

OBNOVLJIVI IZVORI ENERGIJE

SOLARNA ENERGETIKA

Čedomir Zeljković

Univerzitet u Banjoj Luci
Elektrotehnički fakultet

UNIVERZITET U BANJOJ LUCI
AKADEMSKA MISAO
Banja Luka - Beograd, 2018.

Čedomir Zeljković

OBNOVLJIVI IZVORI ENERGIJE: SOLARNA ENERGETIKA

Recenzenti

Prof. dr Vladimir Katić, Univerzitet u Novom Sadu

Prof. dr Željko Đurišić, Univerzitet u Beogradu

Izdavači

Univerzitet u Banjoj Luci / Elektrotehnički fakultet

Akadska misao, Beograd

Štampa

Akadska misao, Beograd

Lektor

Tijana Gajić

Tiraž

300 primjeraka

CIP - Каталогизација у публикацији
Народна и универзитетска библиотека
Републике Српске, Бања Лука

620.97(075.8)
621.472(075.8)
662.997(075.8)

ЗЕЉКОВИЋ, Чедомир, 1978-

Obnovljivi izvori energije : solarna energetika / Čedomir Zeljković.
- Banja Luka : Univerzitet u Banjoj Luci, Elektrotehnički fakultet ;
Beograd : Akadska misao, 2018 (Beograd : Akadska misao). - X,
290 str. : ilustr. ; 25 cm

Tiraž 300. - Dodaci: str. 275-286. - Bibliografija: str. 271-274. - Registar.

ISBN 978-99955-46-30-4

COBISS.RS-ID 7699224

© Univerzitet u Banjoj Luci i Akadska misao, 2018.

Sva prava zadržana. Nije dozvoljeno da bilo koji dio ove knjige bude snimljen, emitovan ili reprodukovan na bilo koji način, uključujući, ali ne ograničavajući se na fotokopiranje, fotografiju, magnetni ili bilo koji drugi vid zapisa, bez prethodne dozvole izdavača.

*Potom reče Bog: „Neka budu svetila na svodu nebeskom,
da dele dan i noć, da budu znaci vremenima i danima i godinama,“
(Postanak 1,14)*

PREDGOVOR

Solarna energetika se u okviru predmeta Obnovljivi izvori energije na Elektrotehničkom fakultetu u Banjoj Luci izučava od 2008. godine. Profesor Nikola Rajaković, gostujući profesor sa beogradskog Elektrotehničkog fakulteta i prvi šef Katedre za elektroenergetiku u Banjoj Luci, vizionarski je insistirao da se nastavni plan obogati ovim predmetom, smatrajući da smo na pragu svijetle budućnosti primjene solarnih sistema. Moram da priznam da sam u početku bio veoma skeptičan u pogledu takvog poteza, cijeneći da fotonaponski sistemi sa znatno višim investicionim troškovima po kilovatu instalisane snage, ne mogu da budu konkurencija drugim tehnologijama za proizvodnju električne energije. Iako sumnjičav, vrijedno sam se prihvatio posla i kontinuirano radio zadatke za vježbe, koristeći se u potpunosti stranom literaturom. Iz dana u dan, shvatao sam da je profesor Rajaković itekako bio u pravu, posmatrajući kako cijena fotonaponskih sistema opada, a njihova instalisana snaga u svijetu vrtoglavo raste. Sa razvojem solarne tehnologije, stasavao je i naš predmet. Nastavni materijali su svake godine bili sve bogatiji. Asistent na predmetu Obnovljivi izvori energije bio sam do 2014. godine, kada sam biran u zvanje nastavnika. Od nastavnih materijala na predavanjima koristio sam dijelove knjiga različitih autora, na srpskom i na engleskom jeziku, video prezentacije i internet resurse. Nije bilo teško zaključiti da je studentima neophodan sveobuhvatan udžbenik koji bi u potpunosti pratio program predmeta iz oblasti solarne energetike. Odlučio sam da skromno znanje koje sam stekao do sada, pretočim u knjigu, nadajući se da će biti na korist studentima tehničkih fakulteta i inženjerima koji se u praksi bave solarnim sistemima. Svjestan da knjiga može da bude poboljšana, primjedbe i sugestije dobronamjernih čitalaca primiću sa zahvalnošću.

Knjiga je organizovana u sedam poglavlja. U prvom poglavlju dat je kratak uvod u problematiku solarne energetike, sa aktuelnim trendovima razvoja i motivaciji za njeno detaljnije izučavanje. Drugo poglavlje je posvećeno procesima generisanja energije na Suncu, zračenju u okolni prostor i uticaju atmosfere na dospijevanje Sunčevog zračenja na površinu Zemlje. Tema trećeg poglavlja je međusobni položaj Sunca i Zemlje, odnosno pozicija Sunčevog diska na nebeskom svodu, gledano iz perspektive posmatrača sa Zemlje. U četvrtom poglavlju predstavljeni su matematički modeli za određivanje direktne, difuzne i reflektovane komponente zračenja koje dospijevaju na solarni kolektor proizvoljne orijentacije. U petom poglavlju govori se o fotonaponskoj konverziji, kao direktnom načinu za pretvaranje

energije zračenja Sunca u električnu energiju. Tema šestog poglavlja su fotonaponski sistemi, koji su formirani kao veza fotonaponskih modula sa elektronskim pretvaračima i uređajima za skladištenje energije. Sedmo poglavlje je posvećeno ekonomskim i regulatornim aspektima solarne energetike. U dodacima datim na kraju knjige, u formi dijagrama i tabela, sistematično su prikazani razni klimatski i energetske pokazatelji koji su neophodni za procjenu proizvodnje solarnih sistema. Takođe su opisana i dva softvera dostupna na internetu, koje čitaoci mogu da koriste pri analizi performansi fotonaponskih sistema.

Namjera mi je bila da se ova knjiga ne koristi samo na Elektrotehničkom fakultetu u Banjoj Luci, nego i na drugim fakultetima elektrotehnike u regionu. Iz tog razloga ilustrativni primjeri, te meteorološki i energetske podaci prikazani su za dvanaest gradova u okruženju u kojima egzistiraju elektrotehnički fakulteti.

Želim da se zahvalim članovima Katedre za elektroenergetiku, na čelu sa profesorom Petrom Matićem, koji su mi nesebično pružali podršku i oslobađali me raznih dužnosti na fakultetu, u namjeri da ova knjiga što prije ugleda svjetlost dana. Posebnu zahvalnost dugujem asistentu Predragu Mršiću, koji je sa mnom bistrio mnoge probleme i nejasnoće tokom razvoja predmeta Obnovljivi izvori energije, a na kraju i detaljno pročitao rukopis knjige, te iznio niz korisnih sugestija. Značajan broj nedostataka otklonjen je i zahvaljujući asistentu Bojanu Ercegu, koji je takođe pročitao rukopis u cjelosti.

Najtoplije se zahvaljujem recenzentima, cijenjenim profesorima Vladimiru Katiću sa Fakulteta tehničkih nauka u Novom Sadu i Željku Đurišiću sa Elektrotehničkog fakulteta u Beogradu, na pažljivom iščitavanju rukopisa knjige i veoma pozitivnim kritikama.

Profesoru Nikoli Rajakoviću, začetniku predmeta Obnovljivi izvori energije i jednom od rodonačelnika studija elektroenergetike u Banjoj Luci, posvećujem ovu knjigu.

U Banjoj Luci, septembra 2018. godine

Čedomir Zeljković



SADRŽAJ

1	UVOD.....	1
1.1	AKTUELNI TRENDOWI RAZVOJA SOLARNE ENERGETIKE U SVIJETU.....	1
1.2	OSNOVNI MOTIVI ZA IZUČAVANJE SOLARNE ENERGETIKE	3
1.2.1	Neiscrpan energetska resurs.....	4
1.2.2	Ekološka prihvatljivost.....	4
1.2.3	Povoljni klimatski uslovi u našem regionu	5
1.2.4	Kontinuirani razvoj tehnologije i pad cijena	7
1.2.5	Razvoj lokalne ekonomije i jačanje energetske nezavisnosti.....	9
2	SUNCE KAO IZVOR ENERGIJE	11
2.1	OSNOVNE KARAKTERISTIKE SUNCA	11
2.1.1	Nuklearna reakcija na Suncu.....	12
2.2	PROCES ZRAČENJA ENERGIJE U SVEMIR.....	17
2.2.1	Osnovni pojmovi i definicije.....	17
2.2.2	Fizički zakoni zračenja.....	22
2.2.3	Specifičnosti zračenja Sunca.....	27
2.3	DOSPIJEVANJE SUNČEVE ENERGIJE NA ZEMLJU	30
2.3.1	Struktura atmosfere	30
2.3.2	Integralni energetska bilans atmosfere.....	31
2.3.3	Apsorpcija zračenja u atmosferi	34
2.3.4	Rasijanje zračenja u atmosferi.....	36
2.3.5	Pojam vazdušne mase	37
2.3.6	Snaga i spektar zračenja na Zemljinom tlu	39
3	POLOŽAJ SUNCA NA NEBESKOJ SFERI	43
3.1	OZNAČAVANJE POZICIJA NA ZEMLJI	44
3.2	ZEMLJINA ELIPTIČNA PUTANJA OKO SUNCA	46
3.3	GEOCENTRIČNA REPREZENTACIJA POLOŽAJA ZEMLJE I SUNCA	49
3.4	SOLARNO VRIJEME	52
3.4.1	Definicija solarnog vremena	52
3.4.2	Satni ugao.....	54
3.4.3	Veza solarnog i standardnog lokalnog vremena.....	55
3.5	UGLOVI KOJI ODREĐUJU POZICIJU SUNCA	60
3.5.1	Elevacioni ugao Sunca u solarno podne.....	60

3.5.2	Pozicija Sunca u proizvoljno doba dana.....	62
3.5.3	Vremena izlaska i zalaska Sunca.....	64
3.6	DIJAGRAMSKI PRIKAZ PROMJENE POZICIJE SUNCA	66
3.6.1	Sjenke koje potiču od susjednih objekata.....	68
4	ZRAČENJE NA SOLARNI KOLEKTOR.....	75
4.1	ZRAČENJE IZVAN ATMOSFERE	77
4.2	RAČUNANJE IRADIJANSE KOLEKTORA TOKOM VEDRIH DANA	81
4.2.1	Direktna komponenta zračenja	81
4.2.2	Difuzna komponenta zračenja	86
4.2.3	Reflektovana komponenta zračenja.....	95
4.2.4	Ukupno zračenje na kolektor fiksne orijentacije	98
4.2.5	Sistemi za praćenje pozicije Sunca.....	99
4.3	RAČUNANJE INSOLACIJE KOLEKTORA TOKOM VEDRIH DANA.....	105
4.4	IRADIJANSA I INSOLACIJA UZ UVAŽAVANJE OBLAČNOSTI.....	110
4.4.1	Definicija indeksa vedrine	112
4.4.2	Veza indeksa vedrine i difuzne komponente insolacije.....	115
4.4.3	Određivanje insolacije na kolektoru proizvoljne orijentacije	118
4.4.4	Optimalni nagib kolektora u prisustvu oblačnosti	122
4.5	MJERENJE I STATISTIČKA OBILJEŽJA SUNČEVOG ZRAČENJA.....	123
4.5.1	Uređaji za mjerenje.....	123
4.5.2	Mape potencijala Sunčevog zračenja	128
4.5.3	Tipična meteorološka godina	129
4.5.4	Vještačko generisanje podataka o Sunčevom zračenju	131
5	FOTONAPONSKA KONVERZIJA	133
5.1	ISTORIJSKI RAZVOJ FOTONAPONSKE TEHNOLOGIJE.....	133
5.2	OSNOVE FIZIKE POLUPROVODNIKA	136
5.2.1	Energetski nivoi i zone	136
5.2.2	Poluprovodnički materijali	138
5.2.3	Fotonaponski efekat.....	139
5.2.4	Dopiranje	144
5.2.5	P-N spoj	146
5.3	FOTONAPONSKA ČELIJA	149
5.3.1	Osnovni model fotonaponske ćelije	151
5.3.2	Detaljniji modeli fotonaponske ćelije.....	156
5.3.3	Model sa dvije diode	157
5.4	FOTONAPONSKI MODULI I PANELI	158
5.4.1	Fotonaponski moduli.....	158

