između jednog ili više izvora električne energije istovremeno u prostoru i vremenu. Primjer je istraživanje prostorne komplementarnosti na razini cijele regije pri različitim vremenskim rezolucijama.

Umjesto pojma komplementarnosti, u literaturi se često upotrebljava i izraz anti-korelacija [39]. Međutim, dok komplementarnost označava međusobno nadopunjavanje proizvodnih profila dvaju izvora, anti-korelacija označava da je porast proizvodnje jednog izvora praćen padom proizvodnje drugog izvora. Drugim riječima, anti-korelacija ne mora nužno biti prava mjera komplementarnosti, ali je često neposredno vezana za istu.

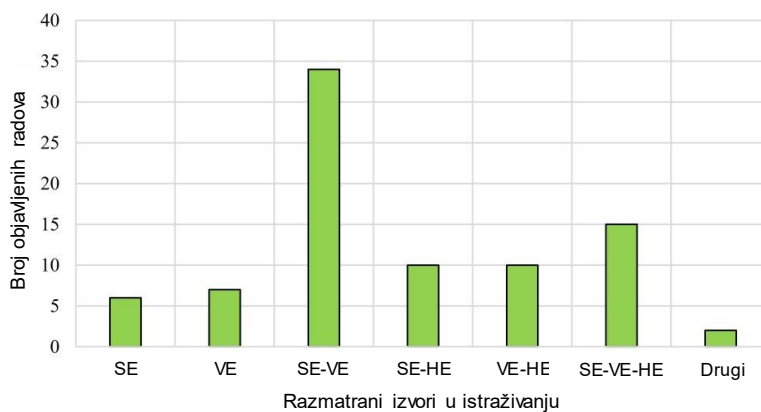
Pregledni radovi iz područja komplementarnosti vjetra i sunčevog zračenja obrađeni su u [37], [38], [40], [41]. Iako navedeni radovi uključuju i problematiku komplementarnosti između drugih obnovljivih izvora energije kao što su elektrane na biomasu, male hidroelektrane ili elektrane koji iskorištavaju energiju valova, literatura je najviše fokusirana na VE i SE, s obzirom da imaju najveći udio i budući potencijal u globalnoj proizvodnji iz OIE. Pregled radova komplementarnosti VE i SE, u kombinaciji sa sustavima za pohranu energije i drugim izvorima energije je obrađen u [42].

Broj obavljenih radova na temu komplementarnosti je u značajnom porastu od 2008. godine (Slika 4-1), od čega najveći broj radova uključuje komplementarnost između SE i VE (Slika 4-2). Pritom je komplementarnost dominantno istražena u Europi, ali također su mnoga istraživanja napravljena u Kini i Južnoj Americi (Slika 4-3).

U nastavku poglavlja detaljnije su razrađeni radovi na temu vremenske, prostorne i prostorno-vremenske komplementarnost VE i SE.



Slika 4-1 Broj radova po godinama iz područja komplementarnosti obnovljivih izvora energije – pregled do 2020. godine [38]



Slika 4-2 Broj radova po kategorijama istraživanja između resursa: SE, VE, SE i VE, SE-HE (hidroelektrane), VE-HE, SE-VE-HE i Drugi (druge kombinacije koje uključuju npr. elektrane na biomasu) [38]



Slika 4-3 Geografska disperzija radova iz područja komplementarnosti za VE, SE i druge izvore [37]

4.1. Vremenska komplementarnost

Analiza stupnja komplementarnosti brzine vjeta i sunčevog zračenja na planiranoj lokaciji predstavlja jedan od ključnih koraka pri procjeni izvodljivosti hibridne elektrane [37], [43], [44]. Budući da je

integracijom VE i SE na istoj lokaciji, uslijed ograničenja priključne snage, cilj postići što veći kapacitet iz mjesta priključka uz što manje gubitke, poželjna je što veća komplementarnost proizvodnje.

Vremenska komplementarnost između VE i SE pri različitim vremenskim rezolucijama je istraživana u različitim državama i kontinentima, pri čemu radovi uključuju npr. Australiju [45], Kinu [46], Njemačku [47], Italiju [48], Veliku Britaniju [49], Meksiko [50] i južnu i srednju Europu [51]. Predmetni radovi fokusirali su se primarno na vremensku komplementarnost pri satnim, dnevnim i mjesečnim rezolucijama. Anti-korelacija se uočava na gotovo svim vremenskim rezolucijama, a to je veća što je niža vremenska rezolucija (na primjer, anti-korelacija je veća kod mjesečne u odnosu na satnu rezoluciju). Približavanjem višim vremenskim rezolucijama anti-korelacija slabi, a u području unutar-satnih vremenskih rezolucija je vrlo slaba ili je gotovo nema [48], [51], [52].

U većini prethodnih radova upotrebljava se Pearsonov koeficijent korelacije za kvantificiranje komplementarnosti između varijable x (npr. brzina vjetera) i varijable y (npr. global horizontalno zračenje) [37]:

$$\rho = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (4.1)$$

gdje su:

\bar{x}, \bar{y} srednje vrijednosti varijabli x i y ,

σ_{xy} kovarianca između varijable x i varijable y ,

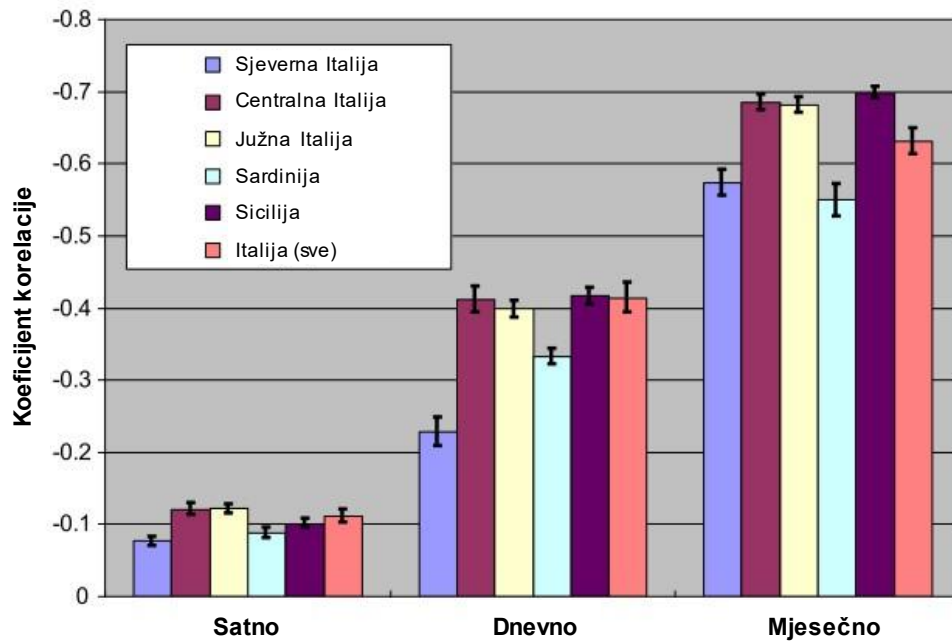
σ_x, σ_y varijance varijabli x i y ,

n duljina vremenske serije.

Koeficijent korelacije može poprimiti vrijednost između -1 i +1, pri čemu krajnje vrijednosti od -1 i +1 označavaju savršenu anti-korelaciju odnosno korelaciju, respektivno. Ako je koeficijent korelacije jednak nuli, dvije varijable su nekorelirane, odnosno nema povezanosti između dvije varijable. Od ostalih pokazatelja komplementarnosti, koristi se standardna devijacija, Spearmanov ili Kendallov koeficijent korelacije [38], ili neki drugi izvedeni/predloženi pokazatelj.

Vremenska komplementarnost između proizvodnje VE i SE na različitim vremenskim rezolucijama, od mjesečne do satne kod različitih regija u Italiji prikazana je na slici 4-4. Vrijednosti Pearsonovog koeficijenta korelacije dobivene su primjenom Monte Carlo simulacija, uzimajući set od 100 nasumično razmještenih kolociranih VE i SE unutar svake regije. Za svaku odabrani set podataka izračunata je standardna devijacija korelacije i prikazana crnom linijom.

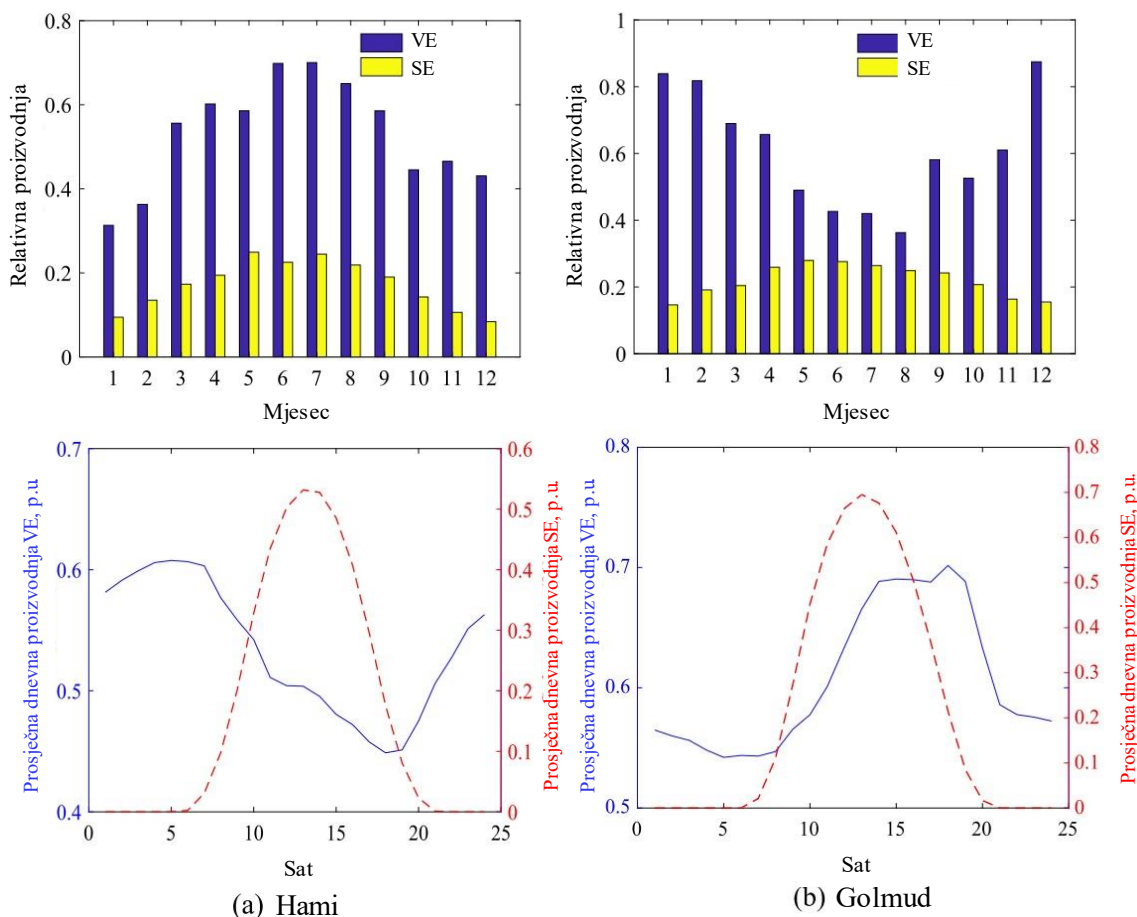
Primjećuje se da se Pearsonov koeficijent korelacije smanjuje s povećanjem vremenske rezolucije, ali je na svim razmatranim regijama koeficijent negativan, što upućuje na anti-korelaciju.



Slika 4-4 Mjesečni, dnevni i satni Pearsonov koeficijent korelacije između proizvodnje VE i SE na različitim regijama u Italiji [48]

Korelacija na nižim vremenskim rezolucijama ne mora nužno biti praćena korelacijom na višim vremenskim rezolucijama. Kao primjer dijametralno suprotnih scenarija može se navesti istraživanje komplementarnosti proizvodnje VE i SE u kineskim gradovima Hami i Golmud [46].

Slika 4-5 prikazuje mjesečnu i prosječnu dnevnu proizvodnju VE i SE u gradovima Hami i Golmud, pri čemu se uočava pozitivna mjesečna korelacija između VE i SE u Hami, a negativna u mjestu Golmud. Međutim, uočava se potpuna suprotnost na dnevnoj razini, tj. negativna korelacija u mjestu Hami, a pozitivna korelacija u Golmud-u. Dakle, iako se na jednoj lokaciji može očekivati značajno veća proizvodnja u ljetnim mjesecima (Hami), ista će rezultirati smanjenim dnevnim varijacijama proizvodnje integrirane VE+SE. Navedene varijacije specifične su za Kinu i nisu uočene na drugim područjima u dosadašnjim istraživanjima. Za Europu karakteristična je anti-korelacija i na mjesečnoj i na dnevnoj razini [51].



Slika 4-5 Mjesečna (gornji red) i prosječna dnevna (donji red) proizvodnja VE i SE u gradovima Hami (a) i Golmud (b) [46]

4.2. Prostorna komplementarnost

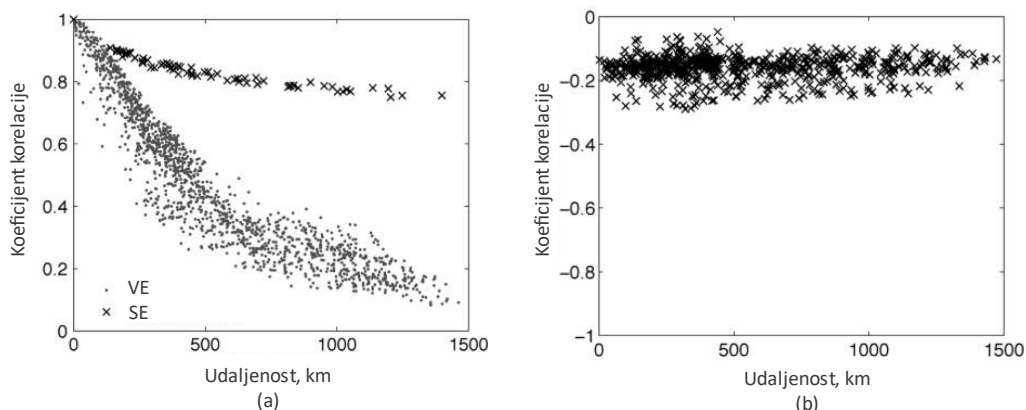
Geografska disperzija VE i SE povećava anti-korelaciju proizvodnje između elektrana, a time i varijabilnost zbirne proizvodnje VE ili SE unutar razmatranog područja. Tematika geografske disperzije odnosno efekta poravnania proizvodnje VE ili SE s obzirom na udaljenost između elektrana obrađena je brojnim radovima, npr. [9], [52]–[55].

Widen [52] je 2011. godine proveo analizu korelacije između VE i SE na području Švedske, korištenjem 8-godišnjih meteoroloških podataka u periodu 1992-1999 godine u satnoj rezoluciji. Sunčevo zračenje (globalno i difuzno zračenje) i temperatura su mjereni na 12 lokacija, dok su satelitski podaci brzine vjeta u prostornoj rezoluciji 11x11 km na 56 lokacija, sve na području Švedske. Meteorološki podaci su pretvoreni u proizvodnju VE i SE primjenom klasičnih modela.

Između svih lokacija na kojima je modelirana proizvodnja VE i SE proračunat je Pearsonov koeficijent korelacije, a rezultati su prikazani na slici 4-6. Na slici (a) prikazana je korelacija između svih kombinacija parova modeliranih VE i SE (odvojeno za obje elektrane), dok je na slici (b) prikazana između parova VE i SE, također za sve moguće kombinacije. Uočava se da korelacija između proizvodnje dviju VE opada znatno brže s povećanjem udaljenosti, nego što je to slučaj sa SE. Kod VE, koeficijent korelacije za udaljenosti veće od 500 km pada na vrijednosti između cca +0,2 i +0,4. Međutim, kod SE se uočava određene zasićenje s povećanjem udaljenosti, a koeficijent korelacije konvergira prema vrijednosti cca +0,8. Znatno sporije smanjenje korelacije između proizvodnje SE može se objasniti sličnim sezonskim i dnevnim profilima zračenja na svim lokacijama gdje su instalirane stanice za mjerenje sunčevog zračenja. Widen [52] objašnjava da je između mjernih senzora sunčevog zračenja uočena visoka korelacija ekstraterestičkog

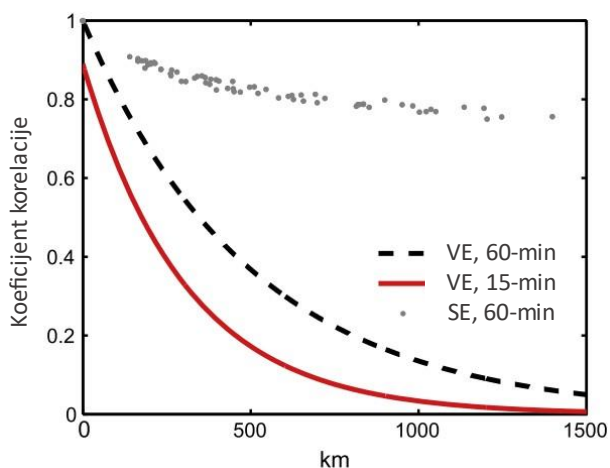
zračenja na horizontalnu površinu i iznosi +0,98, a razlog smanjenja korelacije između stanica sa +1,0 na +0,8 su lokalni vremenski uvjeti.

Dok koeficijent korelacije između VE i SE (razmatrano odvojeno) ima snažno opadajući trend, korelacija između kombinacija VE i SE prikazana na slici 4-6 (b) pokazuje približno konstantnu anti-korelaciju s obzirom na udaljenost, s vrlo blagim trendom prema manjim korelacijama (u smislu manje anti-korelacije) s povećanjem udaljenosti. Negativna korelacija (ili anti-korelacija) ukazuje na činjenicu da će na određenom području zbirne varijacije proizvodnje VE i SE biti smanjenje, ali udaljenost između VE i SE ne utječe na smanjenje varijacija proizvedene snage.



Slika 4-6 Ovisnost koeficijenta korelacije i udaljenosti elektrana (a) između svakog para 56 VE i 12 SE; (b) između kombinacija VE i SE [52]

Potrebno je napomenuti da se izračunati koeficijenti korelacije odnose na satnu rezoluciju. Povećanjem vremenske rezolucije očekuje se strmiji pad korelacije u odnosu na dobivene vrijednosti na slici 4-6. Ovisnost koeficijenta korelacije o udaljenosti između vjetroelektrana pri 1-satnoj i 15-min rezoluciji prikazana je na slici 4-7.



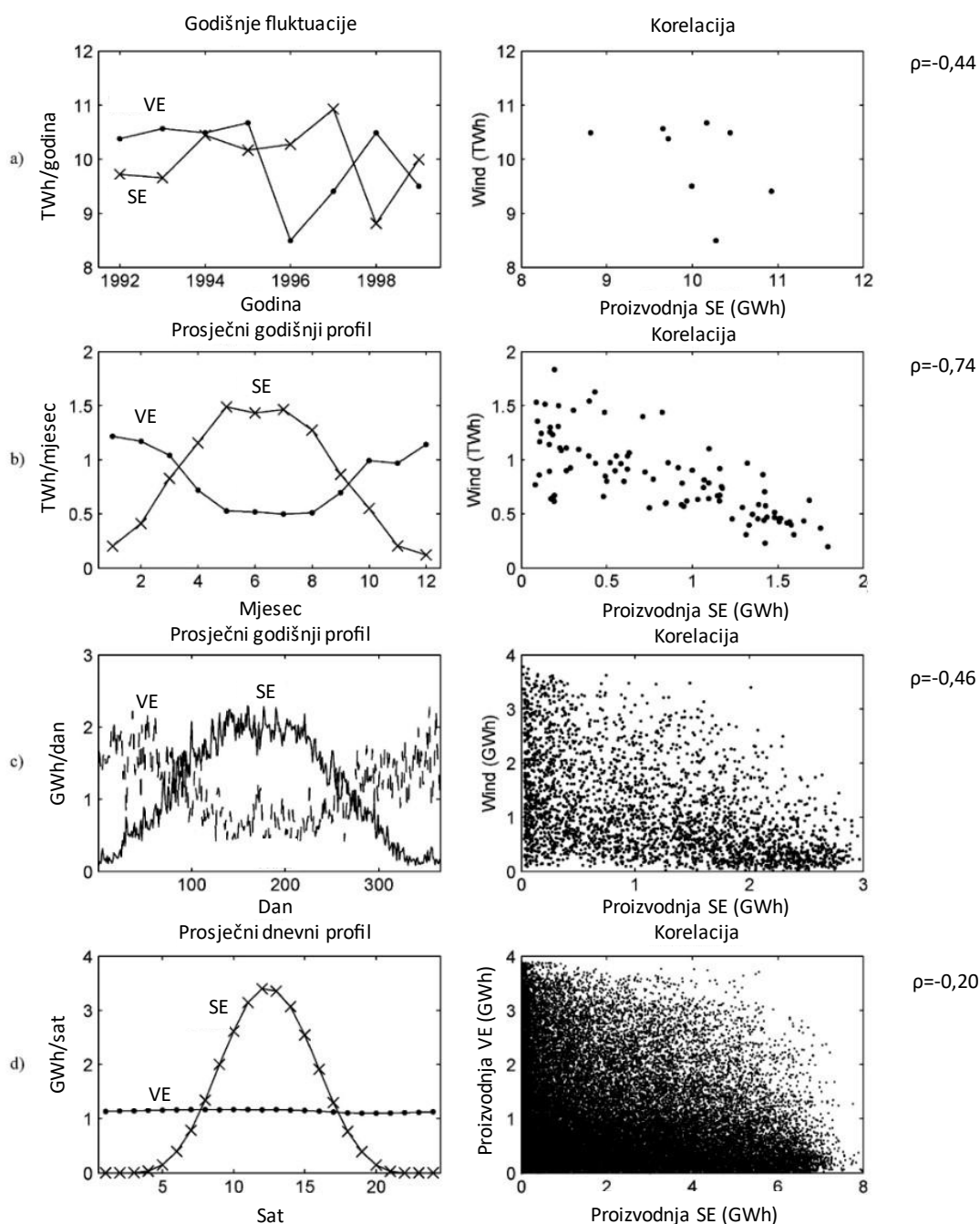
Slika 4-7 Utjecaj vremenske rezolucije na ovisnost koeficijenta korelacije u odnosu na udaljenost kod VE [54]

4.3. Prostorno-vremenska komplementarnost

Kod prostorno-vremenske komplementarnosti, razmatramo vremensku komplementarnost između vjetra i sunčevog zračenja ili VE/SE na širem geografskom području (npr. na nacionalnoj razini). U osnovi geografsko područje mora biti toliko široko da je moguće razmatrati prostornu korelaciju.

U nastavku su prikazani rezultati istraživanja prostorno-vremenske komplementarnosti prema radovima Widena [52] te Betta i Thorntona [49] na području Švedske te Velike Britanije i Irske, respektivno. Slika 4-8 prikazuje korelaciju između SE i VE na različitim vremenskim rezolucijama za Švedsku. Međugodišnje

vrijednosti ukazuju da postoji snažna anti-korelacija između proizvodnje VE i SE, što ukazuje da su vjetrovitije godine praćene manje sunčanim godinama, i obratno. Međutim, kako i autor tvrdi, potreban je veći uzorak, odnosno broj godina da se takva anti-korelacija potvrdi. Anti-korelacija svoj maksimum postiže na mjesečnoj razini, dok se prema kraćim vremenskim rezolucijama ista postepeno smanjuje, pri čemu satne vrijednosti imaju tipično slabu anti-korelaciju.



Slika 4-8 Korelacija između proizvodnje VE i SE na nacionalnoj razini pri različitim vremenskim skalama. (a) godišnje; (b) mjesečno; (c) dnevno; (d) satno [52]

U radovima se redovito umjesto sunčevog zračenja koristi indeks površinske ozračenosti (engl. surface clearness) koji predstavlja normaliziranu vrijednost ozračenosti horizontalne površine [49]:

$$k_s = \frac{GHI}{GHI_{cs}} \quad (4.2)$$

gdje su:

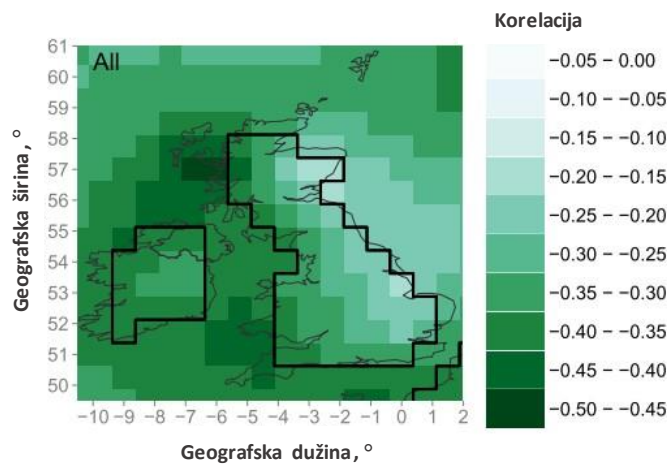
GHI ukupno sunčevo zračenje na horizontalnu plohu,

GHI_{CS} ukupno sunčevo zračenja na horizontalnu plohu bez utjecaja oblaka (engl. clear sky irradiance).

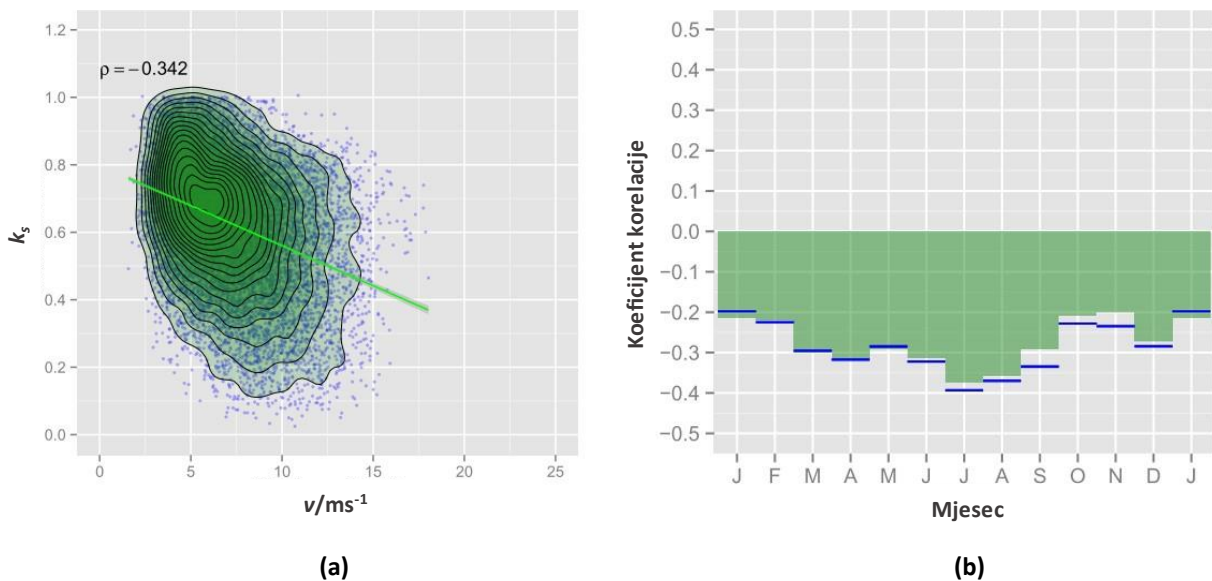
Tako definiran indeks površinske ozračenosti odgovara vrijednosti $k_s = 1$ tijekom perioda bez naoblake, a manje vrijednosti indeksa označavaju uvjete sa snažnijim prigušenjem sunčevog zračenja zbog utjecaja oblaka.

Korelacija između dnevnih prosjeka brzine vjeta i indeksa sunčeve ozračenosti na području Velike Britanije i Irske prikazana je na slici 4-9. Primjećuju se dijelovi razmatranog područja s različitom korelacijom, ali je na svim područjima korelacija negativna, tj. očita je anti-korelacija. Snažnija anti-korelacija indicira područja na kojima bi potencijalna integracija VE i SE mogla rezultirati povoljnijim karakteristikama međusobnog nadopunjavanja proizvodnje iz tehnologija.

Slika 4-10 (a) prikazuje korelaciju između dnevnih prosjeka indeksa površinske ozračenosti i brzine vjeta na cijelom razmatranom području, pri čemu je očita snažna anti-korelacija s Pearsonovim koeficijentom korelacije $\rho = -0,342$. Anti-korelacija se primjećuje i na mjesečnoj razini (Slika 4-10b), pri čemu je nešto veća u ljetnim mjesecima.



Slika 4-9 Korelacija između dnevnih prosjeka brzine vjeta i indeksa sunčeve ozračenosti tijekom jedne godine na području Velike Britanije i Irske [49]



Slika 4-10 Korelacija između (a) dnevnih prosjeka indeksa površinske ozračenosti (k_s) i brzine vjeta (v), uključujući i konture koje razgraničavaju područja s različitom gustoćom i (b) korelacija na mjesečnoj razini između dnevnih prosjeka brzine vjeta i sunčevog zračenja (zeleno) ili indeksa površinske ozračenosti (plavo) [49]

5 INTEGRACIJA VJETROELEKTRANE I SUNČANE ELEKTRANE

Integracija VE i SE predstavlja zanimljivu alternativu u odnosu na izgradnju individualnih tehnologija na različitim lokacijama, a motivacija za integraciju tehnologija proizlazi prvenstveno iz karakteristika međusobnog nadopunjavanja proizvodnje odnosno komplementarnosti. Integracija VE i SE najčešće podrazumijeva tzv. hibridizaciju postojeće VE, odnosno proširenje VE sa SE, redovito bez prethodnog pojačanja priključne snage. Drugim riječima, priključna snaga VE je fiksirana, a optimizira se dodatna instalirana snaga SE.

Korištenjem zajedničkog mjesta priključka na elektroenergetsku mrežu, što je nekada nužno zbog neopravdanih troškova povećanja priključne snage ili vremenskih ograničenja, optimizira se korištenje elektroenergetske infrastrukture [43], [56]–[58], smanjuju se troškovi razvoja projekta [43], [56] i održavanja [59], a bolje se iskorištava zemljište [43], [60], [61]. Komplementarnost tehnologija omogućava i značajnije povećanje instalirane snage VE + SE iza mjesta priključka.

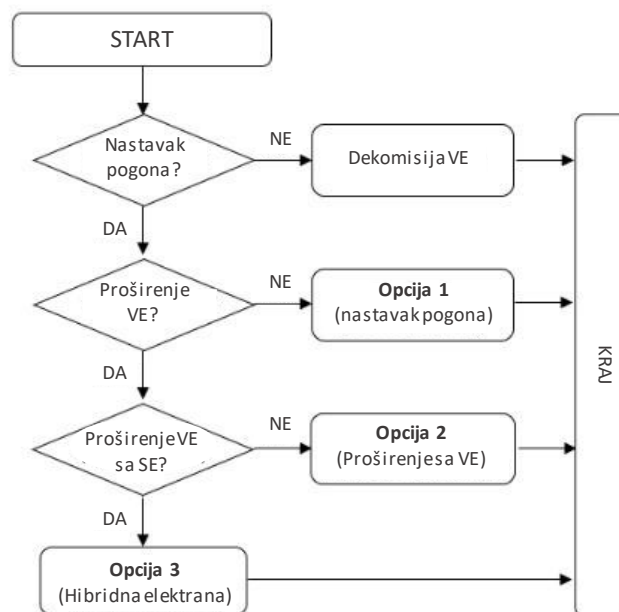
Na slici 5-1 prikazan je dijagram toka odluka pri kraju životnog vijeka VE prema [62]. Uz pretpostavku da nema mogućnosti povećanja priključne snage, investitor razmatra sljedeće mogućnosti:

- 1) Bez nastavka pogona VE – dekomisija VE.
- 2) Opcija 1: zamjena postojećih VA s novim, bez dodatnog proširenja instalirane snage.
- 3) Opcija 2: zamjena postojećih VA s novim, uz proširenje instalirane snage VE s dodatnim VA.
- 4) Opcija 3: zamjena starih vjetroturbina s novim, ali uz hibridizaciju VE sa SE, tj. dodavanjem instalirane snage SE.

Opcijama 2) i 3) se nastoji povećati snaga iza mjesta priključka s ciljem postizanja bolje ekonomike projekta (povećanje faktora angažiranja elektrane). Opcija 2) se već dulje koristi u praktičnim primjenama. Međutim, hibridizacijom VE sa SE moguće je osigurati veće povećanje instalirane snage iza mjesta priključka u odnosu na proširenje s dodatnom snagom VE (dodavanjem novih VA) zbog komplementarnosti tehnologija, a da se pritom gubici proizvodnje koji nastaju kada je moguća proizvodnja VE+SE veća od priključne snage ograniče na istu vrijednost.

Analizom u radu [62] je pokazano da se ekonomija projekta povećava kada se instalirana snaga VE proširi s dodatnom instaliranom snagom SE, u odnosu na ekvivalentno proširenje s VE. Potrebno je naglasiti da se odgovarajućim kriterijem mora razlikovati koliki je iznos dodatnog povećanja instalirane snage VE+SE opravdan, a da se pritom gubici proizvodnje zbog ograničene priključne snage ne povećaju značajno, čime bi se ugrozila ekonomska isplativost projekta.

Pokazano je i da korištenje sustava za pohranu energije za pohranu viškova energije i pražnjenje istih tijekom perioda manje proizvodnje nije isplativo, odnosno ne opravdava visoke investicijske troškove takvih sustava. Drugim riječima, kod analize sustava za pohranu energije potrebno je razmotriti i ostale usluge koje sustav za pohranu može ponuditi.



Slika 5-1 Dijagram toka odluka pri proširenju VE sa SE [62]

Važno je napomenuti da se pojam „hibridna elektrana“ ne mora odnositi na integriranu VE + SE, već je puno generalniji i može podrazumijevati integraciju bilo koja dva različita tipa tehnologije za proizvodnju električne energije, sa ili bez sustava za pohranu energije. U nastavku rada će se pri referiranju na hibridnu elektranu misliti na integriranu elektranu VE + SE, osim ako nije navedeno izričito drugačije. Radovi koji uz VE i SE obuhvaćaju i sustave za pohranu energije uključeni su u pregled literature ako se većim dijelom dotiču tematike koja se primarno odnosi na VE i SE, odnosno ako se izvedeni zaključci mogu primijeniti i na VE + SE. Također, kratki osvrt na pregledne radove koji uključuju VE + SE + sustav za pohranu energije je dan u poglavlju 5.3.3.

5.1. Pregled primjene hibridnih elektrana

Iako integracija VE i SE ima razne koristi za elektroenergetski sustav i poslovnu primjenu, trenutno je relativno malen broj velikih integriranih VE + SE ili općenito hibridnih elektrana različitih tehnologija u svijetu. Primarni razlog su regulatorni uvjeti, koji po pitanju primjene i općenito definicije hibridnih elektrana u brojnim državama nisu jasno definirani [63]. Navedeno može podrazumijevati ograničenje maksimalne instalirane snage pojedine tehnologije, onemogućavanje povećanja instalirane snage u odnosu na priključnu snagu, nefleksibilnost ograničenja priključne snage ili općenito nedostatak jasne i univerzalne definicije hibridne elektrane. Međutim, posljednjih nekoliko godina u brojnim državama dolazi do promjena u vidu jasnijeg definiranja regulative i odgovarajućih poticaja.

U već spomenutom Kraljevskom dekretu/zakonu 23/2020 [64] u Španjolskoj omogućeno je povećanje instalirane u odnosu na priključnu snagu, pod uvjetom da proizvedena snaga hibridne elektrane ne premaši priključnu snagu. Dekretom 76/2019 u Portugalu [65] također se podržava hibridizacija postojećih VE. Slične regulatorne uvjete pokušavaju uvesti Njemačka i Danska [66], ali i izvan EU poput Indije [67]. Relevantnost problematike integracije VE i SE, sa ili bez sustava za pohranu energije, pokazuje činjenica da i neki od najvećih proizvođača vjetroturbina pokazuju interes za razvojem hibridnih elektrana poput Vestasa [68], General Electrica [69] i Siemens Gamesa [70].

Prema podacima WindEurope, institucije koja promiče korištenje energije vjetra u Europi, prema stanju iz 2019. godine ukupno je 27 operativnih hibridnih elektrana, uključujući i one koje su dobile sve potrebne dozvole za rad [63]. Popis hibridnih elektrana su prošili Lindberg i dr. [39] u preglednom radu iz 2021. godine, a isti je prikazan na slici 4-1.



Slika 5-2 Lokacije hibridnih elektrana (operativnih i/ili sa svim ishođenim dozvolama za izgradnju) u svijetu prema podacima [63] iz 2019. godine, uz proširenje prema [39] za stanje iz 2021. godine

5.2. Proračun gubitaka proizvodnje i optimizacija instalirane snage VE i SE

Komplementarne karakteristike vjetra i sunčevog zračenja ili proizvedene snage VE i SE mogu se iskoristiti integracijom VE i SE na istoj ili bliskoj lokaciji, uz priključak preko jedinstvenog mjesta na elektroenergetsku mrežu. Pritom je jedan od ključnih koraka dimenzioniranje instalirane snage VE i/ili SE na način da se za odgovarajuću priključnu snagu gubici proizvodnje nastali zbog nejednakosti instalirane i priključne snage ograniče na prihvatljivu razinu. U daljnjem tekstu će se pri referiranju na gubitke proizvodnje podrazumijevati gubici energije/snage u integriranim VE + SE nastali zbog ograničene priključne snage.

U literaturi se primjećuje da je najveći udio radova na temu hibridnih VE+SE elektrana posvećen optimizaciji snage VE/SE u hibridnoj elektrani [39] primjenom optimizacijskih metoda, dok se manji dio radova fokusirao detaljnije na proračun gubitaka proizvodnje i ispitivanje raznih utjecajnih faktora poput promjene priključne snage i udjela VE/SE u hibridnoj elektrani.

S obzirom na prethodno, pregled literature podijeljen na sljedeći način:

- Radove koji obrađuju optimizaciju instalirane snage VE/SE u hibridnoj elektrani, primarno korištenjem matematičkih metoda optimizacije (matematičkog programiranja) u poglavlju 5.2.1.
- Radove koji obrađuju evaluaciju gubitaka proizvodnje i praktične aspekte komplementarnosti u poglavlju 5.2.2.

Neki radovi poput [71] su svrstani u obje kategorije budući da detaljnije obrađuju optimizaciju instalirane snage i proračun gubitaka proizvodnje.

5.2.1. Optimizacija instalirane snage VE/SE u hibridnoj elektrani

Optimizacija instalirane snage VE/SE u hibridnoj elektrani podrazumijeva pronalaženje omjera instalirane snage VE/SE s kojom se postiže optimalan rad elektrane, ovisno o odabranom cilju optimizacije. Optimalna instalirana snaga se može tražiti proračunom različitih varijanti instalirane snage u odgovarajućem rasponu ili primjenom matematičkog programiranja/optimizacije. Pregledom radova utvrđeno je da u literaturi dominantno prevladava posljednji pristup baziran na matematičkoj optimizaciji.

Matematička optimizacija snage VE/SE u hibridnoj elektrani započinje s postavljanjem optimizacijskog problema koji uključuje cilj optimizacije i odgovarajuća ograničenja. Cilj optimizacije je matematička funkcija koja se optimizira, a ograničenja (engl. constraints) podrazumijevaju fizikalna ograničenja korištene opreme, specifičnih uvjeta rada i slično. U literaturi se najčešće razmatra hibridizacija postojeće VE sa SE uz ograničenu priključnu snagu (ponekad i u vidu ograničenja zbog prijenosne moći kablenskog voda ili nazivne snage transformatora).

Postavljeni cilj optimizacijskih problema u kontekstu integriranih VE+SE značajno se razlikuju u literaturi, od čega neki od radova uključuju i više od sljedećih stavki:

- maksimizacija ekonomike projekta [62], [71]–[74],
- minimizacija ujednačenog troška energije (LCOE, engl. levelized cost of electricity) [74]–[78],
- maksimizacija iskorištenja zemljišta [61], [74], [77], [79],
- minimizacija gubitaka proizvodnje [71], [80] i
- minimizacija varijabilnost proizvodnje [80], [81].