5.4.2	Fotonaponski paneli	160
5.5	UTICAJ IRADIJANSE I TEMPERATURE NA KARAKTERISTIKU PV MODULA	162
5.5.1	I-U karakteristika modula pri standardnim uslovima	162
5.5.2	Uticaj iradijanse na I-U karakteristiku modula	164
5.5.3	Uticaj temperature na I-U karakteristiku modula.....	164
5.6	NEGATIVNI UTICAJ SJENČENJA.....	167
5.6.1	Modelovanje efekta sjenčenja	167
5.6.2	Premošćavajuće diode	170
5.6.3	Blokirajuće diode	172
6	FOTONAPONSKI SISTEMI.....	175
6.1	TIPOVI FOTONAPONSKIH SISTEMA	175
6.1.1	Samostalni fotonaponski sistemi	176
6.1.2	Hibridni fotonaponski sistemi	178
6.1.3	Fotonaponski sistemi povezani sa mrežom	179
6.1.4	Fotonaponski sistemi integrisani u zgrade	182
6.2	BATERIJE	183
6.2.1	Olovne baterije	183
6.2.2	Baterije na bazi nikla.....	187
6.2.3	Baterije na bazi litijuma	188
6.2.4	Osnovni tehnički pokazatelji baterija	189
6.3	DC/DC PRETVARAČI	195
6.3.1	Osnovne topologije DC/DC pretvarača.....	196
6.3.2	Algoritmi za traženje tačke maksimalne snage (MPPT)	201
6.4	INVERTORI.....	206
6.4.1	Osnovne topologije invertora	206
6.4.2	Osnovni tehnički pokazatelji invertora	213
6.4.3	Invertorske konfiguracije kod mrežno povezanih sistema	215
6.5	PRATEĆE KOMPONENTE FOTONAPONSKOG SISTEMA	220
6.5.1	Zaštitna i sklopna oprema	222
6.5.2	Ožičenje.....	229
6.5.3	Elementi za montažu	233
6.5.4	Nadzor i upravljanje	235
7	EKONOMSKA ANALIZA.....	239
7.1	OSNOVNI POJMOVI INŽENJERSKE EKONOMIJE.....	239
7.1.1	Investitori i dobit	240
7.1.2	Prosti period otplate	240
7.1.3	Prosta stopa prinosa.....	241
7.1.4	Analiza tokova novca (Cash Flow)	242

7.1.5	Diskontovani tokova novca (Discounted Cash Flow)	243
7.1.6	Neto sadašnja vrijednost.....	244
7.1.7	Uticaj inflacije	246
7.1.8	Interna stopa prinosa.....	247
7.1.9	Svođenje investicije na godišnji nivo	248
7.1.10	Nivelisana cijena energije.....	252
7.2	OCJENA INVESTIRANJA U FOTONAPONSKI SISTEM	253
7.2.1	Određivanje troškova PV sistema	254
7.2.2	Određivanje proizvedene energije	257
7.2.3	Cijena energije iz mrežno povezanog PV sistema.....	259
7.2.4	Podsticajni mehanizmi.....	261
7.2.5	Sistem podsticaja za obnovljive izvore u Republici Srpskoj.....	263
7.2.6	Cijena energije iz samostalnog PV sistema	267
LITERATURA.....		271
DODATAK A: DIJAGRAMI PUTANJE SUNCA		275
DODATAK B: METEOROLOŠKI I ENERGETSKI PODACI		279
DODATAK C: DOSTUPNI SOFTVERSKI ALATI.....		285
INDEKS		287

1

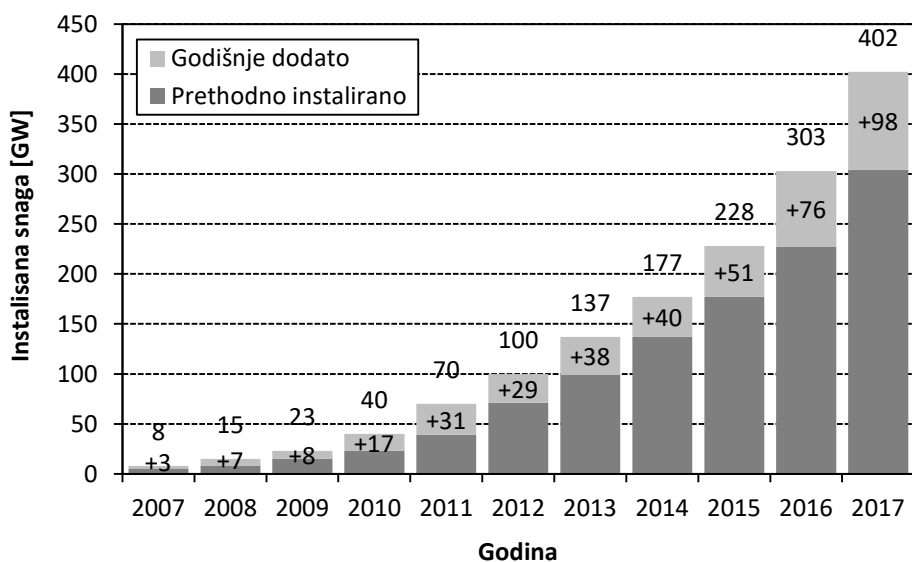
UVOD

Tokom posljednjih desetak godina solarna energija se kristališe kao respektabilan segment u globalnom energetsom miksu. U fotonaponskoj tehnologiji instalisana snaga u svijetu do kraja 2017. godine dostigla je cifru od 402 GW, što predstavlja mnogostruko povećanje u odnosu na vrijednost od 8 GW, koja je zabilježena deset godina ranije. Vrtoglavi napredak je posljedica spleta uticajnih faktora među kojima se posebno ističu: jačanje ekološke svijesti u svijetu i traženje alternative fosilnim gorivima, donošenje političkih odluka i formiranje mehanizama podrške za korišćenje obnovljivih izvora energije, te smanjenje cijena i povećanje efikasnosti fotonaponskih modula i pripadajuće elektronske opreme.

1.1 Aktuelni trendovi razvoja solarne energetike u svijetu

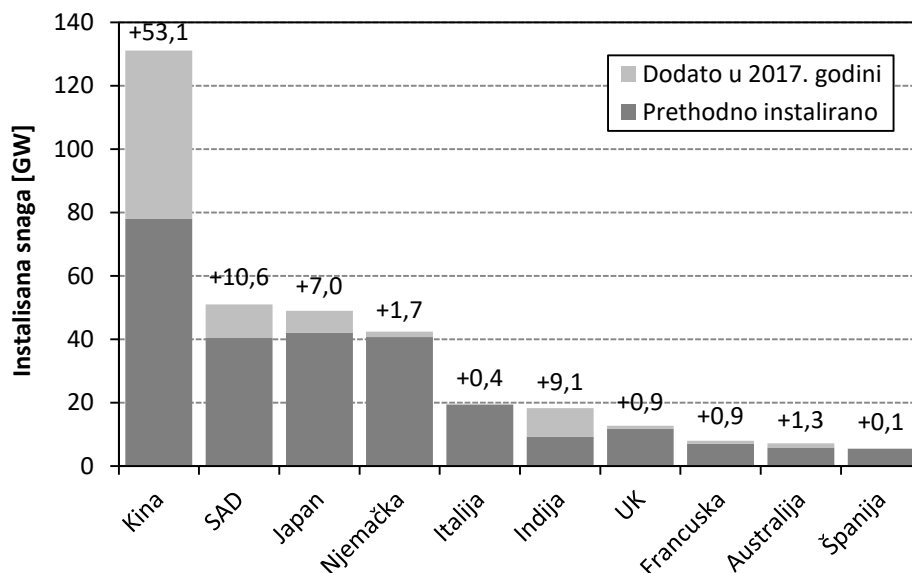
Instalisana snaga obnovljivih izvora energije u svijetu kontinuirano raste, a tokom 2017. godine ostvareno je dosad najveće godišnje povećanje od oko 178 GW. U okviru navedenog inkrementa sami solarni fotonaponski sistemi doprinijeli su sa 55%. Tokom 2017. godine više je izgrađeno fotonaponskih kapaciteta nego što je ukupna snaga svih novih elektrana baziranih na sagorijevanju fosilnih goriva i nuklearnoj energiji. Dijagram trenda ekspanzije ove tehnologije na svjetskom nivou prikazan je na slici 1.1. Primjetno je da već neko vrijeme godišnja stopa rasta instalisane snage fotonaponskih sistema iznosi oko jednu trećinu. Glavni nosioci razvoja su azijske zemlje, među kojima se posebno ističe Kina. Kina je svjetski lider kako po apsolutnom instalisanom kapacitetu, tako i po snazi dodatoj tokom 2017. godine.

Poređenje deset najuspješnijih zemalja prikazano je na slici 1.2. Uvjedljivo na čelu je Kina, koja je dodajući 53,1 GW tokom 2017. godine dostigla rekordnu cifru od 131,1 GW. U narednoj kategoriji su SAD (51 GW), Japan (49 GW) i Njemačka (42,4 GW), dok su u trećoj grupi Italija (19,7 GW) i Indija (18,3 GW). Iako je većina instalisane snage koncentrisana u malom broju država, na svakom kontinentu je izgrađeno bar po 1 GW, a na kraju 2017. godine kapacitet od 1 GW nadmašen je u čak 29 država.



SLIKA 1.1

Rast instalisane snage fotonaponskih sistema u svijetu tokom posljednje dekade



SLIKA 1.2

Svjetski lideri u fotonaponskoj tehnologiji

Razvoj obnovljivih izvora energije rezultat je složenog lanca uzročno-posljedičnih akcija koje se prenose od državnog zakonodavstva sve do krajnjeg korisnika. Na početku lanca je država koja identifikuje da postoje problemi kao što su rast potreba za energijom, iscrpljivanje zaliha fosilnih goriva, povećanje stepena zagađenja atmosfere i sve primjetnije klimatske promjene. Prve značajnije koordinisane aktivnosti većeg broja svjetskih država pokrenute su 1992. godine međunarodnom konvencijom o klimatskim promjenama pod okriljem Organizacije ujedinjenih nacija (*United Nations Framework Convention on Climate Change* – UNFCCC). Tada je definisan osnovni cilj da je emisiju gasova staklene bašte neophodno stabilizovati na nivo koji garantuje sprečavanje opasnih klimatskih promjena antropogenog karaktera. Izvorna ideja je dalje razvijana na redovnim godišnjim konferencijama, među kojima se posebno ističu one održane u Kjotu (1997), Kopenhagenu (2009) i Parizu (2015), pošto su rezultovale potpisivanjem zvaničnih dokumenata. Prema sporazumu iz Pariza, države potpisnice su se obavezale da će se posvetiti zadatku da se globalni rast temperature zadrži značajno ispod 2°C u odnosu na predindustrijsko doba. Obaveza svake države je pravljenje plana i redovno izvještavanje o preduzetim akcijama i ostvarenim doprinosima na polju smanjenja globalnog zagrijavanja. Da bi država uspjela da ostvari zacrtane ciljeve neophodno je da motiviše sve uticajne subjekte od proizvođača do potrošača energije. Najuspješniji motivacioni mehanizmi su zasnovani na kombinaciji regulatornih mjera kojima se definišu potrebne kvote (obaveze) i ekonomskih instrumenata kojima se obezbjeđuju finansijski podsticaji. Regulatorni okvir pomaže da se obaveze koje je preuzela država potpisujući međunarodni sporazum što bolje preslikaju na proizvođače i potrošače električne energije, uz neizbježno postojanje mehanizama za praćenje procesa i kažnjavanje učesnika koji se ne pridržavaju propisanog puta. Finansijski instrumenti podrške proizvođačima energije iz obnovljivih izvora moraju kontinuirano da se prilagođavaju uslovima na tržištu i padu investicionih troškova, tako da što bolje oslikavaju realnu cijenu energije.

1.2 Osnovni motivi za izučavanje solarne energetike

Progres obnovljivih izvora energije je evidentan, a takođe i činjenica da se od svih tehnologija solarna energetika u aktuelnom trenutku razvija najintenzivnije. Možemo da izdvojimo nekoliko snažnih motiva koji govore u prilog da itekako ima smisla izučavati solarnu energetiku.

1.2.1 Neiscrpan energetska resurs

Sunce predstavlja impozantan, praktično neiscrpan izvor energije. Ova Zemlji najbliža zvijezda nalazi se na polovini svog životnog vijeka, koji se procjenjuje na oko 10 milijardi godina. Proces emitovanja energije veoma je stabilan. Energija koja dopiye na Zemlju je teorijski dovoljna da višestruko pokrije sve potrebe čovječanstva. Sunčeva energija je indirektno pokretač i za ostale energetske izvore na Zemlji kao što su energija vjetra, hidroenergija, energija fosilnih goriva itd. Ukupna snaga zračenja Sunca iznosi oko $3,8 \times 10^{20}$ MW. Poređenja radi, prosječna snaga svih elektrana na svijetu je reda veličine 3×10^6 MW. Elektrane locirane u Republici Srpskoj proizvedu tipično oko 7 TWh godišnje, što dijeljenjem sa 8760 časova koliko ima godina, daje prosječnu snagu oko 800 MW. Sistematično poređenje snage zračenja Sunca sa karakterističnim vrijednostima snage na Zemlji prikazano je u tabeli 1.1.