Napominje se da je maksimizacija ekonomike projekta često izražena u vidu neto sadašnje vrijednosti projekta (NPV, engl. net present value) pa je maksimizacija NPV-a ekvivalentna minimizaciji LCOE-a:

$$LCOE = \frac{NPV}{E_{tot}} \quad (5.1)$$

gdje je:

E_{tot} ukupna energija isporučena u mrežu (proizvodnja VE+SE umanjena za gubitke).

U [71], provedena je tehno-ekonomska optimizacije proširenja priobalne VE sa priobalnom SE. Optimizira se instalirana snaga SE uz maksimizaciju neto sadašnje vrijednosti projekta, uvažavajući prijenosnu moć podmorskog kablenskog voda:

$$\max\{NPV\}, \text{ uvažavajući } \{\text{ograničenja kablenskog voda}\} \quad (5.2)$$

Neto sadašnja vrijednost projekta računa se kao:

$$NPV = F_0 + \sum_{t=1}^T \frac{F_t}{(1+r)^t} \quad (5.3)$$

gdje su:

F_0 inicijalna investicija (trošak investicije u SE kao negativna vrijednost),

F_t tijek novca u godini t ,

r diskontna stopa,

T životni vijek projekta.

Tijek novca u godini t računat je kao umnožak proizvedene energije SE i cijena električne energije, umanjeno za troškove održavanja. Tržišne cijene el. energije su razmatrane u tri varijante: (1) bez poticaja (engl. no subsidy); (2) s osnovnim poticajima prema planu *Stimulation of Sustainable Energy Production* (SDE+); (3) s dvostruko većim poticajima u odnosu na SDE+, tj. *doubled SDE+*. Cijene su podijeljene u periode „vršnog“ opterećenja 8:00 h – 20:00 h i izvan vršnog opterećenja.

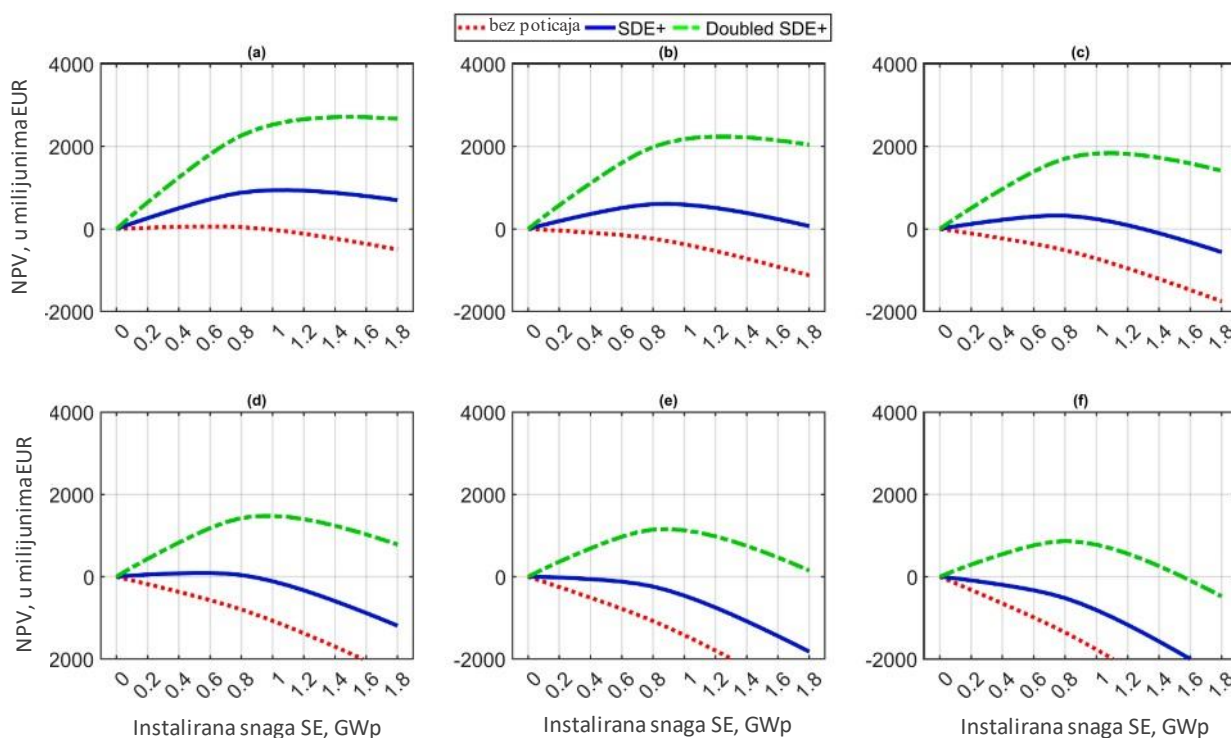
Tablica 5-1 Pretpostavljene cijene električne u tri varijante [71]

Scenarij	Poticaji (€/MWh)		Cijena (€/MWh)	
	Vršno opterećenje	Izvan vršnog opterećenja	Vršno opterećenje	Izvan vršnog opterećenja
bez poticaja	0	0	65	55
SDE+	75	85	140	140
doubled SDE+	200	210	265	265

Ovisno o ulaznim parametrima, rješenjem optimizacijskog problema dolazi se do instalirane snage SE s kojom će se maksimizirati NPV, na način da proizvedena energija VE+SE niti u jednom satu ne prelazi prijenosnu moć kabelskog voda.

Slika 5-3 prikazuje neto sadašnju vrijednost investicije u SE u ovisnosti o instaliranoj snazi SE, za tri varijante cijena i pri različitim investicijskim troškovima. Optimalna snaga SE u pojedinim varijantama se dobije u točki u kojoj je NPV ima maksimalnu vrijednost za pojedinu krivulju. Uočava se velika osjetljivost optimalne snage u ovisnosti o odabranim parametrima.

U varijanti bez poticaja, neovisno o investicijskom trošku neto sadašnja vrijednost projekta je negativna, što znači da projekt nije isplativ za odabranu diskontnu stopu (3%). Povećanjem iznosa poticaja i smanjenjem investicijskih troškova, optimalna snaga SE se povećava, čak i pod cijenu većih gubitaka proizvodnje zbog ograničene prijenosne moći kabela. Pad NPV-a pri većim instaliranim snagama SE je upravo posljedica gubitaka proizvodnje, odnosno nemogućnosti isporuke većih iznosa energije u mrežu zbog zagušenja.



Slika 5-3 Neto sadašnja vrijednost u ovisnosti o instaliranoj snazi SE pri različitim scenarijima troška investicije u SE: (a) 600 €/kWp, (b) 850 €/kWp, (c) 1100 €/kWp, (d) 1350 €/kWp, (e) 1600 €/kWp, (f) 1850 €/kWp [71]

Iako se predmetni rad odnosi na optimizaciju instalirane snage priobalne SE, kojom se proširuje priobalna VE, matematički model se neće promijeniti u varijanti kopnenih VE/SE. Generalizacija korištenog optimizacijskog modela moguća je uz zamjenu ograničenja prijenosne moći podmorskog kabelskog voda

s priključnom snagom. Ako se pretpostavi klasična topologija VE+SE sa sredjenaponskom internom kabelskom mrežnom i SN/VN transformatorom, potrebno je uvažiti i gubitke u energetskom transformatoru, budući da je obračunsko mjerno mjesto na kojem se ograničava priključna snaga locirano na visokonaponskoj strani transformatora.

Gubici u transformatoru se mogu uključiti u model sljedećom jednačbom:

$$\Delta P_t^{TR} = P_{Cu} \cdot \left(\frac{S_t^{HPP}}{S_n} \right)^2 + P_0 \quad (5.4)$$

pri čemu su:

P_{Cu} nazivni gubici u bakru,

S_t^{HPP} moguća prividna snaga proizvodnje VE+SE, prije gubitaka u transformatoru, u trenutku t ,

S_n nazivna snaga transformatora,

P_0 gubici praznog hoda transformatora.

Slična procedura za optimizaciju SE pri hibridizaciji postojeće VE provedena je u radu [72]. Autori su upotrijebili MERRA (Modern-Era Restrospective analysis for Research and Applications) i HelioClim-1 skup podataka za procjenu brzine vjetra i sunčevog zračenja na lokacijama, pomoću kojih je modelirana proizvodnja VE i SE. Međutim, umjesto postavljanja optimizacijskog problema, primijenjena je Monte Carlo simulacija (MCS). Za razliku od optimizacijskog problema čiji je rezultat jedan broj (npr. instalirana snaga SE kojom se optimizira NPV), MCS-om se dobiva distribucija rezultante varijable od interesa. U ovom slučaju, autori su razmatrali distribuciju NPV-a u ovisnosti o promjeni ulaznih parametara. Pritom se u proračunima ne uvažava priključna snaga integrirane VE+SE elektrane. Drugim riječima, ne razmatraju se gubici proizvodnje nastali zbog ograničenog mrežnog priključka.

Korištena procedura za proračun distribucije NPV-a primjenom MCS-a opisana je u nastavku:

- inicijalni proračun NPV-a,
- odabir ulaznih varijabli brzine vjetra i sunčevog zračenja iz odgovarajuće distribucije,
- ponavljanje prethodnog postupka kroz 10.000 iteracija,
- određivanje distribucije izlazne varijable: NPV-a,
- određivanje vjerojatnosti pozitivnog NPV-a.

U prvom koraku, NPV se određuje na temelju odabranih ulaznih parametara (cijene opreme, troškova održavanja, otkupne cijene el. energije, itd.) i inicijalnih parametara brzine vjetra i sunčevog zračenja. Promjena NPV-a s obzirom na varijaciju brzine vjetra i sunčevog zračenja je napravljena na način da su parametri brzine vjetra i sunčevog zračenja uzorkovani iz troparametarske Weibull-ove distribucije gustoće razdiobe, definirane sljedećom jednačbom:

$$W(V_w, z, c, L) = \frac{z}{c} \cdot \left(\frac{v-L}{c} \right)^{z-1} \cdot e^{-\left(\frac{v-L}{c} \right)^z} \quad (5.5)$$

gdje su:

z, c, L parametri Weibull-ove distribucije.

Iako se gornja jednačba odnosi na distribuciju brzine vjetra, ista je korištena za sunčevo zračenje, uvrštenjem sunčevog zračenja u jednačbu umjesto brzine vjetra.

Da bi se brzine vjetra i sunčevo zračenje mogli uzrokovati iz distribucije, Weibull-ova funkcija definirana jednačbom (5.5) je preklapljen (engl. fitted) za svaki mjesec, čime su dobiveni parametri Weibull-ove

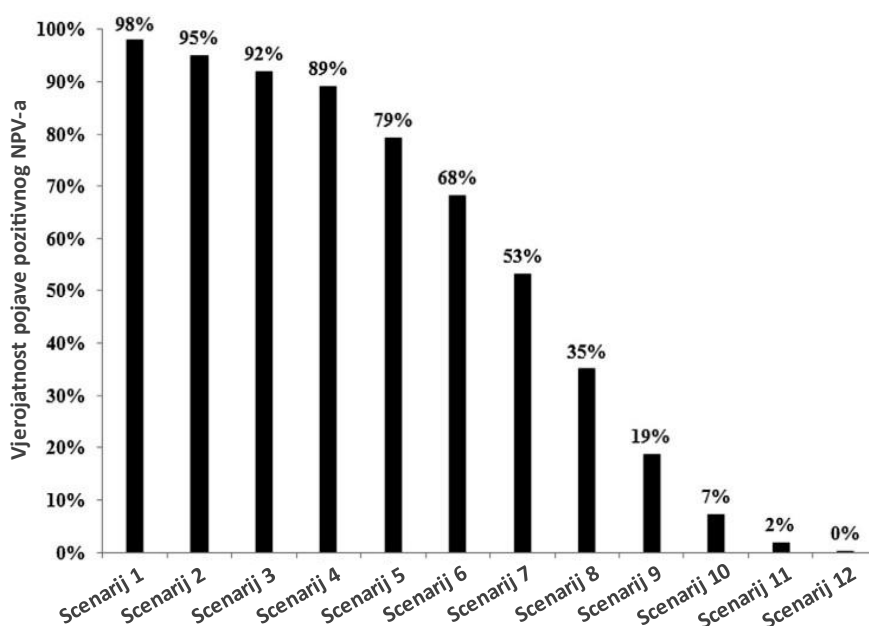
distribucije gustoće razdiobe (z , c , L). Definiranjem Weibull-ove distribucije brzine vjetra i sunčevog zračenja, pripremljen je korak za provedbu MCS-a. U svakoj iteraciji, brzina vjetra i sunčevog zračenja uzorkuju se iz pripadajućih distribucija za svaki sat u mjesecu i računa se NPV. Ponavljanjem simulacije 10.000 puta, dobiva se fino diskretizirana distribucija NPV-a.

Autori su ponovili prethodni iterativni postupak u 12 scenarija koji uključuje različiti udio instalirane snage VE i SE, kako je prikazano u tablici 5-2, a rezultati analize su prikazani na slici 5-4.

Rezultati MCS-a pokazuju da će povećanjem udjela instalirane snage SE u integriranoj VE+SE elektrani rezultirati smanjenjem NPV-a, odnosno većom vjerojatnošću pojave negativnog NPV-a. Autori argumentiraju da je primarni razlog smanjenja NPV-a veći ujednačeni trošak proizvodnje iz SE u odnosu na VE.

Tablica 5-2 Simulirani scenariji udjela instalirane snage VE i SE u hibridnoj elektrani [72]

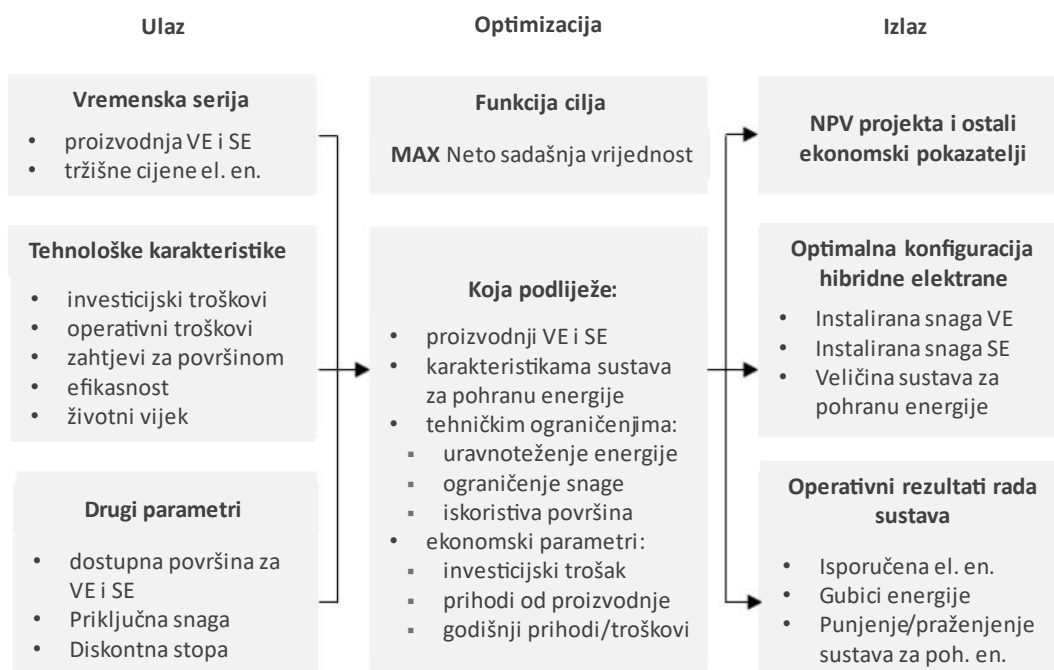
Scenarij	Instalirana snaga VE MW	Instalirana snaga SE MWp	Udio snage VE u hibridnoj elektrani %	Udio snage SE u hibridnoj elektrani %
1	26,40	0,00	100,0%	0,0%
2	23,76	2,64	90,0%	10,0%
3	22,44	3,96	85,0%	15,0%
4	21,60	4,80	81,8%	18,2%
5	19,80	6,60	75,0%	25,0%
6	18,48	7,92	70,0%	30,0%
7	17,16	9,24	65,0%	35,0%
8	15,84	10,56	60,0%	40,0%
9	14,52	11,88	55,0%	45,0%
10	13,20	13,20	50,0%	50,0%
11	11,88	14,52	45,0%	55,0%
12	10,56	15,84	40,0%	60,0%



Slika 5-4 Rezultati MCS analize s pripadajućim vjerojatnostima pozitivnog NPV-a po scenarijima [72]

U radu [62], autori su predložili metodologiju optimizacije proširenja postojeće VE s dodatnom instaliranom snagom VE, SE i sustavom za pohranu energije. Cilj optimizacije je pronaći optimalnu dodatnu instaliranu snagu VE, SE i/ili sustava za pohranu energije na način da se maksimizira neto sadašnja

vrijednost projekta, uvažavajući pritom tehnička ograničenja ugrađene opreme i površinu elektrane. Sažeti prikaz razvijenog algoritma s glavnim ulaznim i izlaznim parametrima optimizacije prikazan je na slici 5-5. Rezultati optimizacije su pokazali da iako hibridizacija VE zahtjeva veće investicijske troškove, ekonomski je isplativija s povratom investicije povećanim za 21% u odnosi na proširenje sa proširenjem sa dodatnim kapacitetom VE.



Slika 5-5 Shematski prikaz ekonomske optimizacije proširenja postojeće VE sa SE i sustavom za pohranu energije [62]

U [77], autori su predložili metodologiju optimizacije instalirane snage kod priobalnih integriranih elektrana VE+SE. Optimizacija instalirane snage vrši se u dvije razine. U prvoj razini, optimizira se raspored vjetroturbina s obzirom na tzv. *wake effect* i gubitke zasjenjenja sa vjetroagregata na FN module. Raspored vjetroturbina postavlja osnovu za pozicioniranje FN modula jer se pretpostavlja da se temelji vjetroagregata mogu iskoristiti za fiksiranje plutajućih FN modula. Optimizacija se vrši primjenom tzv. metode „optimizacije roja čestica“ (PSO, engl. Particle Swarm Optimization). U drugom stupnju, vrši se ekonomska optimizacija hibridne elektrane VE+SE, u dva scenarija: (1) optimizacija udjela instalirane snage VE i SE u hibridnoj elektrani, pri čemu je instalirana snaga hibridne elektrane unaprijed određena; (2) optimizacija udjela SE u hibridnoj elektrani na način da se iskoristi postojeća infrastruktura VE. Oba scenarija u drugom stupnju se razmatraju iz perspektive minimizacije LCOE-a. Rezultati pokazuju da scenarij (2) daje bolje rezultate u odnosu na scenariji (1) na razmatranoj lokaciji.

Sličan pristup kao i u [77] korišten je i u [79], s ciljem optimizacije pozicija FN modula u blizini vjetroturbina i poboljšanja ekonomije projekta pri proširenju VE sa SE. U prvom koraku vrši se optimizacija pozicioniranja vjetroturbina s obzirom na *wake effect* primjenom genetskog algoritma (GA, engl. genetic algorithm), nakon čega se u drugom koraku optimiziraju pozicije FN modula za zadanu konfiguraciju VA s ciljem minimizacije gubitaka uslijed zasjenjenja FN modula.

Neki od autora koriste optimizacijske strukture s više funkcija cilja (višekriterijska optimizacija), argumentirajući da klasični optimizacijski problemi s jednom funkcijom cilja postaju sve manje realistični s obzirom da je tijekom planiranja izgradnje hibridne elektrane potrebno uvažiti različite procese. Međutim, kod optimizacije s više funkcije cilja složenost problema se značajno povećava budući da su varijable optimizacije u konfliktu, nastojeći se prilagoditi za obje funkcije cilja [75]. Zato se kod višekriterijske optimizacije nastoji pronaći kompromis između rješenja, odnosno tzv. *Pareto* optimalnih

rješenja. U nastavku rada se neće detaljnije ulaziti u matematičke formulacije predmetnih višekriterijskih optimizacijskih rješenja, ali će se ukratko navesti relevantni radovi koji su iste primjenjivali.

Aquila i dr. [75] su upotrijebili višekriterijski optimizacijski problem za istovremenu minimizaciju LCOE-a i redukciju emisija CO₂ po jedinici korištene površine integrirane VE+SE. Isti autori su doradili prethodnu metodu zbog računске složenosti u [74]. U [76], autori su optimizirali instaliranu snagu VE+SE, koristeći višekriterijski optimizacijski problem koji uključuje minimizaciju troškova proizvodnje, te maksimizaciju sigurnosti opskrbe i preklapanja proizvodnje i potrošnje. Autori u [80] razmatraju proširenje postojeće VE sa SE s ciljem minimizacije varijabilnost proizvodnje VE+SE, maksimizacije iskorištenja elektroenergetske infrastrukture i minimizacije gubitaka proizvodnje.

Iz danog pregleda optimizacijskih metoda instalirane snage VE i SE uočava se različitost korištenih pristupa i cilja optimizacije. Primjećuje se da mnogi spomenuti radovi koji razmatraju optimizaciju instalirane snage VE/SE u hibridnoj elektrani s ekonomskog aspekta nemaju referentnu alternativu u odnosu na koju se uspoređuju [62]. Tako dobivene rezultate teško je interpretirati i usporediti. Također, neki radovi uopće ne razmatraju gubitke proizvodnje nastale zbog ograničene priključne snage, a komplementarnosti između resursa se pridaje malo važnosti. Na primjer, u [72] autori koriste parametre Weibull-ove distribucije dobivene preklapanjem sa stvarnim rezultatima na mjesečnoj razini, iz koje se naknadno uzimaju uzroci brzine vjetra i sunčevog zračenja. Primjenom mjesečne Weibullove distribucije mogu se zadržati sezonski profili vjetra i sunčevog zračenja, ali ne i dnevni. Time se praktički zanemaruje komplementarnost između proizvodnje VE i SE u kraćim vremenskim intervalima koja ima izuzetnu važnost prilikom evaluacije gubitaka proizvodnje u integriranim VE+SE. Nadalje, rezultati optimizacije su u međusobnom nesuglasju. Dok autori u [72] zaključuju da je poželjno minimizirati udio SE u VE, u [62] i drugim radovima prikazanim u nastavku autori zaključuju da hibridizacija rezultira boljom ekonomijom u odnosu na samostalnu VE. Navedeno ukazuje na činjenicu da optimizacijski problemi sami po sebi nisu dovoljni za analizu hibridnih VE+SE elektrana, budući da je osjetljivost „optimalne“ snage ili udjela VE/SE izrazito visoka s obzirom na odabrane ulazne parametre. Dakle, za praktične izračune nužno je provesti analizu osjetljivosti ekonomije projekta s obzirom na kritične ulazne parametre kao što su investicijski troškovi, cijena električne energije i varijabilnost resursa na lokaciji, poželjno tijekom višegodišnjeg razmatranja. Drugi razlog zbog kojih može doći do nesuglasna su različiti klimatski uvjeti na razmatranim lokacijama. Također je potrebno naglasiti da su u svim razmatranim radovima korišteni modeli proizvodnje VE i SE proračunati na osnovi meteoroloških podataka u satnoj rezoluciji. Utjecaj viših vremenskih rezolucija na rezultate optimizacije nije ispitan.

5.2.2. Proračun gubitaka proizvodnje kod integriranih VE i SE

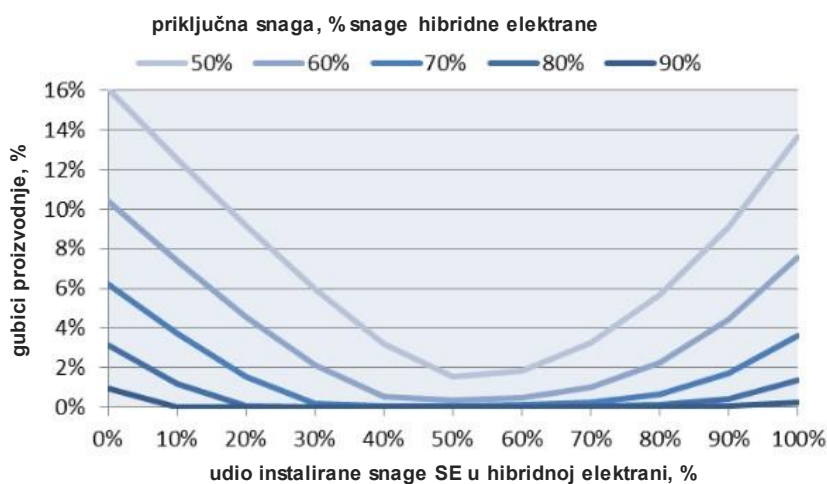
Pregledom literature je utvrđeno da je broj radova koji razmatraju gubitke proizvodnje u hibridnim elektranama i evaluiraju praktične aspekte komplementarnosti proizvodnje VE i SE vrlo ograničen. Isto je zaključeno u nedavno objavljenim preglednim radovima [38], [39].

U nastavku je proveden pregled radova koji su razmatrali gubitke proizvodnje pri različitim omjerima instalirane snage VE/SE i priključne/instalirane snage u integriranim VE + SE sa zajedničkim mjestom priključenja na mrežu. Predmetni radovi se mogu podijeliti na one koje analiziraju individualnu lokaciju [43], [71], [82], [83], više lokacija unutar jedne države/regije [84], [85] ili usporedbu između više država [86]. Isti su analizirani redoslijedom kojim su i citirani. Na kraju pregleda dan je i kritički osvrt na radove i neistražena područja.

Ludwig i dr. [43] proveli su proračun gubitaka (engl. curtailment losses) za modeliranu hibridnu elektranu VE + SE u istočnom dijelu Njemačke, korištenjem programskih paketa PVSyst za generiranje proizvodnje SE i simulacijskog okruženja Integrated Simulation Environment Language (INSEL) za generiranje

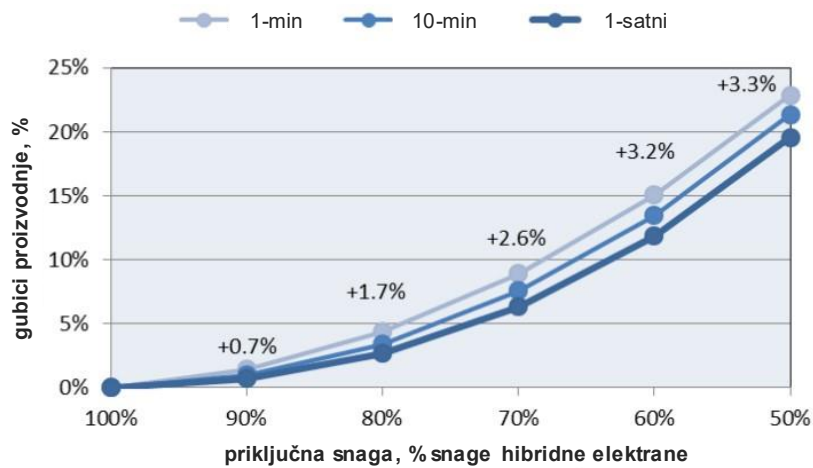
objedinjene proizvodnje VE + SE. Podaci sunčevog zračenja u satnoj rezoluciji preuzeti su od Reiner Lemoine instituta, baziranim na NASA satelitskim podacima i procesiranim od Njemačkog svemirskog centra, a vjetera u 15-minutnoj rezoluciji korištenjem Anemos Wind Atlas-a za istu lokaciju. Prije proračuna gubitaka, vremenske rezolucije su usklađene na način da su 15-minutni podaci vjetera usrednjeni na satnu rezoluciju. Proračun gubitaka proizvodnje u integriranoj elektrani VE + SE proveden je variranjem udjela snage SE u hibridnoj elektrani i kapaciteta mrežnog priključka u postocima nazivne snage hibridne elektrane (engl. grid cut-off power), a rezultati su prikazani na slici 5-6.

Gubici proizvodnje značajno su manji u slučaju udjela snage 40-60% SE u hibridnoj elektrani u odnosu na 0% (samo VE) ili 100% (samo SE). Dakle, kod hibridne elektrane s približno jednakim udjelom VE i SE moguće je instalirati značajno veću snagu iza mrežnog priključka u odnosu na samostalnu VE ili SE, a da se pritom gubici ograničavaju na isti iznos. Na primjer, kod vjetroelektrane instalirane snage 100 MW i mrežnim priključkom 50 MW, 16% proizvedene energije VE će se izgubiti zbog gubitaka uslijed ograničenja snage. Nasuprot tome, kod hibridne elektrane VE + SE sa 50 MW/50 MWp (jednaki udio VE i SE) i nepromijenjene priključne snage, gubici proizvodnje će biti <2%. Ako je snaga mrežnog priključka 70% elektrane, hibridna elektrana sa 50% SE i 50% VE će imati gubitke od samo 0,07% ukupne proizvedene energije, dok će samostalne VE i SE sa istom instaliranom snagom imati gubitke od 6,2% i 3,6%, respektivno.



Slika 5-6 Gubici proizvodnje u integriranoj VE i SE sa zajedničkim mjestom priključenja na mrežu, kod različitog udjela SE u hibridnoj elektrani te omjera snage mrežnog priključka i instalirane snage hibridne elektrane [43]

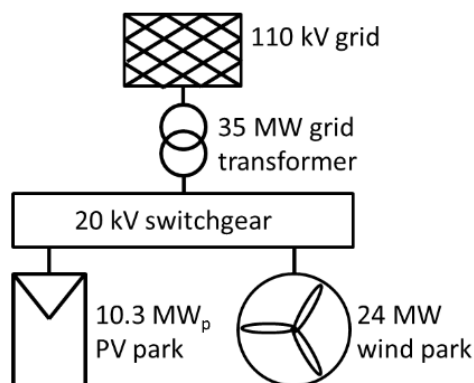
Autori ističu da je važno evaluirati utjecaj vremenske rezolucije na dodatne gubitke proizvodnje. Kod primjene niže vremenske rezolucije, informacija o fluktuacijama snage unutar intervala usrednjenja biti će izgubljena, a stvarni gubici se podcjenjuju. Da bi procijenili dodatne gubitke proizvodnje pri višim vremenskim rezolucijama, autori su preuzeli 1-minutne podatke sunčevog zračenja u Potsdamu iz 2011 od Njemačkog meteorološkog servisa. Pritom je 1-minutna rezolucija usrednjena na 10-minutne i satne prosjeke za dobivanje usporednih rezultata pri različitim vremenskim rezolucijama. Primjenom podataka u višim vremenskim rezolucijama, dodatni gubici su proračunati za samostalnu SE i prikazani na slici 5-7. Uočava se da su dodatni gubici proizvodnje u 1-minutnoj rezoluciji pri 90% snage mrežnog priključka 0,7%, dok se isti povećavaju na 3,3% kod 50% snage mrežnog priključka.



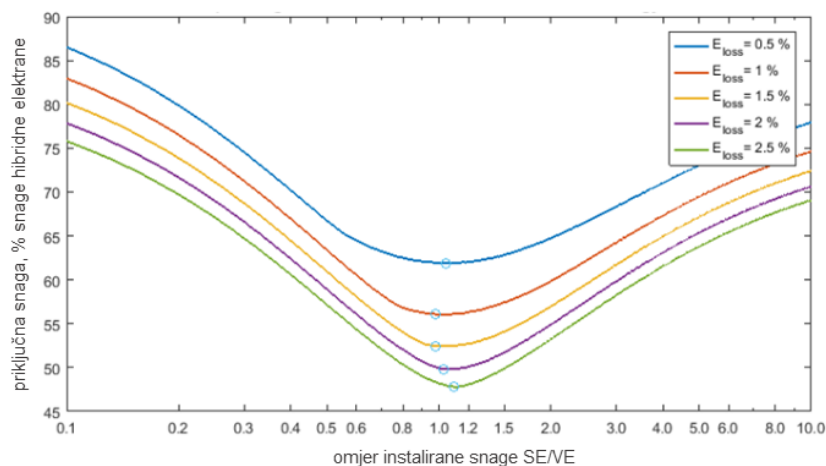
Slika 5-7 Gubici proizvodnje pri višim vremenskim rezolucijama za SE uz varijaciju snage mrežnog priključka [43]

Grab i dr. [82] proračunali su gubitke proizvodnje hibridne elektrane u istočnom dijelu Njemačke. Hibridna elektrana se sastoji od VE instalirane snage 24 MW i SE instalirane snage 10,3 MW_p, a energija se evakuira u prijenosnu mrežu 110 kV preko transformatora nazivne snage 35 MVA (Slika 5-8). Mjerenja radne snage provedena su na 20 kV vodnim poljima u 5-sekundnoj rezoluciji tijekom perioda od jedne godine. Autori su 5-sekundna mjerenja usrednjili na 1-minutne prosjeke, budući da usporednom analizom nisu uočili statistički značajne razlike između dviju vremenskih rezolucijama.

Karakteristike gubitaka proizvodnje (E_{loss}) za različite omjere priključne/instalirane snage i udjela instalirane snage SE u hibridnoj elektrani prikazane su na slici 5-9. Promjena instalirane snage VE i SE dobivena je skaliranjem na željenu vrijednost. Iz rezultata se uočava da će se za danu priključnu snagu minimum gubitaka javljati pri približno jednakom omjeru VE i SE u hibridnoj elektrani (50% VE i 50% SE). U radu se također razmatra potencijalna redukcija nazivne snage energetskog transformatora s ciljem optimizacije ekonomike.



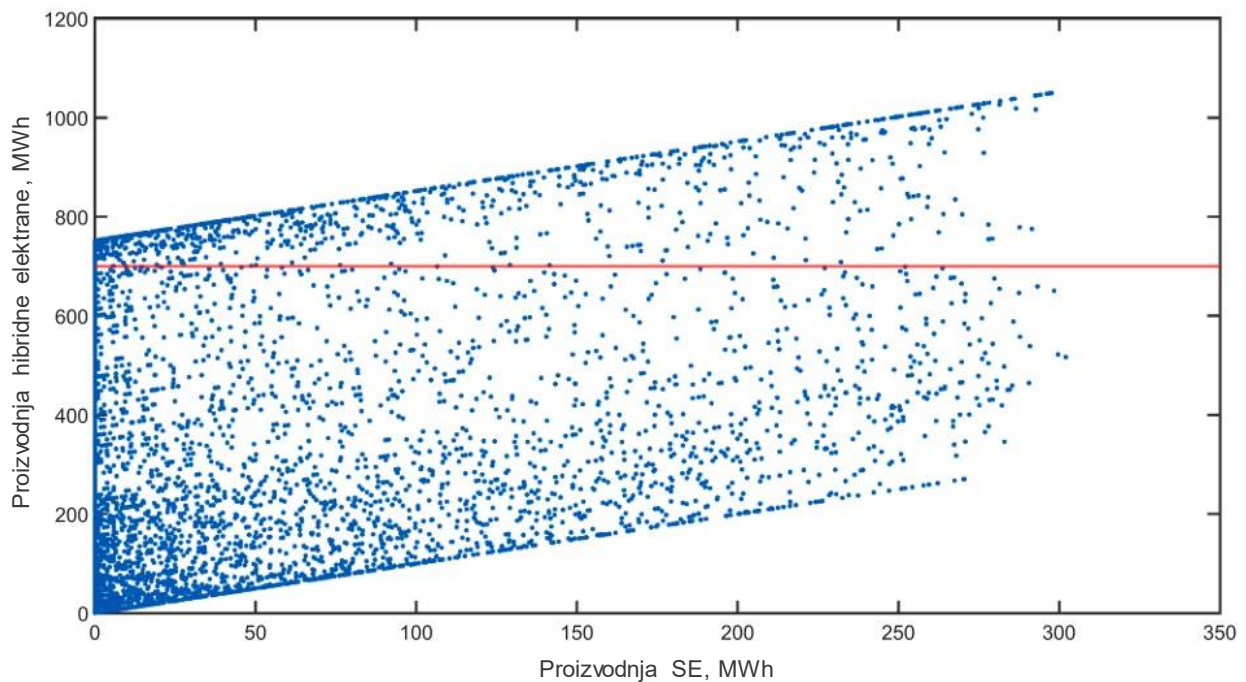
Slika 5-8 Blok shema razmatrane hibridne elektrane VE+SE u istočnoj Njemačkoj sa zajedničkim mjestom priključenja na mrežu [82]



Slika 5-9 Karakteristike gubitaka proizvedene električne energije (0,5% do 2,0% s korakom 0,5%) pri različitim omjerima priključne/instalirane snage (y-os) i udjelima instalirane snage SE u hibridnoj elektrani (x-os) [82]

Tehno-ekonomska analiza hibridizacije planirane priobalne vjetroelektrane u Sjevernom moru, nazivne snage 752 MW, s priobalnom SE u uvjetima ograničenog kapaciteta visokonaponskog podmorskog kabla provedena je u [71]. Podaci brzine vjetra preuzeti su od KNMI North Sea Wind Atlas-a za period 2005-2017 u 18 točaka na lokaciji planirane VE (na visini gondole VA), a zatim su iste usrednjene, kako bi se dobila prosječna satna brzina vjetra na lokaciji VE. Karakteristika planiranog VA Siemens Gamesa 8 MW korištena je za pretvorbu brzine vjetra u proizvodnju VA, skaliranu na planiranu snagu VE.

Podaci sunčevog zračenja u satnoj rezoluciji preuzeti su preko Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS) baze podataka, na lokaciji VE i za isti vremenski period. Modelirana proizvodnja hibridne elektrane (VE+SE) instalirane snage 752 MW VE i 300 MWp SE u ovisnosti o proizvodnji SE prikazana je na slici 5-10 primjenom raspršenog dijagrama. Crvenom linijom na dijagramu označena je maksimalna prijenosna moć podmorskog kabla od 700 MW. Gubici proizvodnje javljaju se kada je ukupna proizvodnja hibridne elektrane veća od prijenosne moći kablenskog voda, što uključuje sve točke iznad crvene linije. Ovakvim prikazom dobiva se informacija kada se gubici proizvodnje javljaju u ovisnosti o proizvodnji SE. Interesantno je uočiti da se veća gustoća točaka, koja upućuje na učestalost gubitaka, javlja kada je proizvodnja SE <50 MW. Navedeno se može objasniti komplementarnosti proizvodnje VE i SE: veća proizvodnja SE praćena je manjom proizvodnjom VE zbog anti-koreliranosti proizvodnje tehnologija i obratno u periodima manje proizvodnje SE (tipično u ranim jutarnjim ili predvečernjim satima) ili bez proizvodnje SE (tijekom noći) proizvodnja VE je generalno veća.



Slika 5-10 Ukupna moguća proizvodnja hibridne elektrane VE+SE za varijantu VE 752 MW i SE 300 MWp u ovisnosti o proizvodnji SE, prikazano na raspršenom grafikonu (svaka točka označava jedan satni interval u godini). Crvenom linijom prikazana je prijenosna moć podmorskog kablenskog voda od 700 MW. [71]

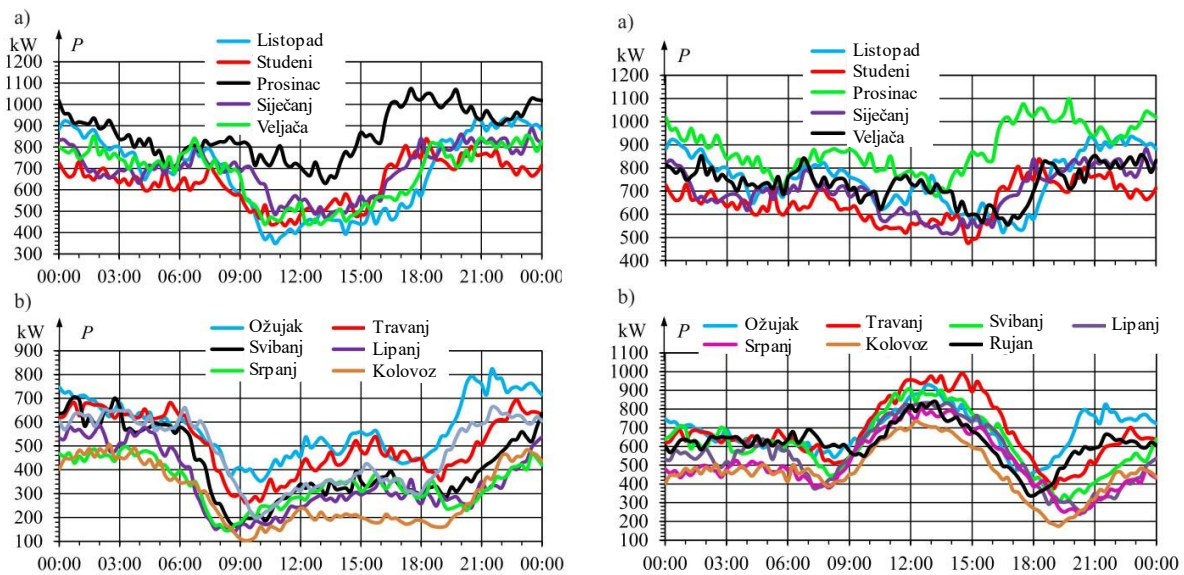
Rezultati proračuna gubitaka proizvedene energije SE prikazani su u tablici 5-3. U ovom slučaju, gubici proizvodnje su prikazani na način da su gubici prouzročeni radom VE odbijeni prije dodavanja SE. Drugim riječima, gubici proizvodnje uračunati su samo kao posljedica dodavanja SE. Prekoračenje prijenosne moći kablenskog voda prije izgradnje SE očekuje se u trajanju od 533 h, dok će nakon izgradnje SE instalirane snage 1000 MWp isto iznositi 1956 h (22,3% godine), što odgovara gubicima proizvodnje SE od 8,13%. Usporedbom postotnih gubitaka proizvodnje i vremena prekoračenja, zaključuje se da će se gubici javljati primarno tijekom manje proizvodnje SE, dakle isto se pridodaje povoljnim svojstvima nadopunjavanja proizvodnje VE i SE.