TABELA 1.1

Poređenje snage Sunca sa drugim reprezentativnim energetska pokazateljima

Pokazatelj	Prosječna snaga [MW]
Snaga Sunca na njegovoj površini	$3,8 \times 10^{20}$
Snaga Sunca koja dopiyeva na Zemlju	1×10^{11}
Ukupna snaga potrošnje na Zemlji u svim vidovima	2×10^7
Ukupna snaga potrošnje električne energije na svijetu	3×10^6
Prosječna snaga svih elektrana u Republici Srpskoj	800

1.2.2 Ekološka prihvatljivost

Globalno zagrijavanje i klimatske promjene postaju sve očigledniji iz godine u godinu. Temperaturni rekordi, ekstremne meteorološke pojave od dugotrajnih suša do enormnih količina padavina, topljenje leda u polarnim oblastima i povećanje nivoa svjetskog mora dokazi su sa kojima se svakodnevno suočavamo. Jedan od osnovnih uzroka globalnog zagrijavanja predstavlja povećanje koncentracije tzv. gasova staklene bašte od kojih su najznačajniji vodena para i ugljen-dioksid (CO_2). Gasovi staklene bašte koji se nalaze u atmosferi apsorbuju jedan dio energije koju bi Zemlja inače izračila u svemir, te je reflektuju nazad ka tlu u vidu infracrvenog zračenja. Koncentracija gasa CO_2 ubrzano raste i tokom 2018. godine dostigla je rekordnih 410 ppm, što je za oko 45% više u odnosu na stanje pred

početak industrijske revolucije. Aktualna strategija dogovorena na internacionalnom nivou i potvrđena Pariskim sporazumom iz decembra 2015. godine je da se rast temperature pokuša da ograniči na maksimalno 2°C u odnosu na predindustrijsko doba. Prema proračunima to otprilike znači da, u poređenju sa nivoom iz devedesetih godina prošlog vijeka, emisija CO_2 gasa do 2050. godine mora biti smanjena za oko 50%, a do 2100. godine praktično svedena na nulu.

Korišćenje fotonaponskih sistema za proizvodnju električne energije umjesto tradicionalnih parnih ili gasnih termoelektrana dovodi do višestrukog smanjenja emisije ugljen-dioksida. Iako fotonaponski sistemi tokom eksploatacije ne emituju ni malo gasa CO_2 u atmosferu, određena emisija se događa za vrijeme procesa proizvodnje fotonaponskih modula. Ekvivalentni stepen emisije, koji je određen na nivou cijelog životnog vijeka, za fotonaponske sisteme bazirane na modulima od kristalnog silicijuma iznosi reda 30–50 g/kWh. Navedeni stepen je desetak puta manji od emisije gasa CO_2 u gasnim termoelektranama i preko dvadeset puta manji od emisije koja se javlja u termoelektranama na niskokalorični ugalj. Fotonaponske elektrane ipak nisu izvori sa apsolutno najmanjom emisijom, što potvrđuje činjenica da je kod hidroelektrana i vjetroelektrana stepen emisije moguće spustiti čak i ispod 10 g/kWh.

Uz nizak nivo emisije gasova staklene bašte, fotonaponski sistemi imaju i druge povoljne ekološke karakteristike. Kako kod ove tehnologije za proizvodnju energije ne postoje obrtni dijelovi, ne javljaju se buka i vibracije. Fotonaponski moduli mogu biti postavljeni kao dio krova ili fasade zgrade, ne zauzimajući dodatni prostor, a stvarajući povoljan estetski i funkcionalni efekat. Mora se priznati da je za elektrane najvećih snaga, kod kojih su fotonaponski moduli postavljeni na tlu, neophodna prilično velika površina za montažu.

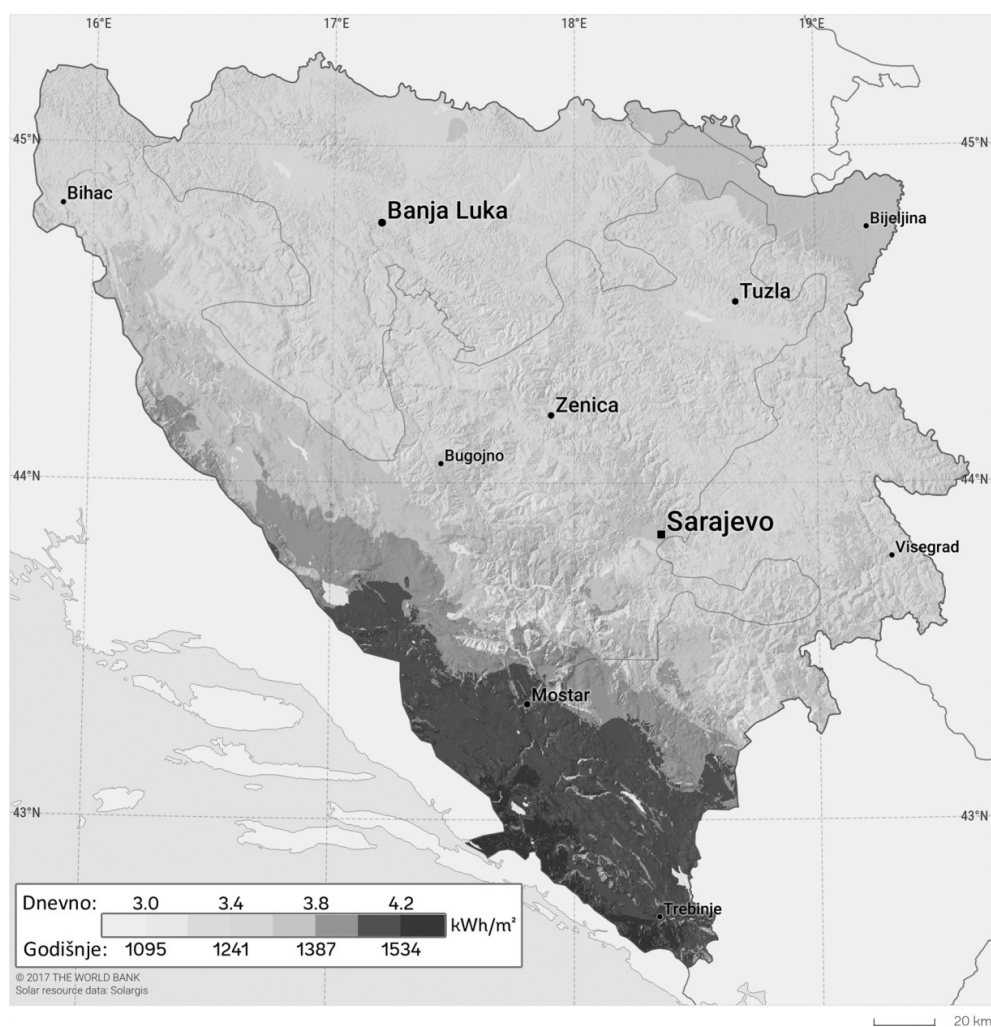
1.2.3 Povoljni klimatski uslovi u našem regionu

Među motivacionim faktorima za bavljenje fotonaponskom tehnologijom posebno je važno što su zemlje Balkana pozicionirane na povoljnom geografskom položaju. Njemačka kao evropski lider u fotonaponskoj tehnologiji, sa ukupnom instalisanom snagom od preko 42 GW, postigla je izvanredne rezultate, uprkos skromnoj vrijednosti prosječne insolacije na horizontalnu podlogu od svega 1055 kWh/m^2 . Poređenja radi, Banja Luka na kvadratni metar horizontalne površine godišnje dobija oko 1270 kWh energije Sunčevog zračenja, a pojedine lokacije u Hercegovini i preko 1500 kWh. I države u okruženju raspolažu solarnim potencijalom koji je na uporedivom nivou.

Za sticanje boljeg uvida u raspodjelu solarnog potencijala u zavisnosti od geografskog položaja, korisne su naredna slika i tabela. Na slici 1.3 prikazana je

mapa raspoložive insolacije Bosne i Hercegovine, izražene u formi energije u kWh/m², koja na horizontalnu podlogu dopijeva na nivou prosječne godine. U tabeli 1.2 je prikazano poređenje prosječne insolacije bosansko-hercegovačkih gradova Banje Luke i Trebinja sa karakterističnim gradovima u Evropi.

Radi ilustracije veličine i izgleda fotonaponske elektrane, na slici 1.4 prikazana je elektrana izgrađena u hercegovačkom mjestu Bileći, kod koje su fotonaponski elementi montirani na krovu industrijske hale.



SLIKA 1.3

Potencijal solarnog resursa na teritoriji Bosne i Hercegovine (izvor: Solargis)

TABELA 1.2

Poređenje prosječne godišnje insolacije za karakteristične gradove u Evropi
(izvor: PVGIS–CMSAF)

Grad	Godišnja insolacija na horizontalnu podlogu [kWh/m ²]	Godišnja insolacija na podlogu optimalnog nagiba [kWh/m ²]
Štokholm	960	1170
London	1050	1230
Berlin	1080	1270
Banja Luka	1270	1460
Trebinje	1510	1750
Rim	1650	1930
Madrid	1790	2100

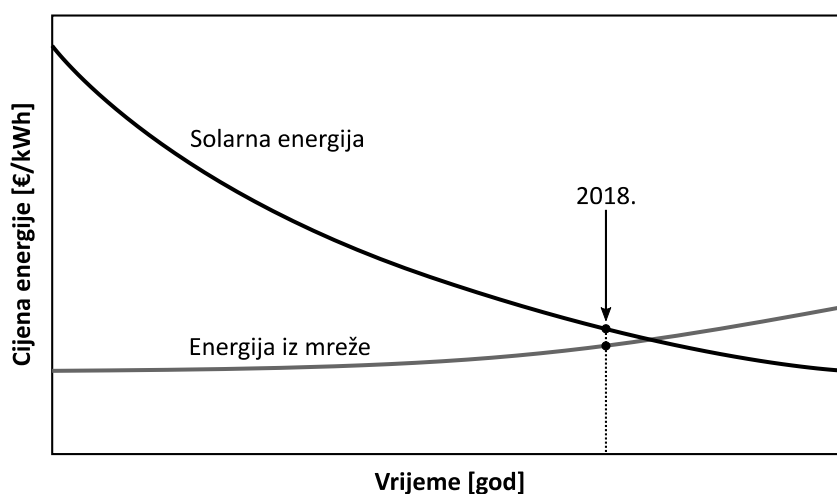
**SLIKA 1.4**

Mala solarna elektrana Bileća instalisane snage 250 kW (izvor: ETMax Banja Luka)

1.2.4 Kontinuirani razvoj tehnologije i pad cijena

Energija zračenja Sunca je prisutna od pamtivijeka, a i otkriće načina za njeno pretvaranje u električnu energiju u vidu fotonaponskog efekta datira od prije više od sto godina. Ipak, mala efikasnost i visoka cijena fotonaponskih ćelija sve do skoro su predstavljale nepremostive prepreke za masovniju primjenu solarnih

sistema. Zahvaljujući mjerama podsticaja došlo je do iznenađujuće brzog napretka fotonaponske tehnologije. Za relativno kratko vrijeme, solarni sistemi prešli su put od najskupljeg do najjeftinijeg obnovljivog izvora energije. Potreba za eksternom finansijskom podrškom intenzivno se smanjuje i podsticajne garantovane otkupne cijene opadaju iz godine u godinu. Uprošćena ilustracija sa slike 1.5 prikazuje predikciju prema kojoj će u bliskoj budućnosti energija proizvedena pomoću fotonaponskih sistema postati uopšteno najjeftiniji vid električne energije.



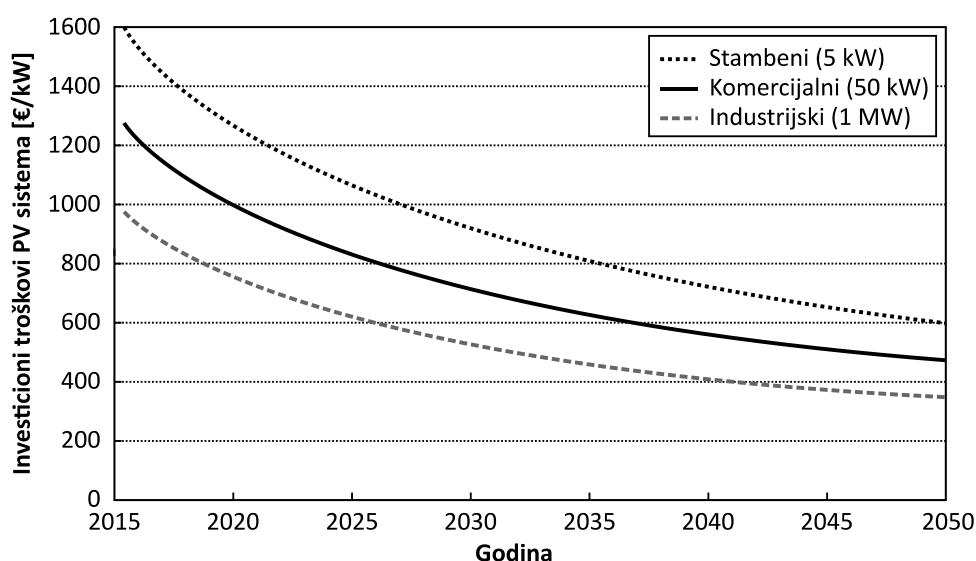
SLIKA 1.5

Ilustracija ekonomske konkurentnosti fotonaponskih sistema

U svijetu su već zabilježeni slučajevi u kojima je energija proizvedena fotonaponskim sistemima pojeftinila do nivoa prosječne cijene energije iz elektroenergetске mreže. Takvi slučajevi su u aktuelnom trenutku mogući samo kod elektrana najvećih snaga, koje su instalirane u područjima sa visokim potencijalom Sunčevog zračenja. Kod manjih fotonaponskih sistema to zasad nije ostvarljivo, jer zbog efekta ekonomije veličine, manji sistemi imaju veće investicione troškove po kilovatu instalisane snage. Očekivani trend budućeg smanjenja investicionih troškova u zavisnosti od veličine i tipa sistema prikazan na slici 1.6.

Podsticaji u vidu garantovanih otkupnih cijena zadržali su se uglavnom samo kod malih stambenih i komercijalnih fotonaponskih sistema. Kod velikih industrijskih sistema, u posljednje vrijeme prelazi se na princip aukcija. U namjeri da se što bolje detektuje realna cijena energije iz obnovljivog izvora, država raspisuje javni

poziv za izgradnju sistema definisane snage. U pozivu se navode kriterijumi i specifični uslovi za potencijalne ponuđače, a najčešći kriterijum je najniža cijena po proizvedenom kilovat-času energije. Karakteristični primjeri su aukcije održane u Njemačkoj i Španiji tokom 2017. godine za projekte koji trebaju da budu realizovani do 2020. godine. U sklopu ponuda koje su prihvaćene, dogovorene cijene su spuštene i ispod 0,04 €/kWh. Navedene cijene su uporedive sa cijenama energije iz elektrana baziranih na tradicionalnim zrelim tehnologijama.



SLIKA 1.6

Predikcija pada investicionih troškova fotonaponskih sistema u narednom periodu

1.2.5 Razvoj lokalne ekonomije i jačanje energetske nezavisnosti

U zemljama koje su se posvetile razvoju obnovljivih izvora energije stvoren je značajan broj novih radnih mjesta. Od svih tehnologija, upravo je fotonaponska industrija pozicionirana na prvom mjestu po broju zaposlenih radnika. Procjenjuje se da u fotonaponskom sektoru na kraju 2017. godine u svijetu radi oko 3,4 miliona ljudi, što je 9% više u odnosu na godinu ranije. Naravno, i ovdje treba imati u vidu da se više od pola navedenih radnih mjesta odnosi na Kinu. Poslovi uključuju razvoj i proizvodnju fotonaponskih elemenata i prateće opreme, projektovanje fotonaponskih sistema, izvođenje, upravljanje i održavanje sistema, ali i obrazovanje potrebnih kadrova.

Proizvodnja energije iz solarnog resursa, koji je svuda dostupan, doprinosi povećanju energetske nezavisnosti države. Izgradnjom fotonaponskih sistema sma-

njuje se potreba za uvozom nafte i gasa iz inostranstva i jača se imunost na fluktuacije cijena energenata na svjetskom tržištu. Stepenergetske nezavisnosti povećava se i na nivou lokalnih zajednica. Prelaskom na koncept distribuirane proizvodnje smanjuje se uticaj velikih centralizovanih izvora, tako da dolazi do povećanja efikasnosti i pouzdanosti snabdijevanja krajnjih korisnika. Efikasnost se poboljšava izbjegavanjem prenosa energije na velike udaljenosti, zahvaljujući čemu se smanjuju ukupni gubici u elektroenergetskoj mreži. Sigurnosni efekti proizilaze iz veće geografske disperzije proizvodnih jedinica, što smanjuje uticaj ispada pojedinih vitalnih sistemskih proizvodnih ili prenosnih kapaciteta na prekide u snabdijevanju potrošača.

2

SUNCE KAO IZVOR ENERGIJE

Sunce predstavlja impozantan izvor energije. Količina solarne energije koja na Zemlju dopiye tokom jednog časa, uporediva je sa količinom energije u svim vidovima koju današnje čovječanstvo potroši za godinu dana. Prva tema ove knjige je razmatranje Sunca u ulozi generatora energije. Diskutujemo o načinu na koji se energija generiše na Suncu, o fizičkim principima koji opisuju proces zračenja energije u svemir, o uticaju kojeg na prostiranje zračenja ispoljava Zemljina atmosfera i konačno, kao posljedici svega navedenog, o iznosu energije dostupne na Zemljinom tlu.

2.1 Osnovne karakteristike Sunca

Sunce nam je najbliža zvijezda, ishodište heliocentričnog sistema. Zemlja i ostale planete Sunčevog sistema kruže oko Sunca po eliptičnim putanjama. Danas se o Suncu zna mnogo informacija, koje su rezultat direktnog posmatranja ili izračunavanja na osnovu fizičkih zakona.

Kružeći svojom putanjom, Zemlja je u prosjeku od Sunca udaljena 149,6 miliona kilometara. Poluprečnik Sunca iznosi oko 696.000 km, odnosno 109 puta je veći od poluprečnika Zemlje. Iz toga proizilazi da je zapremina Sunca 1,3 miliona puta veća od zapremine naše planete. Sunce ima masu od $1,99 \times 10^{30}$ kg, odnosno 333.000 puta veću masu od Zemlje. Na Sunce odlazi oko 99,87% ukupne mase Sunčevog sistema, što znači da je ono oko 750 puta masivnije od svih ostalih planeta zajedno.

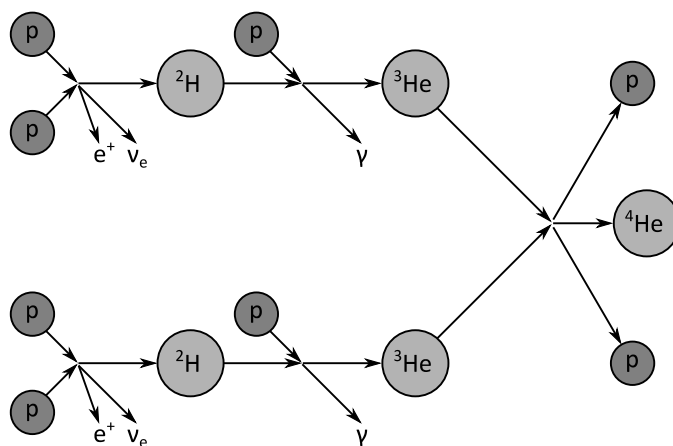
Sunce je sfera sačinjena od vrelih gasova, dominantno vodonika (oko 74% mase) i helijuma (oko 24% mase). Ostali elementi (npr. ugljenik, azot, kiseonik i dr.) zastupljeni su u ukupnom iznosu sa manje od 2%. Gasovita masa rotira slojevito, tako da njen ekvatorijalni dio jedan puni obrtaj napravi za oko 27 dana, a dio uz polove za oko 30 dana.

2.1.1 Nuklearna reakcija na Suncu

U središtu rotirajuće mase Sunca, prema aktuelnom tumačenju, odigrava se termonuklearna reakcija – *fuzija*. Atomi vodonika se pri veoma visokoj temperaturi od reda 15 miliona kelvina pretvaraju u helijum. Rezultujući gubitak mase se konvertuje u energiju i oslobađa u svemir. Iznos izgubljene mase Δm i načinjene energije ΔE povezuje kvadrat brzine svjetlosti c^2 ($c = 2,9979 \times 10^8$ m/s), prema poznatoj *Einstein*-ovoj formuli:

$$\Delta E = \Delta mc^2 \quad (2.1)$$

Astrofizičari smatraju da se na Suncu, kao i na zvijezdama koje su slične ili manje veličine, dešava proces fuzije po principu lanca *proton-proton*. Kod većih zvijezda reakcija se odigrava prema ugljeničkom (CNO) lancu. Prije svega, za bolje razumijevanje, potrebno je da se prisjetimo da se zbog veoma visoke temperature u jezgru Sunca, materija nalazi u stanju plazme. Plazma, koju nekad nazivaju i četvrto agregatno stanje, predstavlja jonizovano stanje materije gdje su elektroni i pozitivno naelektrisana jezgra razdvojeni i kao takvi podložni su djelovanjima električnih i magnetskih polja. Skica termonuklearne reakcije proton-proton prikazana je na slici 2.1, dok detaljnije objašnjenje slijedi u nastavku.

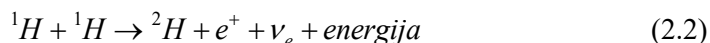


SLIKA 2.1

Proces fuzije koji se odigrava na Suncu

Navedena reakcija se odvija u tri sukcesivna koraka. Prvi korak predstavlja fuziju dva jezgra vodonika (protona) i nastanak deuterona, jezgra vodonika koje

posjeduje jedan proton i jedan neutron. S obzirom na to da u ovoj reakciji jedan proton postaje neutron, dolazi do oslobađanja pozitrona e^+ , neutrina ν_e i odgovarajuće količine energije:



Nakon formiranja deuterona najveća je vjerojatnoća da će se naredni korak lanca dogoditi na sljedeći način:

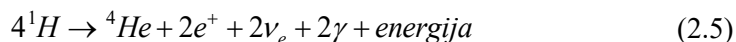


Kao što prikazuje navedena formula, deutron reaguje sa novim protonom pri čemu nastaje jezgro helijuma sa dva protona i jednim neutronom, a oslobađaju se gama zraci γ i energija. Teorijski bi se umjesto ove reakcije mogla desiti i fuzija dva deuterona međusobno, ali se pokazuje da je vjerojatnoća takve alternativne reakcije neuporedivo manja (čak reda 10^{18} puta manja).

U trećem i finalnom koraku, dolazi do reakcije između dva jezgra helijuma. Kao konačan proizvod nastaje alfa čestica (jezgro helijuma sačinjeno od dva protona i dva neutrona), oslobađaju se dva protona i još jedan značajan iznos energije:



Sveukupno gledano, fuzijska reakcija proton-proton može se jedinstvenom formulom predstaviti ovako:



Dodavanjem po četiri elektrona na obje strane prikazane hemijske jednačine, na lijevoj strani će dovesti do kompletiranja četiri atoma vodonika, dok će se na desnoj strani dva elektrona iskoristiti za formiranje atoma helijuma, a druga dva će učestvovati u poništavanju dva pozitrona. Prema tome, iznos ukupno oslobođene energije možemo da odredimo tako što izračunamo energiju koja je nastala gubitkom mase tokom pretvaranja vodonika u helijum i potom je umanjimo za vrijednost energije kojom raspolažu dva neutrina:

$$\Delta E = \Delta mc^2 = \left[4m\left({}^1_1H\right) - m\left({}^4_2He\right) \right] \cdot c^2 - 2E_\nu \quad (2.6)$$

Energija nastala usljed gubitka mase je dominantna i njena vrijednost po jednoj reakciji iznosi 26,7 eV ($1 \text{ eV} = 1,602 \times 10^{-19} \text{ J}$). U odnosu na tu vrijednost, energija koju odnesu neutrini je značajno manja i njen udio iznosi svega oko 2%. Karakter neutrina je takav da oni ne reaguju lako sa okolnom materijom, nego nesmetano prolaze kroz sve slojeve Sunca i odlaze u svemir. Mlaz neutrina dospijeva i na Zemlju i prolazi kroz nju, što je dokazano različitim eksperimentima. Detekcija neutrina na Zemlji i predstavlja jednu od potvrda da se na Suncu zaista odigrava fuzija prema lancu proton-proton.