Tablica 5-3 Rezultati proračuna gubitaka proizvodnje za različite udjele SE (0-1000 MWp s korakom od 100 MWp) u hibridnoj priobalnoj elektrani [71]

Instalirana snaga SE MWp	Broj sati s proizvodnjom >700 MWh	Proizvedena el. en. GWh	Gubici proizvodnje SE GWh	Postotni gubici proizvodnje SE %
0	533	3063	0,0	0,00
100	1036	3186	18,0	0,56%
200	1074	3309	37,9	1,14%
300	1109	3433	58,9	1,72%
400	1165	3556	82,0	2,31%
500	1222	3679	107,3	2,92%
600	1303	3803	136,6	3,59%
700	1432	3927	172,5	4,39%
800	1615	4050	219,0	5,41%
900	1800	4174	279,1	6,68%
1000	1956	4297	349,3	8,13%

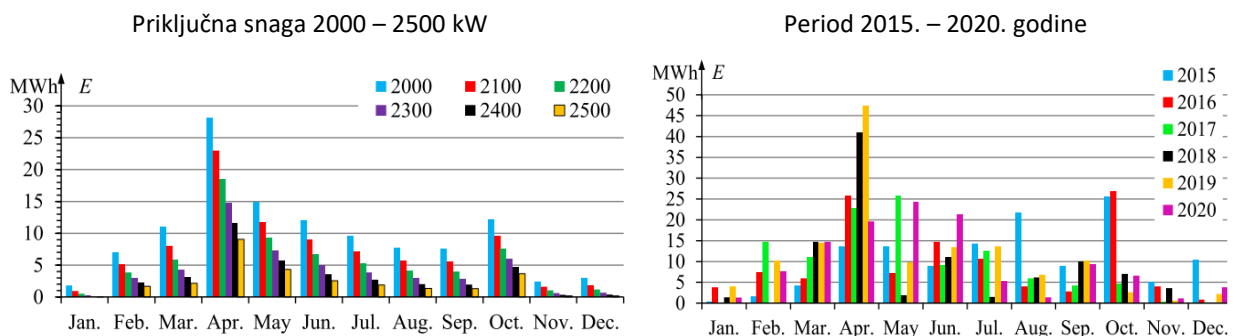
Lange i dr. [83] su proveli analizu na 6-godišnjim operativnim podacima VE 2 MW i SE 1 MWp u regijama Warmia (lokacija VE) i Mazuri (SE) u sjeveroistočnom dijelu Poljske, međusobno udaljenim nekoliko kilometara. Proizvodnja VE i SE je mjerena u 1-minutnoj rezoluciji na mjestu priključenja na mrežu. Proračuni su provedeni u osnovnoj varijanti VE instalirane snage 2 MW i SE instalirane snage 1 MW i u varijanti kada je SE instalirane snage 2 MW (dobiveno skaliranjem proizvodnje) radi jednostavnije usporedbe rezultata.

Proizvodnja VE i VE + SE u osnovnoj varijanti prikazane su na slici 5-11 kao medijan 6-godišnje proizvodnje po satima, raščlanjeno na mjesece. Uočava se da u periodu listopada do veljače proizvodnja SE popunjava „rupu“ u periodu između 9 h – 15 h, a kod perioda između ožujka i kolovoza znatnije je izražen „brijeg“ u istom periodu. Najveća objedinjena proizvodnja javlja se u travnju, kada se obično uočava vršna snaga proizvodnje SE zbog snažne insolacije i nižih temperatura u odnosu na ljeto, a vjetroptencijal je i dalje prisutan.

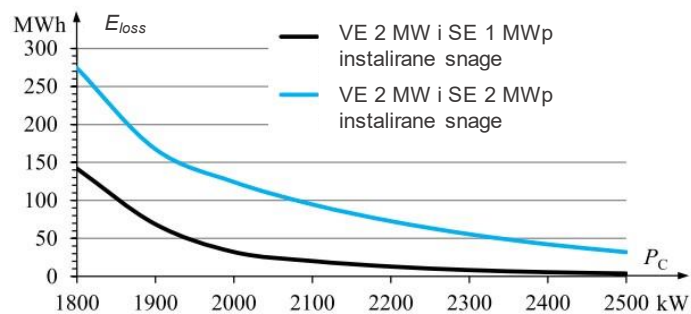


Slika 5-11 Medijan proizvodnje VE (lijevo) i objedinjene proizvodnje VE+SE (desno), raščlanjeno po mjesecima a) Listopad – Veljača i b) Ožujak – Kolovoz, za varijantu VE instalirane snage 2 MW i SE instalirane snage 1 MWp [83]

Upravo se u travnju i javljaju najveći gubici proizvodnje zabilježeni na slici 5-12. Najmanji gubici uočeni su u zimskim mjesecima zbog niskog sunčevog zračenja. Usporedba gubitaka u dvije varijante instalirane snage VE/SE, tj. 2 MW/1 MWp i 2 MW/2 MWp prikazana je na slici 5-13. Primjećuje se da se postotna razlika u gubicima u dvije razmatrane varijante smanjuje sa smanjenjem priključne snage.

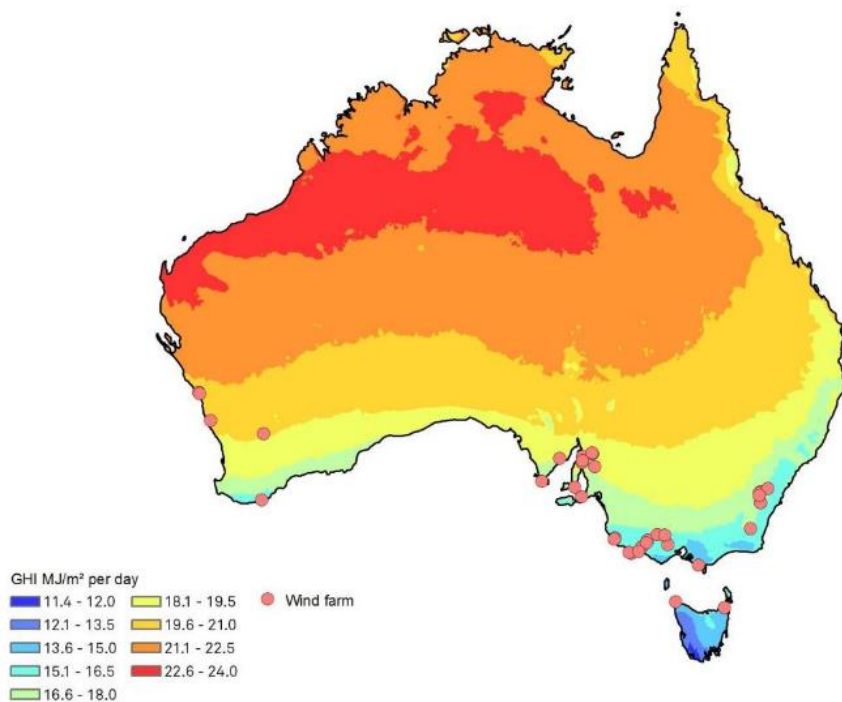


Slika 5-12 Gubici proizvedene energije za različite priključne snage (lijevo) i za priključnu snagu 2000 kW u periodu od 2015. – 2020. godine (desno) – prikazano za varijantu 2 MW/2 MWp [83]



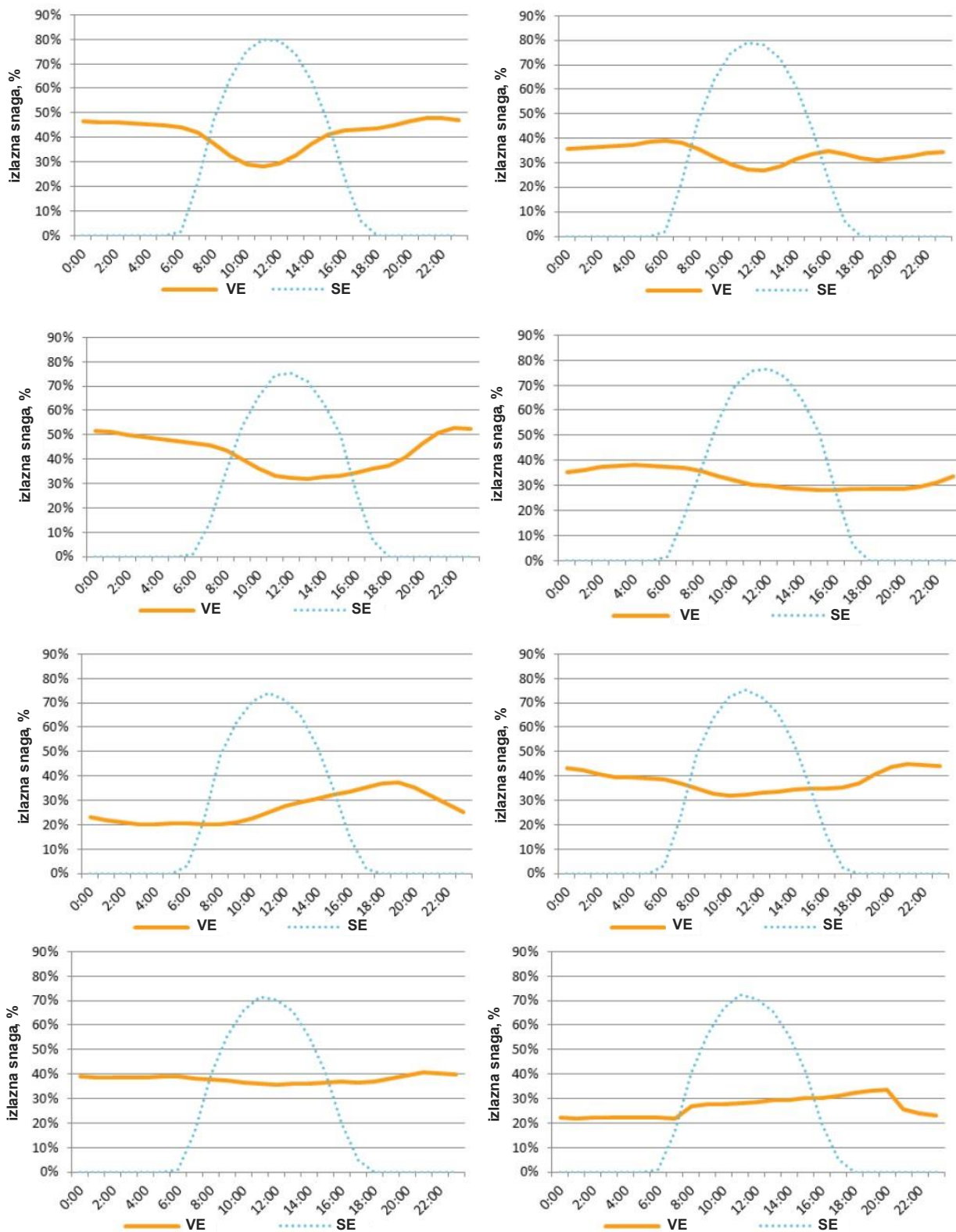
Slika 5-13 Usporedba gubitaka proizvedene električne energije VE+SE pri različitim priključnim snagama u dvije varijante – 2 MW VE i 1 MWp SE (crna boja) te 2 MW VE i 2 MW SE (plava boja) [83]

U studiji [84] provedene su detaljne analize mogućnosti izgradnje SE na postojećim lokacijama VE u Australiji (Slika 5-14), s ciljem ispitivanja potencijala za kolokaciju VE i SE te prednosti i izazova koji prate stohastičke izvore energije. Modelirana proizvodnja hipotetskih SE na lokaciji VE dobivena je korištenjem trogodišnjih satelitskih podataka sunčevog zračenja i temperature u satnoj rezoluciji. Vremenska rezolucija za VE nije navedena, ali se pretpostavlja da su operativni podaci proizvodnje VE preuzeti za isto razdoblje i usrednjeni na satne prosjeke s ciljem dobivanja ujednačene vremenske rezolucije.



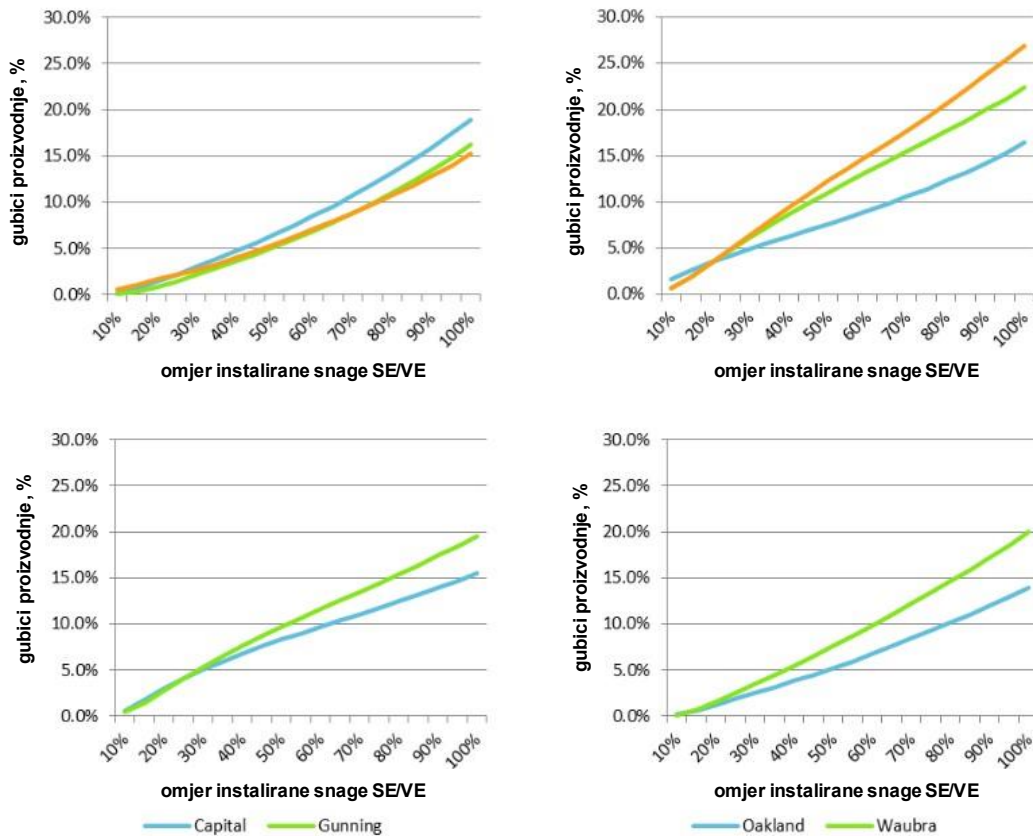
Slika 5-14 Potencijal globalnog horizontalnog zračenja u Australiji s naznačenim lokacijama razmatranih VE [84].

Prosječni dnevni profili proizvodnje za različite regije u kojima su smještene VE prikazani su na slici 5-15. Uočava se da se prosječni profili proizvodnje vjetroelektrana znatno razlikuju, dok su profili proizvodnje SE znatno sličniji, uz odgovarajuću amplitudnu korekciju kao posljedicu različitog sunčevog potencijala. Navedeno ukazuje na činjenicu da je vjetar ima znatno „lokalnije“ karakteristike. U većini slučajeva proizvodnja VE tijekom proizvodnje SE je umanjena, ali isto nije uvijek slučaj. Svakako, može se očekivati da će gubici proizvodnje biti proporcionalni iznosu proizvedene energije VE u periodu tijekom sunčanih sati.



Slika 5-15 Prosječni dnevni profili proizvodnje VE (narančasto) i SE (plavo) po regijama: Zapadna Australija (prvi red), Južna Australija (drugi red), Novi Južni Wales (treći red) i Viktorija (četvrti red) [84]

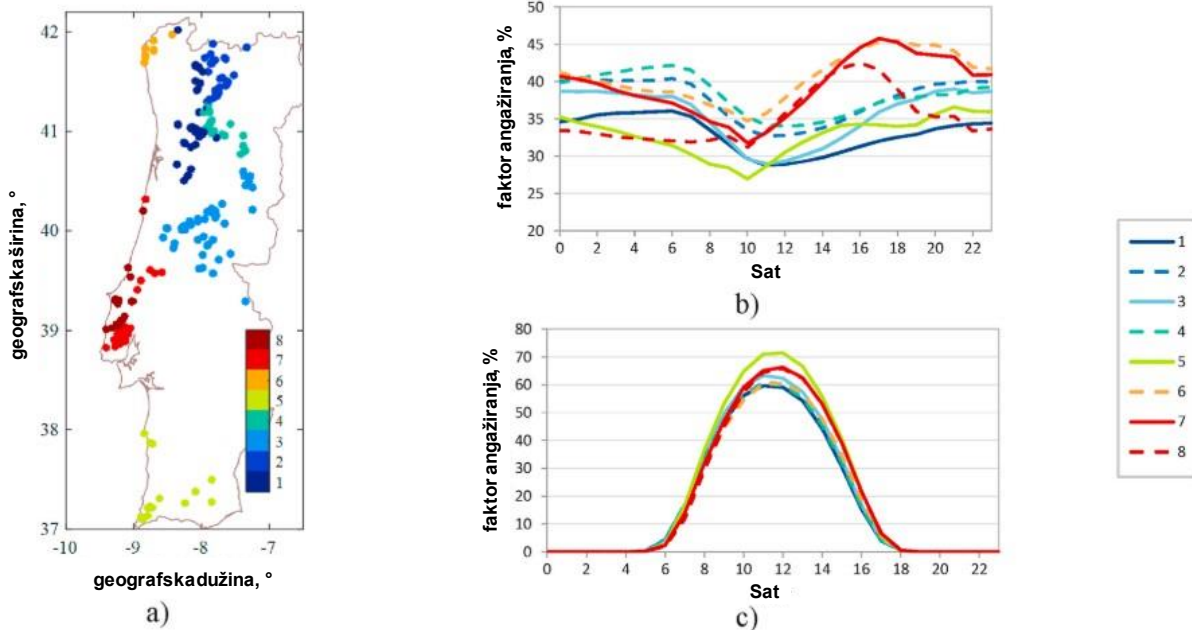
Rezultati analize studije su pokazali da je na razmatranih deset lokacija postojećih VE moguće integrirati SE instalirane snage 25% do 50% kapaciteta VE uz ograničenje gubitaka proizvodnje SE do maksimalno 5%.



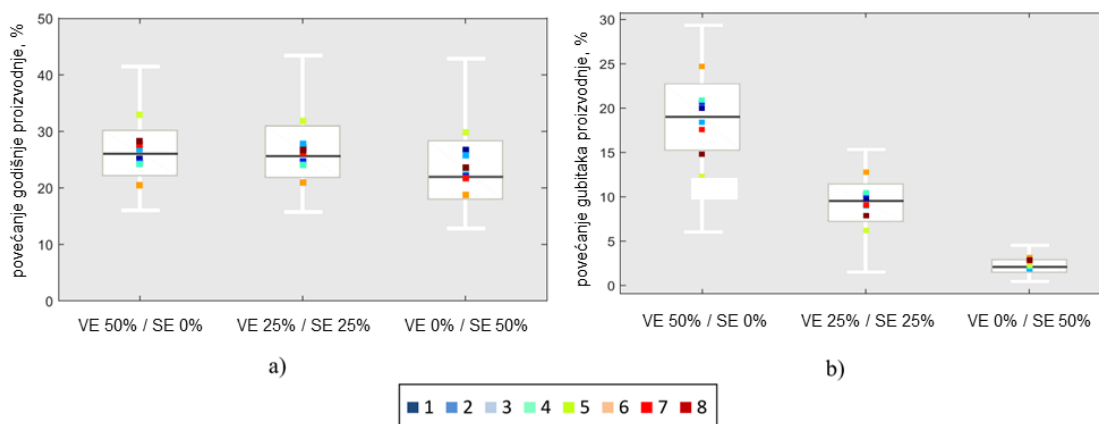
Slika 5-16 Gubici proizvodnje SE zbog ograničene priključne snage u različitim regijama Australije [84]

Couto i Estanqueiro [85] su razmatrali proširenje postojećih vjetroelektrana u Portugalu (Slika 5-17) u tri varijante: (1) proširenje sa VE instalirane snage 50% kapaciteta postojeće VE; (2) proširenje sa kombinacijom VE 25% i SE 25% kapaciteta postojeće VE i (3) proširenje sa SE instalirane snage 50% kapaciteta postojeće VE. U svim varijantama proširenja VE, priključna snaga je ostala nepromijenjena. Autori nisu posjedovali operativne podatke proizvodnje VE, već samo lokacije, na kojima su primjenom numeričkih prognostičkih modela atmosfere (NWP, engl. Numerical weather prediction) s prostornom rezolucijom 1 km i u satnoj rezoluciji generirali podatke brzine vjetra na visini od 80 m. Proizvodnju VE dobili su primjenom P-v karakteristike najučestalijeg vjetroagregata u Portugalu – Enercon E82, nazivne snage 2 MW. Podaci sunčevog zračenja preuzeti su primjenom web alata Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) u 1-satnoj rezoluciji. Za jednostavniju usporedbu rezultata, autori su skalirali proizvodnju vjetroagregata na 20 MW, što je ekvivalentno proizvodnji deset VA tipa Enercon E82. Priključna snaga također u svim varijantama iznosi 20 MW.

Slika 5-18 prikazuje rezultate istraživanja glede (a) povećanja godišnje proizvodnje i (b) gubitaka proizvodnje za tri varijante proširenja VE. Usporedbom rezultata gubitaka proizvodnje u trima varijantama, zaključuje se da će proširenje postojećih vjetroparkova rezultirati drastičnim smanjenjem gubitaka u trećoj varijanti (proširenje samo sa SE) u odnosu na varijantu proširenja sa VE, uz sličnu godišnju proizvodnju u svim varijantama. Dakle, iako proširenje sa VE omogućava veću potencijalnu godišnju proizvodnju, zbog gubitaka u rasponu 5-30%, u prosjeku će takav pristup biti inferiorniji u odnosu na proširenje sa SE, kod kojeg će gubici proizvodnje biti do maksimalno 4,5% ukupne proizvodnje.



Slika 5-17 Razmatrane VE s kraja 2016. godine u sklopu rada [85]. a) Klasifikacija vjetroparkova s obzirom na slične meteorološke uvjete u grupe 1-8; b) Prosječni dnevni faktor angažiranja VE; c) Prosječni dnevni faktor angažiranja SE



Slika 5-18 Povećanje godišnje proizvodnje (a) i ukupni gubici proizvodnje (b) za različite konfiguracije nadogradnje postojećih VE sa 50% kapaciteta VE, 25% VE i 25% SE, te 50% kapaciteta SE. [85]

Das i dr. [86] usporedili su prednosti hibridizacije u odnosu na samostalne VE i SE u Švedskoj, Danskoj i Francuskoj, upotrebom simulacijskog alata CorRES razvijenog u radu [87]. Autori su pokazali da proširenje VE sa SE može smanjiti ukupnu varijabilnost i gubitke proizvedene električne energije VE+SE u odnosu na varijantu proširenja s dodatnim vjetroturbinama. Autori su također pokazali da su povijesne dan-unaprijed cijene el. energije na Nord Pool tržištu korelirane s gubicima proizvodnje kod VE + SE, odnosno da se gubici proizvodnje javljaju u trenucima kada su tržišne cijene u prosjeku niže.

Prethodnim pregledom literature iz proračuna gubitaka proizvodnje u integriranim VE + SE može se primijetiti da autori koriste niže vremenske rezolucije (satni prosjeci) ili operativne visokorezolucijske podatke (1-min prosjeci) proizvodnje VE/SE, ali primjenom metoda koje nisu primjerene za visoke rezolucije. Detaljnije analize gubitaka u [43], [84], [85] provedene su primjenom NWP modela i/ili satelitskih podataka kojima se dobivaju brzina vjetra, sunčevo zračenje i ostali meteorološki podaci u satnoj rezoluciji kao podloga za generiranje proizvodnje VE i SE primjenom klasičnih jednostavnijih modela. Razmatranje utjecaja instalirane snage VE i SE na smanjenje fluktuacija snage u tim slučajevima nije relevantno jer se kod niskih vremenskih rezolucija efekt poravnjanja u VE i SE ne može primijetiti, već je isključivo važan odnos instalirane snage VE/SE i priključne snage hibridne elektrane. Međutim, u

radovima [43], [82], [83] korišteni su podaci u 1-minutnoj rezoluciji kada problematika efekta poravnanja dolazi do izražaja, ali u radovima ta problematika nije adekvatno obrađena. Naime, dok u [43] autori navode da programski paket INSEL omogućuje generiranje proizvodnje pri unutar-satnim vremenskim rezolucijama, nije navedeno kojim modelima je napravljena pretvorba 1-min podataka sunčevog zračenja u 1-min proizvodnju SE. Autori pak u [82], [83] skaliranju 1-min proizvodnju operativnih VE i SE na različite snage s ciljem ispitivanja gubitaka pri različitim odnosima VE/SE i priključne snage. U oba slučaja, tj. kod pretvorbe sunčevog zračenja ili brzine vjetra u proizvodnju VE i SE odnosno kod skaliranja proizvodnje VE i SE potrebno je uvažiti efekt poravnanja i instaliranu snagu VE i SE (točnije tip i broj VA kod VE i površinu FN modula kod SE). U suprotnom će proizvodnja VE ili SE imati prenaplašene varijacije snage u varijanti skaliranja s manjih snaga na veće snage, ili obratno, smanjenje oscilacije u varijanti skaliranja sa većih na manje snage, čije promjene u VE i SE mogu imati značajan utjecaj na proračunate gubitke proizvodnje.

Nadalje, u radovima nisu provedene usporedne analize s kojima bi se ispitao utjecaj viših vremenskih rezolucija na gubitke proizvodnje u integriranim VE + SE. Iako je takva analiza napravljena u [43] samo za SE, primjenjivost rezultata je upitna budući da nije uvažen efekt poravnanja kod pretvorbe sunčevog zračenja u proizvodnju SE. Isto je primjetno i iz rezultata, gdje se primjećuje da će se dodatni gubici proizvodnje (gubici pri 1-minutnoj rezoluciji u odnosu na 10-min i 1-h rezolucije) povećavati prilikom smanjenja priključne snage u odnosu na instaliranu snagu SE. Rezultati pokazuju da će uz nepromijenjenu instaliranu snagu SE dodatni gubici biti veći za 3,3% u 1-min rezoluciji u odnosu na 1-satnu rezoluciju kod omjera priključne/instalirane snage od 50%, u odnosu na omjer priključne/instalirane snage 90% kada su dodatni gubici 0,7%. Statistički gledano, postoji veća vjerojatnost da će proizvodnja SE u 1-minutnoj i 1-satnoj rezoluciji istovremeno premašiti priključnu snagu pri omjeru priključne/instalirane snage od 50%, u odnosu na varijantu kada je odnos priključne/instalirane snage 50%, što upućuje da bi rezultati trebali biti obratni. Radovi [82] i [83] nisu proveli analize gubitaka proizvodnje pri različitim vremenskim rezolucijama, iako su zbog posjedovanja proizvodnje VE i SE na istoj i bliskim lokacijama takve analize mogle biti provedene za konkretnu instaliranu snagu VE i SE.

Autori u [86] nastojali su unaprijediti prethodno navedene modele proizvodnje VE i SE, na način da su kombinirali meteorološke modele (niske vremenske rezolucije) sa stohastičkim modelima kojima se kratkotrajne fluktuacije nadodaju na meteorološke modele. Iako su stohastičke fluktuacije kombinirane s brzinom vjetra, nije navedeno kako su fluktuacije nadodane na sunčevo zračenje. Također, nije jasno na koji način su podaci pretvoreni u proizvodnju, tj. je li uvažen efekt poravnanja u VE i SE.

Ograničenje snage u hibridnim elektranama u svim radovima razmatrano je na mjestu priključenja, iako je u radu [82] dodatno razmatrano i ograničenje zbog opterećenja energetskog transformatora, te potencijalno smanjenje troškova zbog odabira transformatora manje nazivne snage. Međutim, takva analiza je ograničena budući da su zanemareni tokovi jalove snage i naponske prilike koje imaju znatan utjecaj na opterećenje transformatora. Isti autori su razmatrali P-Q karakteristike integrirane VE + SE elektrane i potencijalne gubitke radne snage zbog tokova jalove snage u ranijem radu [88].

Korisno je navesti da se u [63] preporuča upotreba 15-min ili 10-min podataka proizvodnje VE i SE za proračun gubitaka u hibridnim elektranama, referirajući se na rad [58] koji navodi iskustvo s manje hibridne elektrane Cynog Park u Walesu instalirane snage VE od 3,6 MW i SE 4,95 MWp. Obrazloženje zašto se preporuča dana vremenska rezolucija nije navedeno.

5.3. Ostali važni aspekti kod planiranja hibridnih elektrana

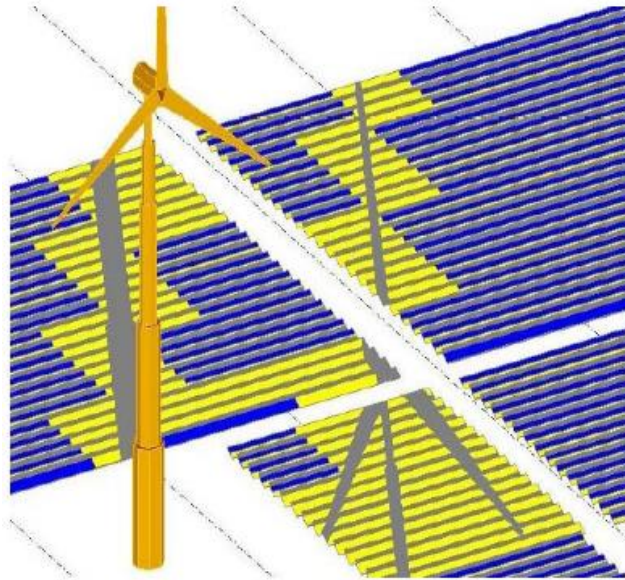
5.3.1. Gubici proizvodnje zbog zasjenjenja FN modula od vjetroturbina

Jedan od nedostataka integracije VE i SE na istoj lokaciji, zbog ograničenog prostora, su interferencije u proizvodnji između VE i SE koje se javljaju zbog zasjenjenja FN modula uslijed sjene od vjetroturbina. Budući da je visina vjetroturbina znatno veća od visine FN modula, vjetroturbine blokiraju dio direktnog sunčevog zračenja koje upada na FN module smještene sjevernije od vjetroturbina u sjevernoj hemisferi, odnosno južno u južnoj hemisferi. Pri dimenzioniranju integrirane elektrane VE+SE, potrebno je uvažiti i kvantificirati gubitke nastale uslijed zasjenjenja [39]. Već spomenuti radovi [77] i [79] u poglavlju 4.3.1. razmatrali su pozicioniranje FN modula u sklopu optimizacijskog problema, s ciljem minimizacije gubitaka proizvodnje SE.

U radu [77] gubici uslijed zasjenjenja uračunati su u modelu, ali nisu kvantificirani. U [79], razmatra se smještaj FN modula s ciljem minimizacije gubitaka nakon što je postignut optimalan smještaj vjetroagregata na odgovarajućoj površini. Gubici zasjenjenja se očekuju u proizvodnji SE između 0,2% i 1,0%, ovisno o broju vjetroagregata.

U [43], proračun zasjenjenja je proveden u programskom paketu PVSyst (Slika 5-19). Simulirajući različite konfiguracije FN modula i vjetroturbina s obzirom na međusobne udaljenosti između vjetroturbina i FN modula, autori su došli do sljedećih zaključaka:

- kod vrlo nepovoljnih konfiguracija s velikom gustoćom vjetroturbina gubici zbog zasjenjenja nisu premašili 2,3%, što je i dalje niže od zasjenjenja FN modula zbog susjednih redova stringova koje iznose 3,1%;
- u konfiguraciji s najširim rasporedom vjetroturbina, dodatni gubici prouzrokovani zasjenjenjem iznose samo 0,7%;
- najveće zasjenjenje javlja se u prosincu zbog niže visine Sunca iznad horizonta tijekom dana, međutim u istom periodu se javlja i veće zasjenjenje zbog susjednih redova FN nizova, a proizvodnja SE je generalno niža u odnosu na preostali dio godine pa je i utjecaj na proizvodnju relativno nizak.



Slika 5-19 Zasjenjenje FN modula od vjetroturbina - simulacija u PVSyst programskom paketu [43]

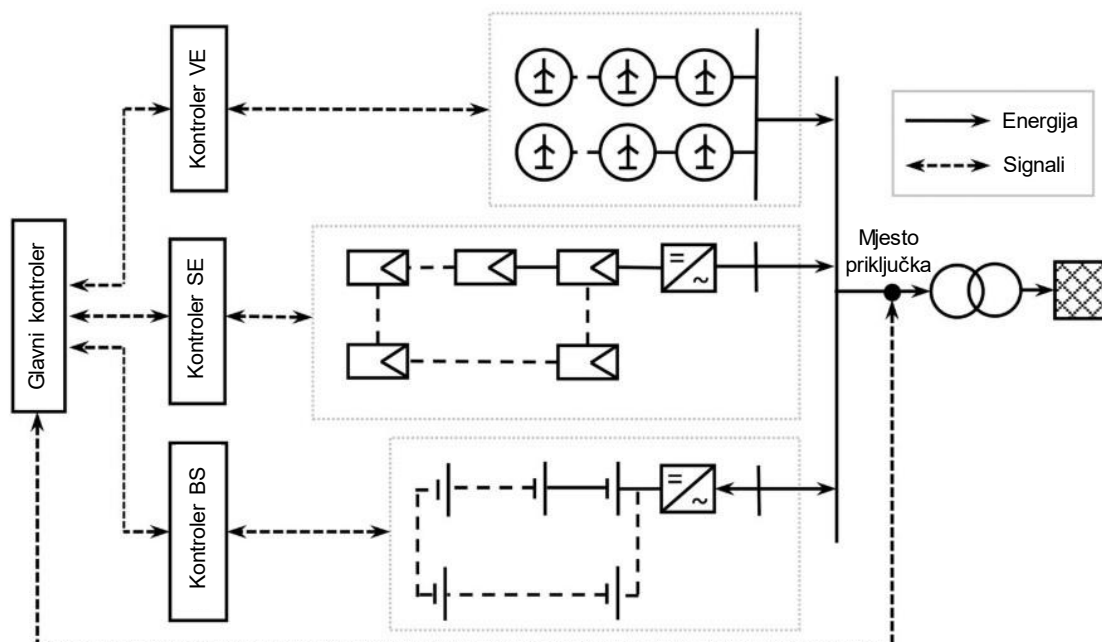
I ostali radovi koji obrađuju zasjenjenje FN modula od vjetroturbina [60], [61], [89], [90] došli su do zaključaka da je utjecaj na gubitke minimalan, a da je udio površine podložan većim gubicima (u neposrednoj blizini vjetroagregata) zanemariv.

Potrebno je napomenuti da svi predmetni radovi razmatraju statički utjecaj na proizvodnju SE, u vidu očekivanih godišnjih gubitaka. Međutim, utjecaj na mrežu zbog dinamike vrtnje lopatica nije razmatran. U tom kontekstu, otvorena pitanja su kako će pokretna sjena utjecati na flikere tijekom proizvodnje SE ili kakav će biti utjecaj fluktuacija proizvedene snage SE na životni vijek fotonaponskih izmjenjivača [39].

5.3.2. Upravljački sustav hibridne elektrane

Upravljačka logika hibridne elektrane sastavljane od VE, SE i baterijskog sustava za pohranu energije obrađena je u radovima [56], [88], [91], [92]. Navedeni radovi su fokusirani na glavni kontroler hibridne elektrane (engl. HPP controller), čija je primarna uloga upravljanje razmjenom radne/jalove snage između hibridne elektrane i mreže. Pritom se razmjena s mrežom može odnositi na osiguranje ograničenja proizvedene snage na pragu mreže unutar dozvoljenih granica, usluge primarne regulacije frekvencije (jedna od osnovnih uloga baterije) i/ili referentne signale za VE, SE ili baterijskih sustav.

Slika 5-20 prikazuje primjer upravljačkog sustava (kontrolera) hibridne elektrane. Kontroler prima naredbe od operatora sustava i šalje naredbe sustavima upravljanja VE, SE i uređaju za pohranu energije, ovisno o dobivenim ulaznim varijablama – mjerenoj snazi na pragu mreže i raspoloživoj snazi individualne tehnologije [92].



Slika 5-20 Ilustracija upravljačkog sustava hibridne elektrane koja se sastoji od VE, SE i baterijskog sustava za pohranu energije [39]

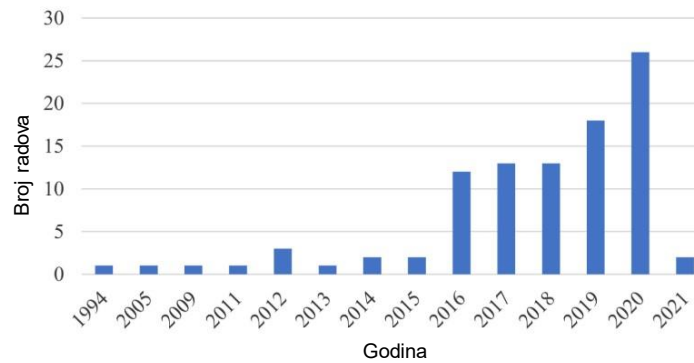
Upravljačka logika kontrolera hibridne elektrane važna je i za razmatranje gubitaka proizvodnje uslijed ograničene priključne snage u višim vremenskim rezolucijama. Ako se pretpostavi jednostavnija logika ograničenja snage na pragu mreže, na način da se svako trenutno prekoračenje moguće proizvodnje VE + SE (sa ili bez sustava za pohranu energije) „odreže“, gubici proizvodnje u višim vremenskim rezolucijama bit će veći u odnosu na proračunate vrijednosti u nižim vremenskim rezolucijama. Razlog je što snaga u visokim vremenskim rezolucijama (npr. 1-min) može prekoračiti priključnu snagu, a da se primjerice 1-satni, 15-minutni ili 10-minutni prosjek istovremeno ne prekorači.

Međutim, na razini kontrolera moguće je namjestiti odgovarajuću fleksibilnost ograničenja priključne snage, omogućavajući kratkotrajno prekoračenje priključne snage, ali da se 15-min prosjeci ograniče na priključnu snagu, budući da je obračunski interval snage uobičajeno 15 minuta. Pritom je potrebno uvesti odgovarajuće krajnje ograničenje gornje granice snage, npr. 120% priključne snage koje bi onemogućivalo proračun prekostrujne zaštite. Jasno je da će fleksibilnost ograničenja priključne snage zahtijevati složeniju upravljačku logiku, ali je pritom moguće znatno smanjiti gubitke proizvodnje koji se javljaju u višim vremenskim rezolucijama kao posljedica fluktuacije snage VE i SE.