PRIMJER 2.1

Sunčeva fuzija u brojevima

Ilustrovati osnovna svojstva nuklearne reakcije koja se odigrava na Suncu određivanjem njenih karakterističnih kvantitativnih obilježja. Smatrati da je poznata informacija da snaga zračenja Sunca iznosi $3,8 \times 10^{26} \text{ W}$.

- Odrediti gubitak mase koji se u jednoj reakciji lanca proton-proton pretvori u energiju, uz zanemarivanje energije koju odnesu neutrini;
- Izračunati koliku masu Sunce gubi u jedinici vremena;
- Procijeniti očekivano trajanje životnog vijeka Sunca.

Rješenje:

a) U tablicama se čita da masa atoma vodonika iznosi 1,007825 u, a atoma helijuma 4,00260 u, pri čemu je sa „u” označena unifikovana atomska masa definisana kao 1/12 mase atoma ugljenika ($1 \text{ u} \approx 1,6605 \times 10^{-27} \text{ kg}$). Na osnovu formule (2.6) i, uz zanemarivanje energije neutrina, dobijamo da izgubljena masa iznosi

$$\Delta m = 4m\left({}_1^1\text{H}\right) - m\left({}_2^4\text{He}\right) = 4 \cdot 1,007825 - 4,00260 = 0,0287 \text{ u}.$$

U poređenju sa ukupnom početnom masom vodonika, pretvoreni dio predstavlja

$$\frac{\Delta m}{4m\left({}_1^1\text{H}\right)} = \frac{0,0287 \text{ u}}{4 \cdot 1,007825 \text{ u}} = 0,007 = 0,7\%.$$

Preračunavanjem u kilograme, gubitak mase po jednoj reakciji ima vrijednost

$$\Delta m = 0,0287 \text{ u} \cdot 1,6605 \times 10^{-27} \text{ kg} = 4,77 \times 10^{-29} \text{ kg}.$$

Množenjem mase sa kvadratom brzine svjetlosti, računa se oslobođena energija po jednoj reakciji:

$$\Delta E = \Delta mc^2 = 4,77 \times 10^{-29} \cdot (3 \times 10^8)^2 = 4,29 \times 10^{-12} \text{ J} = 26,7 \text{ eV}.$$

b) Da bi Sunce kontinuirano odavalo energiju od $3,8 \times 10^{26}$ J/s, potrebno je da se u jednoj sekundi odigra

$$N_r = \frac{3,8 \times 10^{26}}{4,29 \times 10^{-12}} = 8,86 \times 10^{37} \text{ nuklearnih reakcija.}$$

Na osnovu toga zaključujemo da Sunce svake sekunde izgubi na masi

$$\Delta m_{Sun} = 8,86 \times 10^{37} \cdot 4,77 \times 10^{-29} = 4,22 \times 10^9 \text{ kg.}$$

c) U gruboj procjeni trajanja životnog vijeka Sunca smatraćemo da je udio vodonika u ukupnoj masi Sunca 100%, a da je od toga 10% dostupno za nuklearnu reakciju. Totalnu energiju, koju Sunce može dati konvertovanjem ukupne raspoložive količine vodonika, izračunali bismo na sljedeći način

$$E_{tot} = 0,007 \cdot 0,1 \cdot m_{Sun} \cdot c^2 = 0,007 \cdot 0,1 \cdot 1,99 \times 10^{30} \cdot (3 \times 10^8)^2 = 1,3 \times 10^{44} \text{ J}$$

pri čemu je za masu Sunca m_{Sun} uvrštena vrijednost od $1,99 \times 10^{30}$ kg. Snagom od $3,8 \times 10^{26}$ J/s, Sunce će totalnu energiju od $1,3 \times 10^{44}$ J izračiti za

$$t = \frac{1,3 \times 10^{44} \text{ J}}{3,8 \times 10^{26} \text{ J/s}} = 3,42 \times 10^{17} \text{ s} \approx 10 \text{ milijardi godina.}$$

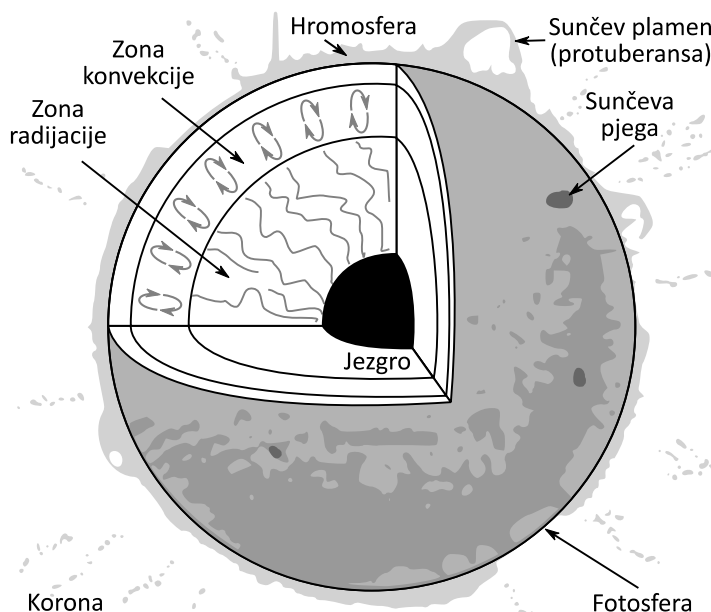
Procjenjuje se da je Sunce u sadašnjem trenutku staro oko 5 milijardi godina, tako da se ono nalazi na oko pola svog pretpostavljenog životnog vijeka. ■

Oslobodena energija se iz središnjeg dijela Sunca ka obodu prenosi procesima zračenja (radijacije) i konvekcije. Osnovni slojevi i pojave na Suncu ilustrovani su na slici 2.2. *Jezgro* u kojem se događa većina nuklearne reakcije zauzima oko četvrtinu od ukupnog radijusa Sunčeve kugle. Iz jezgra se energija ka spoljašnjosti u prvom narednom sloju prenosi putem elektromagnetskih talasa odnosno mlazovima fotona. Navedeni sloj nazivamo *zona radijacije*. Zbog velike gustine materije emitovani fotoni ne prelaze veliki put nego se često sudaraju sa česticama ili atomima i bivaju apsorbovani. Novi foton može biti emitovan u bilo kojem smjeru, ali pošto su pritisak i temperatura veći prema jezgru, fotoni se postepeno kreću ka spoljašnjosti. U uslovima neometanog kretanja, foton bi za samo par sekundi prešao put od jezgra do površine Sunca, a usljed kretanja po izlomljenim putanjama sa mnogo apsorpcija i ponovnih emitovanja, prenos energije kroz zonu radijacije traje i do 170.000 godina. Zona radijacije se prostire do oko 70% poluprečnika Sunčeve kugle, a do njene granice temperatura opadne do reda 2 miliona kelvina. Pad temperature prema spoljašnjim slojevima uzrokuje sve veću neprozirnost gasa za prostiranje zračenja. Prenos energije se nastavlja procesom *konvekcije*, putem cirkulacije gasnih masa. Vrele mase gasa se uzdižu prema površini Sunca, a tamo se hlade emitovanjem zračenja u svemir. Kada se

masa ohladi spušta se nazad i na taj način se formira zatvoreni ciklus. Ovi toplotni stubovi se na površini vide kao tzv. *granule*, mjehurovi prečnika reda hiljadu kilometara. Posebno velike granule, koje imaju prečnik i do nekoliko desetaka hiljada kilometara i koje se protežu duboko u unutrašnjost konvektivne zone, nazivaju se *supergranule*. Duž zone konvekcije temperatura sa reda 2×10^6 K opada na oko 5780 K. Sloj koji vidimo golim okom sa Zemlje naziva se *fotosfera*. Sa fotosfere se izrači praktično sva energija koja se generiše na Suncu i to pretežno u vidljivom i infracrvenom dijelu spektra. Sunčeva atmosfera je razrijeđeni omotač Sunca, koji je transparentan, tako da se kroz njega vidi fotosfera. Ovaj omotač se može podijeliti na dvije zone – hromosferu i koronu. *Hromosfera* je niži sloj Sunčeve atmosfere, koji se proteže iznad fotosfere do visine oko 10.000 km. Znatno je rjeđa od fotosfere i nepravilnog je oblika. Sa Zemlje se primjećuje samo za vrijeme potpunog pomračenja Sunca. Porastom visine gustina atmosfere opada, ali se povećava temperatura. Ove promjene gustine i temperature izražene su u prelaznom području između hromosfere i korone. U hromosferi se događaju pojave izbacivanja vrela gasa koje nazivamo *protuberanse* (prominencije). Protuberanse se mogu uzdići i do visine 150.000 km iznad fotosfere, kroz hromosferu i koronu, a dostižu temperaturu do 20.000 K. U višim slojevima Sunčeve atmosfere, *koroni*, temperatura nastavlja da raste do 2.000.000 K. O mehanizmu zbog kojeg se dešava ovaj porast temperature, mišljenja astrofizičara ni do danas nisu usaglašena.

Sa površine Sunca energija se u svim pravcima elektromagnetskim zračenjem odašilje u svemir. Ukupna snaga zračenja Sunca iznosi oko $3,8 \times 10^{20}$ MW, odnosno 63 MW/m^2 na samoj površini. Od te impozantne količine energije, Zemljin disk zahvati samo skroman djelić, s obzirom na udaljenost i odnos dimenzija. Međutim, u poređenju sa energetske potrebama čovječanstva, čak i tako mali procenat predstavlja relativno veliku količinu energije. Emisija energije sa Sunca je prilično stabilan proces, mada su primjetne određene oscilacije. Povremeno se, kao rezultat snažnih magnetskih aktivnosti, na površini Sunca pojavljuju tamne mrlje označene kao *Sunčeve pjege* (eng. *sunspots*). U zatamnjenom području temperatura je snižena i do 2500 K, ali je zato okolina pjege značajno sjajnija i toplija. Integralno gledano, za vrijeme povećanog broja Sunčevih pjega i snaga zračenja se malo povećava. Pjege su sa Zemlje uočljive teleskopski, a nekad i golim okom. Zapisi o posmatranju Sunčevih pjega datiraju još od prije nove ere. Dugotrajnim praćenjem ustanovljeno je da se učestanost pojave Sunčevih pjega naizmjenično povećava i smanjuje sa periodom od oko 11 godina, ali da se broj pojava razlikuje od jednog do drugog jedanaestogodišnjeg ciklusa. Precizna mjerenja pomoću satelita van Zemljine atmosfere, koja se obavljaju tokom zadnjih četrdesetak godina, potvrdila su korelaciju između broja pjega i povećanja snage zračenja Sunca. Pokazano je, ipak, da je navedeni porast skroman i da iznosi svega oko 0,1%. Uticaj oscilacija

snage Sunčevog zračenja, usljed pojava pjega, mnogo je veći u klimatskom nego čisto energetsom pogledu.



SLIKA 2.2

Struktura i osnovne pojave na Suncu

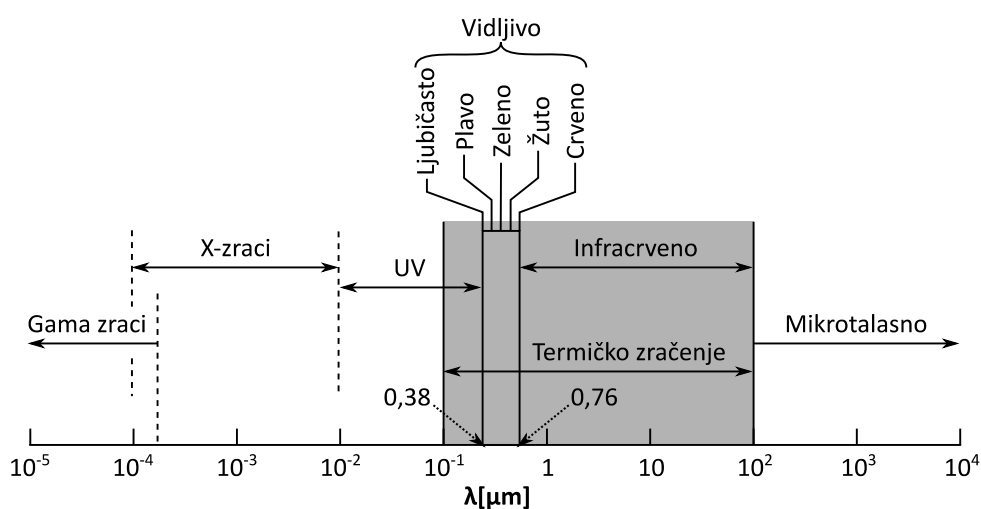
2.2 Proces zračenja energije u svemir

2.2.1 Osnovni pojmovi i definicije

Zračenje predstavlja specifičan način oslobađanja i prenosa toplote, budući da u potpunosti zavisi od temperaturnih karakteristika emisione površine. Kod zračenja ne postoji posredni medijum kao što je to slučaj kod druga dva načina prenosa toplote, konvekcije i kondukcije. Termičko zračenje je praktično elektromagnetski talas koji putuje brzinom svjetlosti. Osnovne fizičke veličine koje obilježavaju elektromagnetske talase su talasna dužina λ (uobičajeno izražena u μm) i učestanost ν . Ove dvije veličine su sa brzinom svjetlosti c povezane sljedećom relacijom:

$$c = \lambda \nu \quad (2.7)$$

Spektar elektromagnetskog zračenja skiciran je na slici 2.3. Opseg talasnih dužina u koji spadaju x-zraci i gama zraci posebno je važan u nuklearnoj fizici. Područje mikrotalasa i radio-talasa ($\lambda > 10^5 \mu\text{m}$) značajno je za telekomunikacione primjene. Interval spektra između 0,1 i 100 μm , koji uključuje dio ultraljubičastog (UV), te kompletno vidljivo i infracrveno područje, naziva se *termičko zračenje*. Porijeklo ovakvog naziva je u činjenici da zračenje u navedenom opsegu talasnih dužina predstavlja uzrok ili posljedicu temperaturnih svojstava materije.