5.3.3. Primjena sustava za pohranu energije

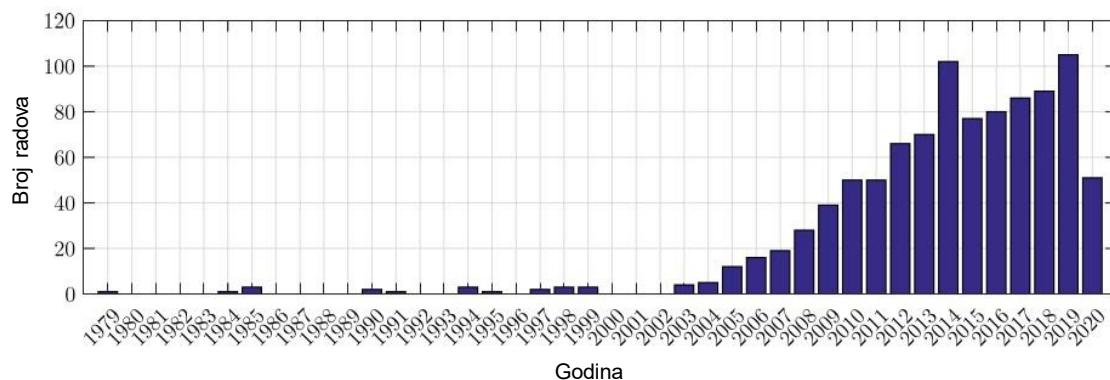
Integracija VE i/ili SE s ostalim izvorima energije ili sustavima za pohranu energije je redovito razmatrana u literaturi, a broj obavljenih radova u posljednjih godina se znatno povećao (Slika 5-21). U [93] je napravljen pregled radova koji razmatraju ekonomsku isplativost i regulatorne uvjete hibridnih VE/SE u kombinaciji sa sustavima za pohranu energije. Zaključeno je da se ekonomska održivost VE i/ili SE u kombinaciji sa sustavom za pohranu energije može poboljšati ako se važećim regulatornim uvjetima omogući naknada za različite pomoćne usluge koje sustavi za pohranu energije mogu pružiti.

Sustav za pohranu energije se može upotrijebiti i za smanjenje gubitaka proizvodnje koji se javljaju zbog ograničenja priključne snage [44], ali takva individualna primjena nije ekonomski isplativa s obzirom na investicijske troškove, već je potrebno istovremena primjena više usluga (npr. smanjenje gubitaka proizvodnje, primarna regulacija frekvencije, ostale pomoćne usluge, itd.), za što se u kontekstu baterijskih sustava u literaturi koristi termin *revenue stacking*.



Slika 5-21 Broj objavljenih radova vezanih za VE, SE i sustave za pohranu energije koji se odnose na ekonomsku optimizaciju i regulatorne uvjete (pregled u 2021. godini) [93]

Osim ekonomike projekta, česta tematika u literaturi je i smanjenje varijabilnosti proizvodnje OIE + sustava za pohranu energije [94]. U tom području uočava se sve veći udio objavljenih radova (Slika 5-22).



Slika 5-22 Broj objavljenih radova s terminima „wind“, „smooth“ i „storage“ u sažetku, ključnim riječima i naslovu - stanje do 2020. godine [94]

U [95] napravljen je pregled radova u kojima se razmatraju tehnički i ekonomski aspekti hibridnih elektrana VE + SE u kombinaciji s reverzibilnim hidroelektranama. Integracija VE i SE razmatra se i s brojnim drugim obnovljivim ili konvencionalnim izvorima energije, sa i bez sustava za pohranu energije, uz razmatranje sličnih aspekata.

6 ZAKLJUČAK

Dimenzioniranje priključne snage varijabilnih OIE poput VE i SE s obzirom na vršnu snagu često zahtjeva velike troškove koji često nisu opravdani s obzirom na kratko trajanje vršne snage takvih izvora. Povećanjem udjela varijabilnih OIE u ukupnoj proizvodnji električne energije dodatno će otežati problematiku dimenzioniranja prijenosne mreže i priključne snage. Jedno od praktičnih rješenja se pronalazi u integraciji VE i SE u jedinstvenu hibridnu elektranu sa zajedničkim mjestom priključka na mrežu, te sa ukupnom/zajedničkom priključnom snagom koja je manja od zbroja vršnih snaga na pragu mreže obje elektrane. Motivacija za integraciju proizlazi u povoljnim karakteristikama međusobnih nadopunjavanja proizvodnje VE i SE odnosno komplementarnosti (anti-koreliranosti) proizvodnje, koja omogućava znatno povećanje instalirane snage u odnosu na priključnu snagu, a da se pritom gubici proizvodnje nastali zbog ograničene priključne snage smanje na ekonomski prihvatljivu razinu.

Veći angažman znanstvene zajednice iz područja komplementarnosti proizvodnje VE i SE je počeo 2008. godine, a u posljednjih nekoliko godina u značajnom je porastu. U radovima je pokazano da je komplementarnost proizvodnje između VE i SE prisutna na gotovo svim razinama (godišnja, sezonska, dnevna) u različitim dijelovima svijeta. Rezultati iz područja komplementarnosti motivirali su daljnji istraživački rad koji primarno uključuje optimizaciju instalirane snage VE i SE, proračun gubitaka proizvodnje zbog ograničene priključne snage, međusobni utjecaj VE i SE (npr. zasjenjenje FN modula od vjetroagregata), analizu upravljačkih sustava hibridne elektrane, ali i integraciju sa sustavima za pohranu energije.

U literaturi su dominantno prisutni radovi koji obrađuju problematiku optimizacije instalirane snage VE i SE, najčešće primjenom metoda matematičke optimizacije. U većini radova naglasak se stavlja na ekonomsku optimizaciju instalirane snage VE i SE u hibridnoj elektrani, dok neki radovi obrađuju i smanjenje varijabilnosti proizvodnje i maksimizaciju iskorištenja zemljišta, često u okviru šireg optimizacijskog problema. Rezultat optimizacije je instalirana snaga VE i SE s kojom se postiže traženi cilj, npr. maksimalna neto sadašnja vrijednost projekta (u slučaju ekonomske optimizacije). Primjećuje se različitost optimalne instalirane snage VE i SE, čak i između radova sa identično formuliranim ciljem, budući da se koriste različite ulazne pretpostavke koje imaju značajan utjecaj na rezultat optimizacije. Manji dio radova se fokusirao na evaluaciju gubitaka proizvodnje zbog ograničene priključne snage i pronalazak odnosa VE/SE s obzirom na gubitke. Rezultati analiza su pokazali da se za danu priključnu snagu gubici proizvodnje mogu minimizirati odabirom približno jednakog odnosa VE/SE u hibridnoj elektrani. Kod proširenja postojeće VE sa SE uz nepromijenjenu priključnu snagu VE, pokazuje se da je u većini slučajeva (ovisno o komplementarnosti) moguće povećati instaliranu snagu VE sa 30% instalirane snage SE bez značajnijeg povećanja gubitaka dodatne proizvodnje SE. Pritom negativni aspekti integracije poput zasjenjenja FN modula od vjetroturbina, nemaju izražen utjecaj budući da na lokaciji postoji relativno mala površina neposredno iza stupa vjetroagregata (sjevernije u odnosu na stup VA u sjevernoj hemisferi) u kojoj se mogu očekivati veći gubici zasjenjenja.

Područje integriranih mrežnih VE i SE je još uvijek u slabo istraženoj fazi. Daljnje istraživanje potrebno je usmjeriti prema praktičnim aspektima koji će omogućiti efikasniju integraciju VE i SE. Komplementarnost se uglavnom koristi kao sinonim za anti-korelaciju, kvantificiranu primjenom Pearsonovog ili drugog koeficijenta korelacije. Potrebno je istražiti može li se koeficijent korelacije iskoristiti za pronalaženje povoljnih lokacija za integraciju VE i SE ili je nužna primjena drugačijeg numeričkog pokazatelja komplementarnosti.

Primjenu optimizacijskih problema potrebno je proširiti s analizom osjetljivosti, uzimajući u obzir promjenu optimalnog rješenja u odnosu na promjenu ulaznih parametara. Postojeća istraživanja teško je

generalizirati s obzirom da su osnovani na odgovarajućem geografskom području sa svojstvenim klimatskim uvjetima. Poželjno je analizu proširiti na različite lokacije, čime bi se uvažili različiti klimatski uvjeti i komplementarnost resursa. Nadalje, daljnje unaprjeđenje proračuna potrebno je tražiti u primjeni sofisticiranijih modela proizvodnje VE i SE. Autori većinom primjenjuju modele zasnovane na satelitskim podacima ili NWP-u u nižim vremenskim rezolucijama, i pretvorbi istih u proizvodnju VE i SE.

Fokusirajući se na problematiku gubitaka proizvodnje u integriranim VE i SE sa zajedničkim mjestom priključka na mrežu, primjećuje se da je u postojećim radovima redovito zanemaren utjecaj unutar-satnih fluktuacija proizvedene snage VE i SE. Primjenjivost satnih vremenskih rezolucija proizvedene snage u objavljenim radovima prvenstveno je razlog lakše dostupnosti istih (komercijalna ograničenja kod primjene kraćih vremenskih intervala). Međutim, autori koji posjeduju satelitske podatke u višim vremenskim rezolucijama ili operativne podatke VE i SE redovito primjenjuju metode koje su znatno pojednostavljene ili nisu adekvatne za primijenjenu vremensku rezoluciju. Navedeno uključuje (a) korištenje modela VE i SE koji ne uzimaju u obzir dinamički odziv pojedine tehnologije na promjenu ulaznih parametara (brzina vjetra, sunčevo zračenje) i (b) množenje/skaliranje proizvedene snage VE/SE s odgovarajućim faktorom, čime se zanemaruje efekt poravnanja, tj. smanjenje varijacija proizvedene snage VE i SE s povećanjem instalirane snage. Otvoreno je pitanje koliko će primijenjena vremenska rezolucija utjecati na procjenu gubitaka proizvodnje zbog ograničene priključne snage.

LITERATURA

- [1] A. L. Manwell, J. F.; McGowan, J. G.; Rogers, *Wind Energy Explained: Theory, design and application*. John Wiley & Sons, 2010.
- [2] P. Li, H. Banakar, P. K. Keung, H. Golestani Far, i B. T. Ooi, „Macromodel of spatial smoothing in wind farms“, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, sv. 22, izd. 1, str. 119–128, 2007, doi: 10.1109/TEC.2006.889605.
- [3] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*. John Wiley & Sons, 2005.
- [4] C. Tang, M. Pathmanathan, W. L. Soong, i N. Ertugrul, „Effects of inertia on dynamic performance of wind turbines“, u *2008 Australasian Universities Power Engineering Conference*, 2008, str. 1–6.
- [5] W. J. Farmer i A. J. Rix, „Modelling a wind turbine as a low-pass filter for wind to electrical power calculations“, u *2020 International SAUPEC/RobMech/PRASA Conference*, 2020, str. 1–6, doi: 10.1109/SAUPEC/RobMech/PRASA48453.2020.9041077.
- [6] Z. L. Yang, Z. Z. Li, R. X. Liu, J. Y. Hou, i J. Zhang, „Fitting the Variations from the Wind Speed to the Active Power of a Wind Powered Generator by a Low-Pass Filter“, u *Proceedings of the World Congress on Intelligent Control and Automation (WCICA)*, 2019, str. 1685–1690, doi: 10.1109/WCICA.2018.8630638.
- [7] B. Ernst, B. Kirby, i Y.-H. Wan, „Short-Term Power Fluctuation of Wind Turbines : Analyzing Data from the German 250-MW Measurement Program from the Ancillary Services Viewpoint“, u *Windpower '99 Conference, NREL/CP-500-26722*, 1999, str. 1–12, [Na internetu]. Dostupno na: <https://www.nrel.gov/docs/fy99osti/26722.pdf>.
- [8] H. G. Beyer, J. Luther, i R. Steinberger-Willms, „Power fluctuations from geographically diverse, grid coupled wind energy conversion systems.“, u *Proceedings of European Wind Energy Conference*, 1989, str. 311–314.
- [9] T. Nanahara, M. Asari, T. Sato, K. Yamaguchi, M. Shibata, i T. Maejima, „Smoothing effects of distributed wind turbines. Part 1. Coherence and smoothing effects at a wind farm“, *Wind Energy*, sv. 7, izd. 2, str. 61–74, 2004, doi: 10.1002/we.109.
- [10] M. Tabar *i ostali*, „Kolmogorov spectrum of renewable wind and solar power fluctuations“, *European Physical Journal: Special Topics*, sv. 223, izd. 12, str. 2637–2644, 2014, doi: 10.1140/epjst/e2014-02217-8.
- [11] J. Apt i A. Curtright, „The Spectrum of power from utility-scale wind farms and solar photovoltaic arrays“, Tehnički izvještaj, 2004.
- [12] J. Apt, „The spectrum of power from wind turbines“, *Journal of Power Sources*, sv. 169, izd. 2, str. 369–374, 2007, doi: 10.1016/j.jpowsour.2007.02.077.
- [13] C. Xiaodong, Z. Wen, T. Nwachukwu, i I. A. Hiskens, „Characterization of daily wind farm power fluctuations using wavelet transform“, *Proceedings - 4th International Conference on Natural Computation, ICNC 2008*, sv. 4, izd. 2, str. 481–485, 2008, doi: 10.1109/ICNC.2008.133.
- [14] A. Meglic i R. Goic, „Wavelet Multi-Scale Analysis of Wind Turbines Smoothing Effect and Power Fluctuations“, u *2021 9th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, 2022, str. 1–6, doi: 10.1109/irsec53969.2021.9741097.
- [15] G. Zhou *i ostali*, „Research on wind power fluctuation and its impacts on power system frequency“, *Applied Mechanics and Materials*, sv. 291–294, str. 407–414, 2013, doi: 10.4028/www.scientific.net/AMM.291-294.407.
- [16] A. Mannelli, F. Papi, G. Pechlivanoglou, G. Ferrara, i A. Bianchini, „Discrete wavelet transform for the real-time smoothing of wind turbine power using li-ion batteries“, *Energies*, sv. 14, izd. 8, 2021, doi: 10.3390/en14082184.

- [17] F. Miao, X. Tang, i Z. Qi, „Fluctuation feature extraction of wind power“, *2012 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia, ISGT Asia 2012*, str. 1–5, 2012, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2012.6303279.
- [18] Q. Yuan, „Variability analysis of wind and solar energy for optimal power system integration“, Doktorska disertacija, University of Glasgow, 2020.
- [19] M. Yang, L. Zhang, Y. Cui, Y. Zhou, Y. Chen, i G. Yan, „Investigating the Wind Power Smoothing Effect Using Set Pair Analysis“, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, sv. 11, izd. 3, str. 1161–1172, 2020, doi: 10.1109/TSTE.2019.2920255.
- [20] A. Betti *i ostali*, „Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications, IEA-PVPS Task 16 Report 16-04:2021“, International Energy Agency (IEA), 2021.
- [21] C. A. Gueymard i J. A. Ruiz-Arias, „Extensive worldwide validation and climate sensitivity analysis of direct irradiance predictions from 1-min global irradiance“, *Solar Energy*, sv. 128, str. 1–30, 2016, doi: 10.1016/j.solener.2015.10.010.
- [22] P. G. Loutzenhiser, H. Manz, C. Felsmann, P. A. Strachan, T. Frank, i G. M. Maxwell, „Empirical validation of models to compute solar irradiance on inclined surfaces for building energy simulation“, *Solar Energy*, sv. 81, izd. 2, str. 254–267, 2007, doi: 10.1016/j.solener.2006.03.009.
- [23] A. P. Grantham, P. J. Pudney, L. A. Ward, M. Belusko, i J. W. Boland, „Generating synthetic five-minute solar irradiance values from hourly observations“, *Solar Energy*, sv. 147, str. 209–221, 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.03.026.
- [24] D. A. Bowersox i S. M. MacAlpine, „Predicting Subhourly Clipping Losses for Utility-Scale PV Systems“, *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, str. 2507–2509, 2021, doi: 10.1109/PVSC43889.2021.9518956.
- [25] K. Anderson i K. Perry, „Estimating Subhourly Inverter Clipping Loss from Satellite-Derived Irradiance Data“, *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, str. 1433–1438, 2020, doi: 10.1109/PVSC45281.2020.9300750.
- [26] J. Luoma, J. Kleissl, i K. Murray, „Optimal inverter sizing considering cloud enhancement“, *Solar Energy*, sv. 86, izd. 1, str. 421–429, 2012, doi: 10.1016/j.solener.2011.10.012.
- [27] J. Good i J. X. Johnson, „Impact of inverter loading ratio on solar photovoltaic system performance“, *Applied Energy*, sv. 177, str. 475–486, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.05.134.
- [28] B. Burger i R. Rüther, „Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature“, *Solar Energy*, sv. 80, izd. 1, str. 32–45, 2006, doi: 10.1016/j.solener.2005.08.012.
- [29] R. Van Haaren, M. Morjaria, i V. Fthenakis, „Empirical assessment of short-term variability from utility-scale solar PV plants“, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, sv. 22, izd. 5, str. 548–559, 2012, doi: 10.1002/pip.2302.
- [30] J. Marcos, L. Marroyo, E. Lorenzo, D. Alvira, i E. Izco, „Power output fluctuations in large scale pv plants: One year observations with one second resolution and a derived analytic model“, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, sv. 19, izd. 2, str. 218–227, 2011, doi: 10.1002/pip.1016.
- [31] D. A. and E. I. Javier Marcos, Luis Marroyo, Eduardo Lorenzo, „From irradiance to output power fluctuations: the pv plant as a low pass filter“, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, sv. 19, izd. 5, str. 505–510, 2011, doi: <https://doi.org/10.1002/pip.1063>.
- [32] F. Bai, R. Yan, i T. K. Saha, „Variability study of a utility-scale PV plant in the fringe of grid“, *2017 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia: Smart Grid for Smart Community, ISGT-Asia 2017*, str. 1–5, 2018, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2017.8378436.
- [33] S. Shedd, B. Hodge, A. Florita, i K. Orwig, „A Statistical Characterization of Solar Photovoltaic Power Variability at Small Timescales“, National Renewable Energy Lab (NREL), Golden, CO (United

States), 2012.

- [34] M. Lave, J. Kleissl, i J. S. Stein, „A wavelet-based variability model (WVM) for solar PV power plants“, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, sv. 4, izd. 2, str. 501–509, 2013, doi: 10.1109/TSTE.2012.2205716.
- [35] M. Lave i J. Kleissl, „Cloud speed impact on solar variability scaling - Application to the wavelet variability model“, *Solar Energy*, sv. 91, str. 11–21, 2013, doi: 10.1016/j.solener.2013.01.023.
- [36] A. R. Dyreson, E. R. Morgan, S. H. Monger, i T. L. Acker, „Modeling solar irradiance smoothing for large PV power plants using a 45-sensor network and the Wavelet Variability Model“, *Solar Energy*, sv. 110, str. 482–495, 2014, doi: 10.1016/j.solener.2014.09.027.
- [37] F. Weschenfelder i ostali, „A review on the complementarity between grid-connected solar and wind power systems“, *Journal of Cleaner Production*, sv. 257, str. 120617, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.120617.
- [38] J. Jurasz, F. A. Canales, A. Kies, M. Guezgouz, i A. Beluco, „A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions“, *Solar Energy*, sv. 195, str. 703–724, 2020, doi: 10.1016/j.solener.2019.11.087.
- [39] O. Lindberg, J. Arnqvist, J. Munkhammar, i D. Lingfors, „Review on power-production modeling of hybrid wind and PV power parks“, *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, sv. 13, izd. 4, 2021, doi: 10.1063/5.0056201.
- [40] J. Widén i ostali, „Variability assessment and forecasting of renewables : A review for solar , wind , wave and tidal resources“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, sv. 44, str. 356–375, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.12.019.
- [41] I. Graabak i M. Korpås, „Variability Characteristics of European Wind and Solar Power Resources—A Review“, *Energies*, sv. 9, izd. 6, str. 449, 2016, doi: 10.3390/en9060449.
- [42] A. A. Solomon, M. Child, U. Caldera, i C. Breyer, „Exploiting wind-solar resource complementarity to reduce energy storage need“, *AIMS Energy*, sv. 8, izd. 5, str. 749–770, 2020, doi: 10.3934/ENERGY.2020.5.749.
- [43] D. Ludwig, C. Breyer, A. A. Solomon, i R. Seguin, „Evaluation of an onsite integrated hybrid PV-Wind power plant“, *AIMS Energy*, sv. 8, izd. 5, str. 988–1006, 2020, doi: 10.3934/energy.2020.5.988.
- [44] R. A. Campos, M. Braga, L. Nascimento, R. Ruther, i G. Simoes, „The Role of Second Life Li-ion Batteries in Avoiding Generation Curtailment in Utility-scale Wind + Solar Parks in Brazil“, *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, str. 2078–2081, 2019, doi: 10.1109/PVSC40753.2019.8980869.
- [45] A. A. Prasad, R. A. Taylor, i M. Kay, „Assessment of solar and wind resource synergy in Australia“, *Applied Energy*, sv. 190, str. 354–367, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.12.135.
- [46] G. Ren, J. Wan, J. Liu, i D. Yu, „Spatial and temporal assessments of complementarity for renewable energy resources in China“, *Energy*, sv. 177, str. 262–275, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.04.023.
- [47] D. Schindler, H. D. Behr, i C. Jung, „On the spatiotemporal variability and potential of complementarity of wind and solar resources“, *Energy Conversion and Management*, sv. 218, str. 113016, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113016.
- [48] F. Monforti, T. Huld, K. Bódis, L. Vitali, M. D’Isidoro, i R. Lacal-Arántegui, „Assessing complementarity of wind and solar resources for energy production in Italy. A Monte Carlo approach“, *Renewable Energy*, sv. 63, str. 576–586, 2014, doi: 10.1016/j.renene.2013.10.028.
- [49] P. E. Bett i H. E. Thornton, „The climatological relationships between wind and solar energy supply in Britain“, *Renewable Energy*, sv. 87, str. 96–110, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.10.006.
- [50] R. P. Gallardo, A. M. Ríos, i J. S. Ramírez, „Analysis of the solar and wind energetic complementarity in Mexico“, *Journal of Cleaner Production*, sv. 268, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.122323.

- [51] M. M. Miglietta, T. Huld, i F. Monforti-Ferrario, „Local Complementarity of Wind and Solar Energy Resources over Europe: An Assessment Study from a Meteorological Perspective“, *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, sv. 56, izd. 1, str. 217–234, 2016, doi: 10.1175/jamc-d-16-0031.1.
- [52] J. Widén, „Correlations between large-scale solar and wind power in a future scenario for Sweden“, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, sv. 2, izd. 2, str. 177–184, 2011, doi: 10.1109/TSTE.2010.2101620.
- [53] C. M. St. Martin, J. K. Lundquist, i M. A. Handschy, „Variability of interconnected wind plants: Correlation length and its dependence on variability time scale“, *Environmental Research Letters*, sv. 10, izd. 4, 2015, doi: 10.1088/1748-9326/10/4/044004.
- [54] W. Katzenstein, E. Fertig, i J. Apt, „The variability of interconnected wind plants“, *Energy Policy*, sv. 38, izd. 8, str. 4400–4410, 2010, doi: 10.1016/j.enpol.2010.03.069.
- [55] H. Holttinen, „Hourly wind power variations in the nordic countries“, *Wind Energy*, sv. 8, izd. 2, str. 173–195, 2005, doi: 10.1002/we.144.
- [56] L. Petersen, F. Iov, G. C. Tarnowski, V. Gevorgian, P. Koralewicz, i D. I. Stroe, „Validating performance models for hybrid power plant control assessment“, *Energies*, sv. 12, izd. 22, 2019, doi: 10.3390/en12224330.
- [57] R. Antunes Campos, L. Rafael do Nascimento, i R. Rüther, „The complementary nature between wind and photovoltaic generation in Brazil and the role of energy storage in utility-scale hybrid power plants“, *Energy Conversion and Management*, sv. 221, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113160.
- [58] V. Klonari, D. Fraile, R. Rossi, i M. Schmela, „Exploring the Viability of Hybrid Wind-Solar Power Plants“, u *4th International Hybrid Power Systems Workshop, Crete, Greece*, 2019, str. 22–23.
- [59] K. Dykes, J. King, i N. Diorio, „Research Opportunities in the Physical Design Optimization of Hybrid Power Plants“, National Renewable Energy Lab (NREL), Golden, CO (United States), 2019. [Na internetu]. Dostupno na: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/74115.pdf>.
- [60] I. Mamia i J. Appelbaum, „Shadow analysis of wind turbines for dual use of land for combined wind and solar photovoltaic power generation“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, sv. 55, str. 713–718, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.11.009.
- [61] P. Y. Yin, C. Y. Cheng, H. M. Chen, i T. H. Wu, „Risk-aware optimal planning for a hybrid wind-solar farm“, *Renewable Energy*, sv. 157, str. 290–302, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.05.003.
- [62] A. R. Silva i A. Estanqueiro, „From Wind to Hybrid: A Contribution to the Optimal Design of Utility-Scale Hybrid Power Plants“, *Energies*, sv. 15, izd. 7, 2022, doi: 10.3390/en15072560.
- [63] WindEurope, „Renewable Hybrid Power Plants: Exploring the benefits and market opportunities“, Tehnical Report, 2019. Pristupljeno: ožu. 15, 2022. [Na internetu]. Dostupno na: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/WindEurope-renewable-hybrid-power-plants-benefits-and-market-opportunities.pdf>.
- [64] „Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.“, *LEGISLACIÓN CONSOLIDADA*, izd. 175. 2020.
- [65] „Decreto-Lei n.º 76/2019“, *Diário da República*. Presidência do Conselho de Ministros, str. 2792–2865, 2019, [Na internetu]. Dostupno na: <https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/122476954/details/normal?q=Decreto-Lei+76%2F2019>.
- [66] A. D. Hansen, K. Das, P. Sørensen, P. Singh, i A. Gavrilovic, „European and indian grid codes for utility scale hybrid power plants“, *Energies*, sv. 14, izd. 14, str. 1–15, 2021, doi: 10.3390/en14144335.
- [67] A. Das, H. K. Jani, G. Nagababu, i S. S. Kachhwaha, „A comprehensive review of wind–solar hybrid energy policies in India: Barriers and Recommendations“, *Renewable Energy Focus*, sv. 35, str. 108–

121, 2020, doi: 10.1016/j.ref.2020.09.004.

- [68] Vestas, „Plant & Energy Solutions - Hybrid Integration“. <https://www.vestas.com/en/products/plant-energy-solutions> (pristupljeno lip. 01, 2022).
- [69] GE Renewable Energy, „Renewable hybrid power solutions“. <https://www.ge.com/renewableenergy/hybrid> (pristupljeno lip. 01, 2022).
- [70] Siemens Gamesa, „Hybrid power & storage“. <https://www.siemensgamesa.com/en-int/products-and-services/hybrid-and-storage> (pristupljeno lip. 01, 2022).
- [71] S. Z. M. Golroodbari *i ostali*, „Pooling the cable: A techno-economic feasibility study of integrating offshore floating photovoltaic solar technology within an offshore wind park“, *Solar Energy*, sv. 219, str. 65–74, 2021, doi: 10.1016/j.solener.2020.12.062.
- [72] D. B. Carvalho, E. C. Guardia, i J. W. Marangon Lima, „Technical-economic analysis of the insertion of PV power into a wind-solar hybrid system“, *Solar Energy*, sv. 191, str. 530–539, 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.06.070.
- [73] C. Ionita, A. G. Raducu, N. Styliaras, i J. Funkquist, „Online Optimization and Control for Renewable Hybrid Power Plants“, *4th International Hybrid Power Systems Workshop, Crete, Greece*, 2019.
- [74] G. Aquila, A. R. de Queiroz, P. Rotela Junior, L. C. S. Rocha, E. de O. Pamplona, i P. P. Balestrassi, „Contribution for bidding of wind-photovoltaic on grid farms based on NBI-EFA-SNR method“, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, sv. 40, str. 100754, 2020, doi: 10.1016/j.seta.2020.100754.
- [75] G. Aquila *i ostali*, „Proposed method for contracting of wind-photovoltaic projects connected to the Brazilian electric system using multiobjective programming“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, sv. 97, str. 377–389, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.08.054.
- [76] H. Long, M. Eghlimi, i Z. Zhang, „Configuration Optimization and Analysis of a Large Scale PV/Wind System“, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, sv. 8, izd. 1, str. 84–93, 2017, doi: 10.1109/TSTE.2016.2583469.
- [77] S. R. Ara, S. Paul, i Z. H. Rather, „Two-level planning approach to analyze techno-economic feasibility of hybrid offshore wind-solar pv power plants“, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, sv. 47, 2021, doi: 10.1016/j.seta.2021.101509.
- [78] N. P. Kumar, K. Balaraman, i C. S. R. Alta, „Optimizing system elements for hybrid wind - solar PV power plant“, u *2016 Biennial International Conference on Power and Energy Systems: Towards Sustainable Energy (PESTSE)*, 2016, str. 1–6, doi: 10.1109/PESTSE.2016.7516421.
- [79] R. De Azevedo i O. Mohammed, „Profit-maximizing utility-scale hybrid wind-PV farm modeling and optimization“, u *Proceedings of the IEEE SoutheastCon 2015*, 2015, str. 1–8, doi: 10.1109/SECON.2015.7132892.
- [80] Y. Cao, Y. Zhang, H. Zhang, X. Shi, i V. Terzija, „Probabilistic Optimal PV Capacity Planning for Wind Farm Expansion Based on NASA Data“, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, sv. 8, izd. 3, str. 1291–1300, 2017, doi: 10.1109/TSTE.2017.2677466.
- [81] N. P. Kumar, K. Balaraman, i C. S. R. Atla, „Optimal mix of wind-solar PV hybrid power plant with minimum variability“, *IEEE 6th International Conference on Power Systems, ICPS 2016*, 2016, doi: 10.1109/ICPES.2016.7584144.
- [82] R. Grab, A. Staiger, i S. Rogalla, „Optimizing the grid connection of Hybrid PV and wind power plants“, *Proceedings of the ISES Solar World Congress 2019 and IEA SHC International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry 2019*, str. 1025–1033, 2020, doi: 10.18086/swc.2019.19.05.
- [83] A. Lange, M. Pasko, i D. Grabowski, „Selected aspects of wind and photovoltaic power plant operation and their cooperation“, *Bulletin of the Polish Academy of Sciences: Technical Sciences*, sv. 69, izd. 6, 2021, doi: 10.24425/bpasts.2021.139793.

- [84] „Co-Location Investigation: A study into the potential for co-locating wind and solar farms in Australia“, AECOM Australia Pty Ltd (AECOM), Tehnički izvještaj, 2016.
- [85] A. Couto i A. Estanqueiro, „Assessment of wind and solar PV local complementarity for the hybridization of the wind power plants installed in Portugal“, *Journal of Cleaner Production*, sv. 319, 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.128728.
- [86] K. Das, A. D. Hansen, M. Koivisto, i P. E. Sørensen, „Enhanced features of wind-based hybrid power plants“, u *4th International Hybrid Power Systems Workshop*, 2019, str. 1–6.
- [87] M. Koivisto i ostali, „Using time series simulation tools for assessing the effects of variable renewable energy generation on power and energy systems“, *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, sv. 8, izd. 3, str. 1–15, 2019, doi: 10.1002/wene.329.
- [88] R. Grab i S. Rogalla, „Symbiotic operation of wind and PV farms connected to the high voltage grid“, *2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, PEDG 2017*, 2017, doi: 10.1109/PEDG.2017.7972444.
- [89] S. Shanghavi, W. Mack Grady, i B. Schwarz, „Evaluating the impact of wind turbine shadows on an integrated wind and solar farm“, *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*, str. 1–6, 2012, doi: 10.1109/ISGTEurope.2012.6465711.
- [90] R. S. Yendaluru, G. Karthikeyan, A. Jaishankar, i S. Babu, „Techno-economic feasibility analysis of integrating grid-tied solar PV plant in a wind farm at Harapanahalli, India“, *Environmental Progress and Sustainable Energy*, sv. 39, izd. 3, str. 1–10, 2020, doi: 10.1002/ep.13374.
- [91] D. V. Pombo, F. Iov, i D. I. Stroe, „A novel control architecture for hybrid power plants to provide coordinated frequency reserves“, *Energies*, sv. 12, izd. 5, 2019, doi: 10.3390/en12050919.
- [92] K. Das i ostali, „Dynamic modelling of wind-solar-storage based hybrid power plant“, *18th Wind Integration Workshop*, 2019.
- [93] G. N. D. de Doile, P. R. Junior, L. C. S. Rocha, I. Bolis, K. Janda, i L. M. C. Junior, „Hybrid wind and solar photovoltaic generation with energy storage systems: A systematic literature review and contributions to technical and economic regulations“, *Energies*, sv. 14, izd. 20, str. 1–22, 2021, doi: 10.3390/en14206521.
- [94] P. H. A. Barra, W. C. de Carvalho, T. S. Menezes, R. A. S. Fernandes, i D. V. Coury, „A review on wind power smoothing using high-power energy storage systems“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, sv. 137, str. 110455, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110455.
- [95] M. S. Javed, T. Ma, J. Jurasz, i M. Y. Amin, „Solar and wind power generation systems with pumped hydro storage: Review and future perspectives“, *Renewable Energy*, sv. 148, str. 176–192, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.11.157.

POPIS OZNAKA I KRATICA

Kratice

A	Parametar koji opisuje sposobnost prigušenja fluktuacija s obzirom na brzinu oblaka
$A(f)$	Amplitudni spektar u funkciji frekvencije
A_l	Površina lopatica vjetroagregata
C_p	Koeficijent snage vjetroagregata
CS	Brzina kretanja oblaka
$d_{m,n}$	Udaljenost između lokacije „m“ i „n“
E_{loss}	Gubici energije zbog ograničene priključne snage
E_{tot}	Ukupna energija isporučena u mrežu
f	Frekvencija
F_0	Tijek novca u nultoj godini
f_c	Granična frekvencija
F_n	Tijek novca u n -toj godini
f_s	Frekvencija uzrokovanja
GHI_{cs}	Ukupno sunčevog zračenje na horizontalnu plohu, bez utjecaja oblaka
GHI_{norm}	Normalizirano ukupno sunčevog zračenje na horizontalnu plohu
GHI_{norm}^{sim}	Normalizirano simulirano ukupno sunčevog zračenje na horizontalnu plohu
$H(s)$	Prijenosna funkcija filtra prvog reda
I_{beam}	Direktna komponenta sunčevog zračenja okomita na površinu modula
I_{diff}	Difuzna komponenta sunčevog zračenja okomita na površinu modula
I_{refl}	Reflektirana komponenta sunčevog zračenja, okomita na površinu modula
J_0	Broj vremenskih serija dobiven nakon raščlanjivanja wavelet transformacijom
K	Faktor pojačanja filtra prvog reda
k_s	Indeks površinske ozračenosti
N_p	Broj paralelnih nizova fotonaponskih modula
N_s	Broj serijski spojenih fotonaponskih modula u nizu
N_{VA}	Broj integriranih vjetroagregata
N_{VE}	Ukupan broj vjetroagregata u vjetroelektrani
P_0	Gubici praznog hoda u transformatoru
P_{Cu}	Gubici u bakru transformatora
P_{inv}	Izlazna snaga izmjenjivača
P_{max}	Maksimalna snaga izmjenjivača

P_n	Nazivna snaga vjetroagregata
P_{SE}	Izlazna snaga sunčane elektrane
P_{VA}	Izlazna snaga vjetroagregata
r	Diskontna stopa
S	Površina fotonaponskih modula u sunčanoj elektrani
S_n	Prividna snaga transformatora
S_t^{HPP}	Proizvodnja hibridne elektrane u trenutku t
t	Diskretni vremenski trenutak
T	Duljina vremenske serije
T_{panel}	Temperatura fotonaponskog modula
T_s	Period uzrokovanja
v	Brzina vjetra
v_c	Maksimalna brzina vjetra pri kojoj dolazi do gašenja vjetroagregata
v_i	Brzina pri kojoj vjetroagregat počinje s proizvodnjom električne energije
v_r	Nazivna brzina vjetra
ΔP_t^{TR}	Ukupni gubici snage u transformatoru
Δt	Diskretni vremenski korak
ϑ	Kut upada sunčevih zraka i okomice na horizontalnu površinu
ϑ_T	Temperaturni koeficijent fotonaponskog modula
η	Ukupna efikasnost prije DC/AC pretvorbe u izmjenjivaču
η_{FN}	Efikasnost fotonaponskog modula
$\eta_{FN, stc}$	Efikasnost fotonaponskog modula pri standardnim uvjetima
ρ	Pearsonov koeficijent korelacije
ρ_a	Gustoća zraka
σ	Standardna devijacija
σ^2	Varijanca
σ_{xy}	Kovarijanca
τ_0	Prirodna vremenska konstanta vjetroagregata

Oznake

CAMS	Copernicus Atmosphere Monitoring Service
CorRES	Correlations in Renewable Energy Sources
DHI	Difuzno horizontalno zračenje
DNI	Direktno normalno zračenje

EU	Europska Unija
FN	Fotonaponski
GA	Genetski algoritam
GHI	Globalno horizontalno zračenje
INSEL	Integrated Simulation Environment Language
KNMI	Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut
LCOE	Ujednačeni trošak energije
MCS	Monte Carlo simulacije
MERRA	Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications
MODWT	Metoda maksimalnog preklapanja diskretne wavelet transformacije
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NPV	Neto sadašnja vrijednost
NWP	Numerički prognostički model atmosfere
OIE	Obnovljivi izvori energije
POA	Ukupno zračenje pod kutom modula
PSD	Spektar gustoće čestica
PSO	Optimizacija roja čestica
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
SAM	System Advisor Model
SDE	Stimulation of Sustainable Energy Production
SE	Sunčana elektrana
SEI	Smoothing effect index
SN	Srednji napon
VA	Vjetroagregat
VE	Vjetroelektrana
VN	Visoki napon
VR	Variability reduction
WVM	Wavelet variability model

SAŽETAK

Integracija vjetroelektrana (VE) i sunčanih elektrana (SE) na istoj ili bliskoj lokaciji uz zajedničko mjesto priključka na mrežu omogućava bolje iskorištavanje elektroenergetske infrastrukture i zemljišta, smanjuje troškova razvoja projekta, održavanja, uravnoteženja i dr. Zbog komplementarnosti proizvodnje VE i SE moguće je značajnije povećanje ukupne instalirane snage VE + SE u odnosu na priključnu snagu elektrane, a da se pritom gubici proizvodnje nastali zbog ograničene priključne snage ograniče na prihvatljivu razinu. U ovom radu proveden je pregled literature iz područja integriranih/hibridnih VE i SE sa zajedničkim mjestom priključka na mrežu. Istraženi su radovi koji uključuju varijabilnost proizvodnje VE i SE, komplementarnost proizvodnje i praktične aspekte komplementarnosti poput optimizacije snage VE i SE, proračune gubitaka proizvodnje nastalih zbog ograničene priključne snage i ostale aspekte važne za planiranje integracije VE i SE.

Pregledom literature primjećuje se da je područje integriranih VE i SE sa zajedničkim mjestom priključka na elektroenergetsku mrežu slabo istraženo, pri čemu se naglašava potreba za daljnjim istraživačkim radom primarno na području evaluacije praktičnih aspekata integriranih VE i SE. Proračune gubitaka proizvodnje nastale zbog ograničene priključne snage i optimizaciju instalirane snage VE/SE u hibridnoj elektrani potrebno je dalje istražiti primjenom sofisticiranijih modela proizvodnje VE i SE. Potrebno je i analizirati utjecaj unutar-satnih vremenskih rezolucija na procjenu gubitaka zbog značajne varijabilnosti proizvodnje VE i SE, što dalje zahtjeva primjenu modela koji će uvažiti dinamičke karakteristike pojedine tehnologije i uvažavanje složenijih procesa poput efekta poravnjanja proizvodnje. Konačno, za mjerodavnu usporedbu, potrebno je slične konfiguracije VE i SE evaluirati na različitim lokacijama čime će se omogućiti analiza klimatskih uvjeta i komplementarnosti proizvodnje VE i SE na odabir adekvatne instalirane snage.