SLIKA 2.3

Spektar elektromagnetskog zračenja

Termičko zračenje koje se emituje sa neke površine nije tzv. monohromatsko nego obuhvata manji ili veći raspon talasnih dužina. Snaga zračenja je funkcija talasne dužine na kojoj se emituje i za opisivanje navedene zavisnosti uvodi se pridjev *spektralni*. Spektralna raspodjela snage zračenja zavisi od temperature i prirode emisije površi. Druga važna osobina termičkog zračenja se odnosi na pravac njegovog prostiranja. Samo u specijalnim slučajevima zračenje se prostire uniformno u svim pravcima, dok je često u realnim situacijama potrebno uvažiti odgovarajuću prostornu raspodjelu.

Gustina snage zračenja $E [\text{W}/\text{m}^2]$ definiše se kao ukupna snaga P koju zrači tijelo sa kvadratnog metra svoje površine A u svim pravcima i na svim talasnim dužinama:

$$E = \frac{dP}{dA} \quad (2.8)$$

Za ovu fizičku veličinu takođe se koristi i izraz *emitansa*. Da bi bila predstavljena maksimalno moguća vrijednost gustine snage zračenja koristi se teorijska apstrakcija koju zovemo *crno tijelo*. Crno tijelo je savršeni izvor zračenja koji pri datoj temperaturi postiže teorijski maksimalnu gustinu snage. Kod realnih površina emitansa E je manja od emitanse crnog tijela E_{CT} , a relacija između dvije veličine prikazuje se u sljedećoj formi:

$$E = \varepsilon E_{CT} \quad (2.9)$$

gdje je sa ε obilježen *koeficijent emisivnosti*, neimenovani broj koji je uvijek manji od jedinice.

Da bi bila uvažena zavisnost zračenja od talasne dužine, definiše se *spektralna gustina snage zračenja* E_λ , kao snaga koju tijelo zrači po kvadratnom metru svoje površine, samo za određenu talasnu dužinu. Matematički spektralnu emitansu opisali bismo formulom:

$$E_\lambda = \frac{dE}{d\lambda} \quad (2.10)$$

a za nju se najčešće koristi jedinica $W/(m^2 \cdot \mu m)$.

Kako zračenje zavisi i od pravca prostiranja, definiše se još jedna bitna veličina – *radijansa* L [$W/(m^2 \cdot sr)$]. Radijansa predstavlja snagu po jedinici sopstvene površine koju zrači tijelo po steradianu prostornog ugla za sve talasne dužine

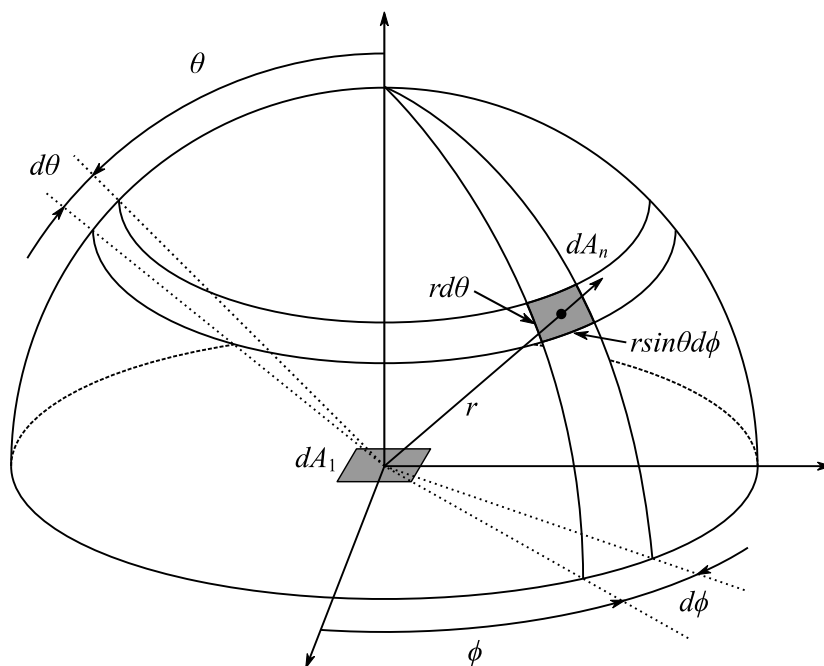
$$L = \frac{dP}{dA \cos \theta d\Omega} \quad (2.11)$$

U ovoj formuli dP je izračena snaga, $d\Omega$ je prostorni ugao pod kojim se posmatra izvor, a $dA \cdot \cos \theta$ predstavlja projekciju elementarne površine izvora koja se vidi iz pravca posmatranja.

Slično kao kod gustine snage zračenja i ovdje postoji *spektralna radijansa* L_λ [$W/(m^2 \cdot sr \cdot \mu m)$], koja se definiše kao snaga po jedinici površine koju zrači tijelo po steradianu prostornog ugla, samo za određenu talasnu dužinu.

Na osnovu navedenih definicija zaključujemo da su radijansa i gustina snage zračenja (emitansa) međusobno povezani. Ukupnu gustinu snage zračenja koja se emituje sa neke površine izračunali bismo integraleći radijansu po svim mogućim pravcima u kojima se zračenje može poslati. Prema tome, ukoliko koristimo sferni koordinatni sistem, koji je posebno pogodan za ovu primjenu, posmatraćemo

polusferu koja je oslonjena na ravan emisione površine, kao što je prikazano na slici 2.4.



SLIKA 2.4

Zračenje kroz površinu sfere

Iz definicionog obrasca radijanse (2.11) izvodimo formulu za računanje ukupne gustine snage zračenja:

$$\frac{dP}{dA} = E = \int L \cos \theta d\Omega \quad (2.12)$$

Da bismo zadatak precizirali u potpunosti, potrebno je izraziti prostorni ugao u funkciji sfernih koordinata, te odrediti granice integracije. Na slici 2.4 sa dA_1 označena je emisiona elementarna površina, a sa dA_n površina na udaljenosti r kroz koju prolazi zračenje. Korišćenjem oznaka sa slike, visina elementa dA_n se može predstaviti kao $rd\theta$, a širina kao $r\sin\theta d\phi$, tako da za površinu vrijedi

$$dA_n = r^2 \sin \theta d\theta d\phi \quad (2.13)$$

a za traženi prostorni ugao u steradianima

$$d\Omega = \frac{dA_n}{r^2} = \sin\theta d\theta d\phi \quad (2.14)$$

Integracija po cijeloj polusferi znači da ugao azimuta ϕ uzima vrijednosti od 0 do 2π , a zenitni ugao θ od 0 do $\pi/2$, tako da formula za računanje ukupne gustine snage zračenja glasi

$$E = \int_0^{2\pi} \int_0^{\pi/2} L(\theta, \phi) \cos\theta \sin\theta d\theta d\phi \quad (2.15)$$

Savršeno difuzne površine podjednako emituju u svim pravcima, pa je ispunjen uslov $L(\theta, \phi) = L = \text{const.}$ Uzimajući navedenu osobinu u obzir i primjenjujući trigonometrijski identitet za sinus dvostrukog ugla $\sin(2\theta) = 2\sin\theta\cos\theta$, dalje se izračunava

$$\begin{aligned} E &= \frac{L}{4} \int_0^{2\pi} \int_0^{\pi/2} \sin(2\theta) d(2\theta) d\phi \\ &= \frac{L}{4} \int_0^{2\pi} \left[-\cos(2\theta) \right]_0^{\pi/2} d\phi = \frac{L}{2} \int_0^{2\pi} d\phi = \pi L \end{aligned} \quad (2.16)$$

Analogna veza važi i za odgovarajuće spektralne veličine

$$E_\lambda = \pi L_\lambda \quad (2.17)$$

Iako bi se intuitivno moglo očekivati da će koeficijent koji povezuje radijansu i emitansu biti jednak 2π , budući da je to vrijednost prostornog ugla polusfere, uticaj kosinusnog pravila za zračenje, dovodi do toga da je vrijednost koeficijenta proporcionalnosti ipak dvostruko manja i da iznosi π .

Slično kao što neko tijelo može da zrači, ono takođe može i da prima zračenje od drugih tijela iz svoje okoline. Jedinična snaga zračenja, koje dopijeva na površinu tijela iz svih pravaca i na svim talasnim dužinama, naziva se *iradijansa* i označava sa G [W/m^2]. Jedinična snaga zračenja koje dopijeva na površinu iz svih pravaca, ali samo određene talasne dužine, definiše se kao *spektralna iradijansa* i matematički obilježava sa G_λ [$\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \mu\text{m})$].

Kada određena snaga zračenja doprije na površinu nekog tijela, moguće je da se jedan dio reflektuje, jedan dio apsorbuje i jedan dio propusti kroz tijelo. Primjer dobrog propuštanja predstavlja provođenje Sunčevog zračenja kroz prozorsko staklo ili sloj vode. Kod drugačijih materijala dolazi do apsorbovanja zračenja koje, kao rezultat, dovodi do povećanja unutrašnje energije tijela. Refleksija predstavlja proces u kojem tijelo svojom površinom vrši promjenu pravca prostiranja zračenja, ali tako da je uticaj zračenja na tijelo zanemarljiv. Procenat reflektovanog, apsorbovanog i propuštenog zračenja u odnosu na ukupnu iradijansu izražava se odgovarajućim koeficijentima refleksije ρ , apsorpcije α i transmisije τ , respektivno. Navedeni koeficijenti moraju biti povezani relacijom

$$\rho + \alpha + \tau = 1 \quad (2.18)$$

Većina čvrstih tijela su nepropusna i za njih vrijede osobine $\tau = 0$ i $(\rho + \alpha) = 1$. Kada bi još bio ispunjen uslov $\rho = 0$, tada bi tijelo praktično apsorbovalo cjelokupno dolazno zračenje i okarakterisali bismo ga kao crno tijelo. Crno tijelo je, dakle, teorijska apstrakcija koja predstavlja savršeni izvor i savršeni prijemnik zračenja.

2.2.2 Fizički zakoni zračenja

Spektralnu radijansu crnog tijela, u zavisnosti od njegove apsolutne temperature T i talasne dužine emitovanog zračenja λ , prvi je odredio njemački fizičar *Max Planck*. Opisujemo je sljedećom formulom

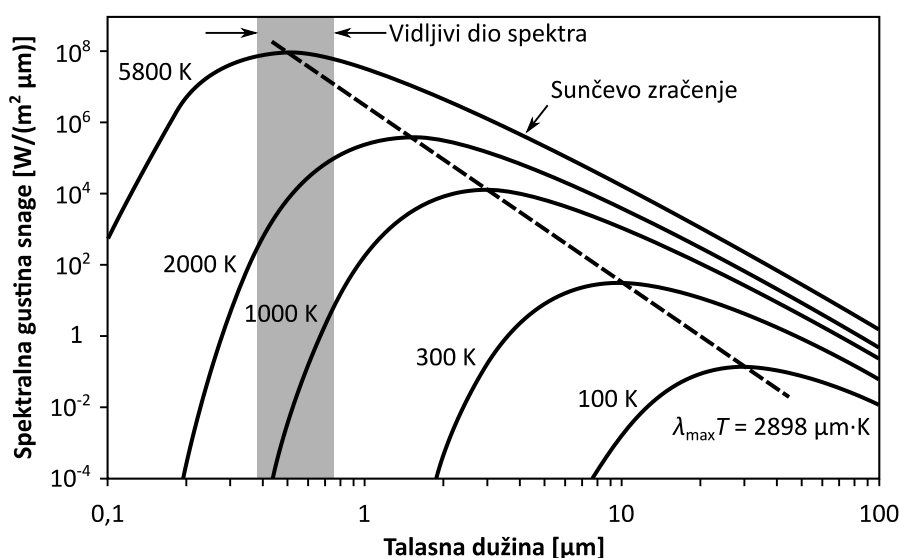
$$L_\lambda = \frac{2hc^2}{\lambda^5 \left(e^{\frac{hc}{\lambda k_B T}} - 1 \right)} \quad (2.19)$$

pri čemu su $h = 6,62607 \times 10^{-34}$ Js i $k_B = 1,38065 \times 10^{-23}$ J/K *Planck*-ova i *Boltzmann*-ova konstanta respektivno, a c je brzina svjetlosti u vakuumu. Spektralna snaga zračenja određuje se na osnovu veze sa radijansom iskazane formulom (2.17):

$$E_\lambda = \pi L_\lambda = \frac{C_1}{\lambda^5 \left(e^{\frac{C_2}{\lambda T}} - 1 \right)} \quad (2.20)$$

gdje su vrijednosti novih konstanti $C_1 = 2\pi hc^2 = 3,74177 \times 10^8 \text{ W}\mu\text{m}^4/\text{m}^2$ i $C_2 = hc/k_B = 1,43878 \times 10^4 \mu\text{m}\cdot\text{K}$ iskazane tako da se spektralna snaga dobija u $\text{W}/(\text{m}^2\cdot\mu\text{m})$ kada se talasna dužina uvrsti u μm .

Relacija (2.20) predstavlja poznati *Planck-ov zakon zračenja* za crno tijelo. Dijagram gustine snage zračenja u funkciji talasne dužine, prema *Planck*-ovoj formuli, prikazan je na slici 2.5.



SLIKA 2.5

Spektralna snaga zračenja crnog tijela

Zavisnost od temperature je ilustrovana tako što je iscrtana familija krivih. Treba primijetiti da su na obje ose upotrijebljene logaritamske skale. Uočavamo da se za svaku talasnu dužinu spektralna snaga zračenja povećava kako temperatura crnog tijela raste. Druga važna činjenica je da se sa rastom temperature oblast u kojoj je skoncentrisana glavnina snage zračenja pomjera ka manjim talasnim dužinama. Tijelo relativno niske temperature, npr. ljudsko tijelo ili drugi objekti na zemlji čija je temperatura reda 300 K, najveći dio snage zračenja emituju u infracrvenom dijelu spektra. Ta činjenica je iskorišćena kod tehnologije infracrvenih kamera koje se koriste da se beskontaktnim načinom odredi temperatura neke površi. Infracrvene kamere mogu da se koriste u dijagnostičke, vojne i druge svrhe. Kako temperatura emisionog tijela raste, energija još intenzivnije raste, a tačka maksimalne snage se pomjera ka manjim talasnim dužinama. Time se spektar zračenja iz infracrvene pomjera prvo ka oblasti vidljive svjetlosti, a potom u zonu

ultraljubičastog zračenja. Kriva nacrtana za temperaturu crnog tijela od 5800 K, dosta dobro odgovara realnim podacima za zračenje Sunca, o čemu će biti riječi u nastavku poglavlja. Na slici 2.5 vidimo da se maksimum snage zračenja Sunca postiže u dijelu spektra koji je vidljiv za ljudsko oko.

Tačke maksimuma spektralne snage zračenja u dijagramu, u kojem su obje ose prikazane u logaritamskoj razmjeri, povezane su pravom linijom. O tome govori *Wien*-ov zakon:

$$\lambda_{\max} T = C_3 \quad (2.21)$$

gdje treća konstanta zračenja iznosi $C_3 = 2898 \mu\text{m}\cdot\text{K}$. Detaljno izvođenje *Wien*-ove formule bazira se na određivanju nule prvog izvoda spektralne gustine zračenja i predstavljeno je u okviru primjera 2.2.

PRIMJER 2.2

Izvođenje *Wien*-ovog zakona

Polazeći od *Planck*-ovog zakona izvesti izraz za *Wien*-ov zakon.

Rješenje:

Radijansa crnog tijela prema *Planck*-u iznosi:

$$L_\lambda = \frac{2hc^2}{\lambda^5 \left(e^{\frac{hc}{\lambda k_B T}} - 1 \right)}.$$

Diferenciranjem po λ i izjednačavanjem prvog izvoda sa nulom dobija se:

$$\frac{dL_\lambda}{d\lambda} = 2hc^2 \left[\frac{hc}{k_B T \lambda^7} \frac{e^{\frac{hc}{\lambda k_B T}}}{\left(e^{\frac{hc}{\lambda k_B T}} - 1 \right)^2} - \frac{1}{\lambda^6} \frac{5}{\left(e^{\frac{hc}{\lambda k_B T}} - 1 \right)} \right] = 0,$$

što poslije sređivanja daje:

$$\frac{hc}{\lambda k_B T} \frac{e^{\frac{hc}{\lambda k_B T}}}{\left(e^{\frac{hc}{\lambda k_B T}} - 1 \right)} - 5 = 0.$$

Uvođenjem smjene

$$x = \frac{hc}{\lambda k_B T}$$

dobija se jednačina

$$\frac{xe^x}{e^x - 1} = 5.$$

Numeričkim rješavanjem navedene jednačine nalazi se da je $x = 4,9651$.

Vraćanjem smjene i izražavanjem proizvoda λT na lijevoj strani jednačine, konačno se dokazuje da je talasna dužina na kojoj je zračenje maksimalno, obrnuto proporcionalna apsolutnoj temperaturi emisije površine:

$$\lambda_{\max} T = \frac{hc}{x k_B} = \frac{C_2}{x} = \frac{1,43878 \times 10^4 \mu\text{mK}}{4,9651} = 2898 \mu\text{mK}. \blacksquare$$

Ukoliko je potrebno izračunati gustinu snage zračenja, koju tijelo emituje u jednom određenom opsegu talasnih dužina između zadatih granica λ_1 i λ_2 , potrebno je odrediti vrijednost integrala

$$E = \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E_{\lambda} d\lambda \quad (2.22)$$

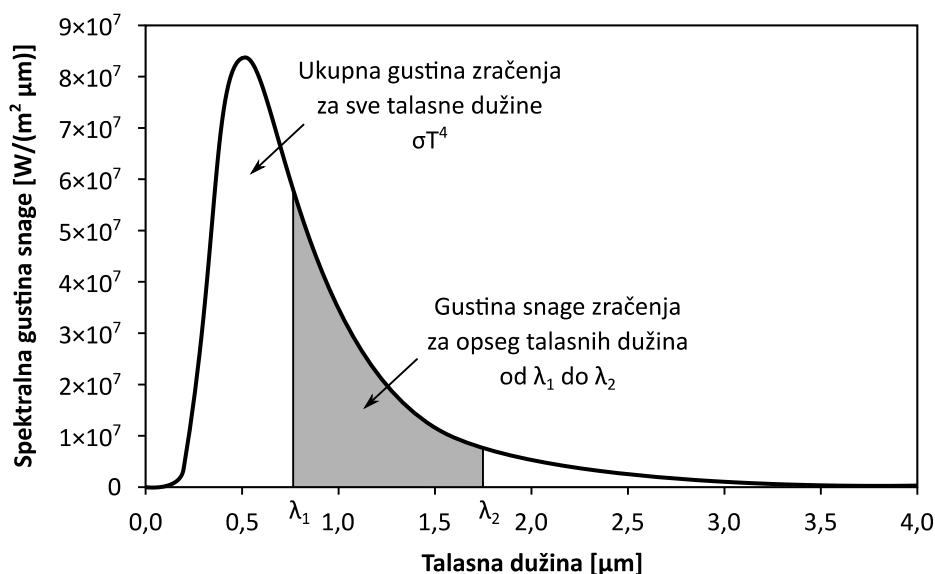
U skladu sa ilustracijom sa slike 2.6, geometrijski ekvivalent problema predstavlja određivanje površine osjenčenog dijela ispod krive spektralne gustine snage. Cijela površina ispod krive odgovara vrijednosti ukupne gustine snage zračenja kojom je obuhvaćen kompletan spektar talasnih dužina. Konkretnu vrijednost bismo odredili rješavanjem integrala

$$E = \int_0^{\infty} E_{\lambda} d\lambda = \int_0^{\infty} \frac{2\pi hc^2}{\lambda^5 \left(e^{\frac{hc}{\lambda k_B T}} - 1 \right)} d\lambda \quad (2.23)$$

Poslije integracije, koja je detaljno opisana u primjeru 2.3, dobija se neočekivano jednostavna relacija

$$E = \sigma T^4 \quad (2.24)$$

kojom se pokazuje da gustina zračenja crnog tijela zavisi samo od temperature, i to od četvrtog stepena ove fizičke veličine. Navedena zavisnost naziva se *Stefan-Boltzmann-ov zakon zračenja za crno tijelo*. Faktor proporcionalnosti σ nazvan je *Stefan-Boltzmann-ova konstanta*, a njegoa vrijednost iznosi $5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^4)$.



SLIKA 2.6

Stefan-Boltzmann-ov zakon primijenjen na crno tijelo temperature 5800 K

PRIMJER 2.3

Izvođenje *Stefan-Boltzmann-ovog zakona*

Polazeći od *Planck-ovog zakona* izvesti izraz za *Stefan-Boltzmann-ov zakon*.

Rješenje:

Spektralna gustina snage zračenja crnog tijela prema *Planck-u* iznosi:

$$E_{\lambda} = \frac{2\pi hc^2}{\lambda^5 \left(e^{\frac{hc}{\lambda k_B T}} - 1 \right)}$$

Da bismo odredili gustinu zračenja sumarno za sve talasne dužine, potrebno je izvršiti integraciju:

$$E = \int_0^{\infty} E_{\lambda} d\lambda = \int_0^{\infty} \frac{2\pi hc^2}{\lambda^5 \left(e^{\frac{hc}{\lambda k_B T}} - 1 \right)} d\lambda .$$

Zgodno je upotrijebiti smjenu:

$$x = \frac{hc}{\lambda k_B T} \quad \text{i} \quad dx = -\frac{hc}{\lambda^2 k_B T} d\lambda ,$$

na osnovu koje se izraz za gustinu snage transformiše u

$$E = \frac{2\pi (k_B T)^4}{h^3 c^2} \int_0^{\infty} \frac{x^3}{(e^x - 1)} dx .$$

Može se pokazati da vrijedi

$$\int_0^{\infty} \frac{x^3}{(e^x - 1)} dx = \frac{\pi^4}{15} ,$$

što dovodi do konačnog izraza za *Stefan-Boltzmann*-ov zakon:

$$E = \frac{2\pi^5 k_B^4}{15 h^3 c^2} T^4 = 5,67 \cdot 10^{-8} \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}^4} \right] \cdot T^4 = \sigma T^4 . \blacksquare$$

Uz sve navedene fizičke zakone, neophodno je pomenuti i teoriju *talasno-korpuskularne dualnosti* zračenja, koja je utemeljena u prvim decenijama dvadesetog vijeka. Prema navedenoj teoriji, elektromagnetski talas može se ekvivalentirati rojem sitnih nedjeljivih čestica koje se nazivaju *fotoni*. Energija jednog fotona zavisi od njegove talasne dužine, odnosno učestanosti, i može se odrediti pomoću izraza

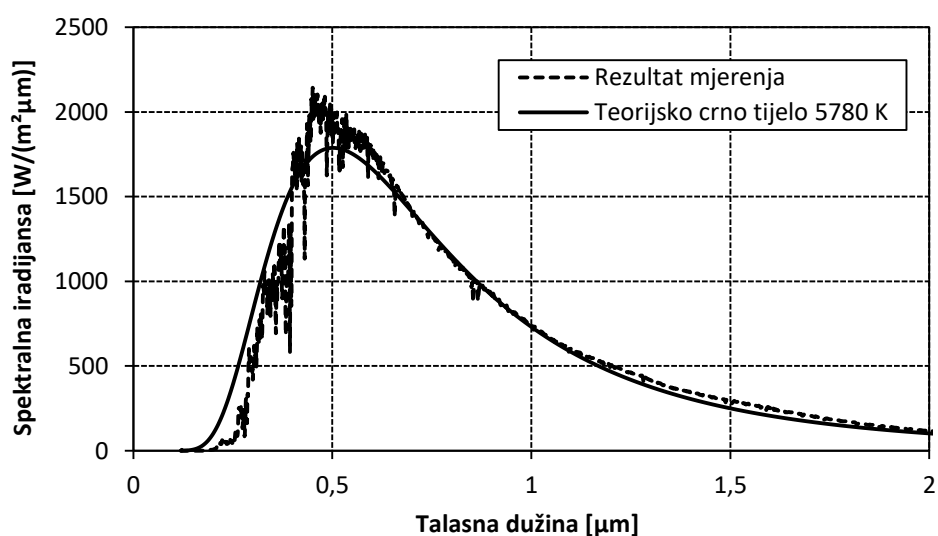
$$E_f = h\nu = h \frac{c}{\lambda} \quad (2.25)$$

Posmatranjem Sunčevog zračenja kao mlaz fotona različitih jediničnih energija, lakše je razumijevanje raznih fizičkih pojava. Posebno je korisno kod tumačenja fotoelektričnog efekta, pojave zahvaljujući kojoj je moguća direktna konverzija solarne energije u električnu. O tome će se detaljno govoriti u petom poglavlju.

2.2.3 Specifičnosti zračenja Sunca

Idealno crno tijelo ne postoji, ali Sunce je jedan od izvora zračenja u prirodi koji ga najbliže oponašaju. Mjerenja gustine snage zračenja izvršena iznad pojasa

Zemljine atmosfere pokazuju da se Sunce ponaša približno kao crno tijelo površinske temperature od 5780 K. To potvrđuje slika 2.7 na kojoj su upoređeni rezultati mjerenja sa teorijskim vrijednostima izračunatim na osnovu *Planck*-ovog zakona i skaliranim sa uvažavanjem udaljenosti mjernog mjesta od površine Sunca.



SLIKA 2.7

Realna i teorijska iradijansa izvan atmosfere

Primjenjujući *Stefan-Boltzmann*-ov zakon za crno tijelo temperature 5780 K, izračunava se da ukupna gustina zračenja Sunca na njegovoj površini iznosi oko 63 MW/m^2 . Udaljavanjem od površine Sunca, energija se distribuira na sve veću površinu, tako da gustina snage zračenja izražena po jedinici površine opada. Kako se površina lopte poluprečnika r računa pomoću formule $4r^2\pi$, zaključujemo da gustina snage zračenja opada sa kvadratom udaljenosti od Sunca. Kada se Zemlja nalazi na prosječnom rastojanju od Sunca koje iznosi 149,6 miliona kilometara, snaga zračenja mjerena na ulasku u Zemljinu atmosferu iznosi 1366 W/m^2 . Navedena srednja vrijednost jedinične snage zračenja, koje pada na normalno orijentisanu podlogu lociranu izvan Zemljine atmosfere, naziva se *solarna konstanta*. Pošto Zemljina putanja oko Sunca nije kružnica nego elipsa čija je ekscentričnost oko 1,7%, udaljenost dva nebeska tijela se periodično mijenja, što utiče i na iradijansu koja se mjeri iznad atmosfere. Najveća gustina snage se dostiže početkom januara, a najmanja početkom jula. Uz pomoć interpolacije trigonometrijskim redom, uz zadržavanje samo prvog kosinusnog člana, možemo da dobijemo formulu za procjenu vrijednosti vanzemaljske iradijanse G_0 za n -ti dan u godini

$$G_0 = G_{SC} \left[1 + 0,034 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right] \quad (2.26)$$

gdje je sa G_{SC} označena solarna konstanta vrijednosti 1366 W/m^2 .

PRIMJER 2.4

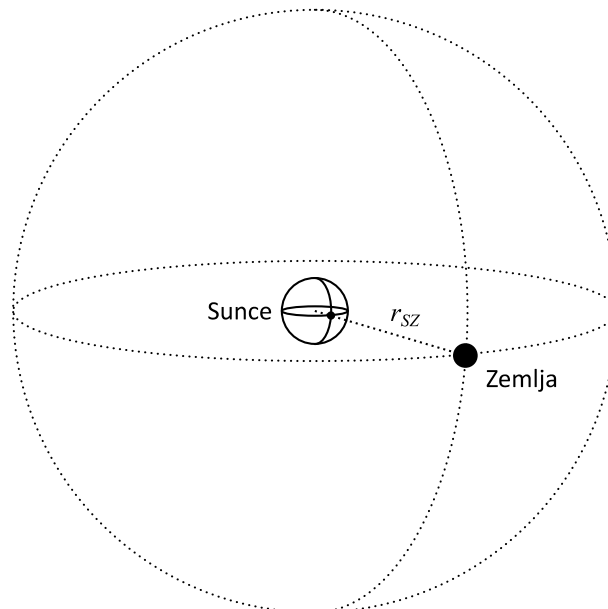
Verifikacija procijenjene snage zračenja Sunca

Ako je NASA (Američka agencija za svemirska istraživanja) izmjerila da jedinična gustina snage zračenja pred ulazak u Zemljinu atmosferu iznosi 1366 W/m^2 , procijeniti kolika je ukupna snaga zračenja Sunca. Mjerenje je izvršeno kada se Zemlja od Sunca nalazila upravo na prosječnoj udaljenosti koje iznosi 149,6 miliona kilometara.

Rješenje:

Množenjem jedinične snage zračenja sa ukupnom površinom sfere na kojoj se nalazi Zemljin disk, dobija se ukupna snaga zračenja Sunca:

$$\begin{aligned} P_S &= G \cdot 4r_{SZ}^2 \pi = 1366 \cdot 4 \cdot (149,6 \cdot 10^9)^2 \cdot 3,14159 \\ &= 3,84 \cdot 10^{26} \text{ W} = 3,84 \cdot 10^{20} \text{ MW}. \end{aligned}$$



Primjenjujući *Wien*-ov zakon izračunava se da talasna dužina na kojoj Sunce zrači maksimalnom snagom iznosi $0,5\ \mu\text{m}$, što praktično predstavlja sredinu vidljivog dijela spektra. Prema realnim mjerenjima, 46% snage Sunčevog zračenja leži u infracrvenom području, 47% u vidljivom i svega 7% u ultraljubičastom dijelu spektra.

2.3 Dospijevanje Sunčeve energije na Zemlju

U svemiru, prostoru između nebeskih tijela, vlada visoki vakuum, što znači da je prisustvo materije skoro zanemarljivo. Dok vazduh koji udišemo sadrži reda 10^{25} molekula po kubnom metru, u svemirskom prostoru identične zapremine nalazi se tek par molekula vodonika. Ta osobina svemira omogućava kretanje nebeskih tijela bez trenja i prostiranje elektromagnetskog zračenja bez slabljenja i rasijanja. Zračenje koje dopijeva na kolektor postavljen iznad Zemljine atmosfere, koje zovemo i *vanzemaljsko zračenje*, praktično u stoprocentnom iznosu dolazi pravolinijski od Sunca. Elektromagnetski talasi koji skoro netaknuti putuju 150 miliona kilometara, prije nego što dosegnu Zemljino tlo, značajno će biti izmijenjeni na neuporedivo kraćoj dionici od samo par desetaka kilometara atmosfere.

2.3.1 Struktura atmosfere

Atmosfera je gasoviti omotač, koji je zahvaljujući gravitaciji vezan za Zemlju i rotira zajedno s njom. Postojanje atmosfere omogućava život na Zemlji, jer ona presudno utiče na nekoliko važnih fizičkih fenomena. Atmosfera pomaže u zadržavanju energije primljene od Sunca i ublažava temperaturne oscilacije na tlu. Istovremeno, ponaša se kao snažan filter za ultraljubičasto zračenje, koje je štetno za ljude i druge organizme na Zemlji.

Donju granicu atmosfere predstavlja površina tla odnosno mora. Gornju granicu nije moguće precizno povući s obzirom na to da gustina smjese gasova postepeno opada i da je prelaz ka visokom vakuumu, koji vlada u međuplaketarnom prostoru, kontinuiran. Iz navedenog razloga, u različitim naukama se upotrebljavaju različite granice atmosfere, u zavisnosti od toga koje se pojave proučavaju i do koje visine atmosfera na njih utiče. U najširem smislu, atmosfera se dijeli na pet glavnih slojeva: troposferu (0-12 km), stratosferu (12-50 km), mezosferu (50-80 km), termosferu (80-700 km) i egzosferu (700-10.000 km). U ovom opsegu visina do 10.000 kilometara, gustina vazduha je izuzetno neravnomjerna, a zanimljiv i možda neočekivan podatak je da je u donjih 40 kilometara skoncentrisano preko 99% njegove mase. Upravo zbog toga su, i u pogledu uticaja na Sunčevo zračenje, presudna donja dva sloja atmosfere – troposfera i stratosfera.

Troposfera je važna jer je u njoj skoncentrisana većina vlage. U njoj se javljaju oblaci i manifestuju meteorološke pojave. Stratosfera je karakteristična zato što sadrži ozonski omotač. Ozon (O_3) je gas koji veoma aktivno apsorbuje zračenje koje se emituje u ultraljubičastom dijelu spektra.

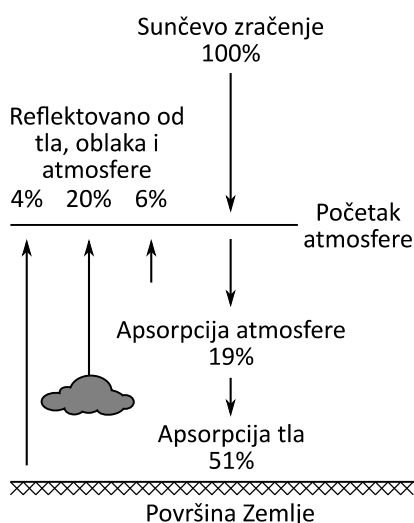
Atmosferski vazduh je smjesa gasova zastupljenih u stabilnim međusobnim srazmjerama i raznih primjesa čije se koncentracije značajnije mijenjaju u zavisnosti od lokacije i trenutka posmatranja. Gledano zapreminski, suvi vazduh sadrži 78,09% azota, 20,95% kiseonika, 0,93% argona i 0,04% ugljen-dioksida. U veoma malim količinama prisutni su i drugi gasovi, kao što su na primjer neon, helijum, metan, kripton, vodonik itd. U atmosferskom vazduhu uvijek ima primjesa od kojih je atmosfera zamućena i vlažna. Sitne čestice u čvrstom ili tečnom agregatnom stanju jednim imenom nazivaju se *aerosoli*. Izvori aerosola mogu biti prirodni i vještački. Aerosoli prirodnog porijekla su na primjer čestice prašine, vulkanski pepeo, čađ i dim od šumskih požara, čestice morske soli, biljne spore i polen itd. Vještački aerosoli su rezultat ljudskih aktivnosti, posebno u gradovima i industrijskim područjima. Najznačajniji primjeri vještačkih aerosola su produkti sagorijevanja u termoelektranama, automobilskim motorima i industrijskim procesima. Važnu osobinu aerosola predstavlja i činjenica da oni služe kao jezgra za kondenzovanje kapljica vode u atmosferi, odnosno kao baza za formiranje oblaka.

Vodena para je bitna primjesa atmosferskog vazduha. Iako prisutna u relativno malom procentu, njen uticaj u energetskom i meteorološkom smislu je veoma značajan. Generalno je količina vodene pare veća u područjima sa višom ambijentalnom temperaturom, jer topliji vazduh može da primi veću koncentraciju pare. Takođe, više vodene pare će biti u vazduhu koji se nalazi iznad većih vodenih površina zbog intenzivnijeg isparavanja. Kao rezultat, zapreminski udio vodene pare je manji u polarnim i pustinjским područjima, a veći u tropskom pojasu i iznad okeana. Najsuvlji vazduh može da ima svega 0,001% zapreminskog udjela vodene pare, dok koncentracija pare u vlažnom i toplom tropskom vazduhu dostiže teorijski maksimum od oko 4%. Količina vodene pare u vazduhu osciluje i na vremenskom horizontu, kao posljedica meteorološkog procesa kruženja vode u prirodi, sačinjenog od isparavanja, kondenzacije i padavina.

2.3.2 Integralni energetski bilans atmosfere

Atmosfera utiče na Sunčevo zračenje tako što jedan njegov dio reflektuje, jedan dio apsorbuje, a preostali iznos propušta ka Zemljinoj površini. Koliki je intenzitet pojedinih efekata na nekoj lokaciji u određenom trenutku zavisi od upadnog ugla Sunčevih zraka, oblačnosti i koncentracije čestica u atmosferskom vazduhu. Gledano integralno, za cijelu zemaljsku kuglu i na nivou cijele godine, 30%

dolazne snage zračenja se reflektuje nazad u svemir. Najveći udio predstavlja refleksija od oblaka (20%), zatim proces rasijanja na molekulima u atmosferi (6%) i na kraju refleksija od Zemljine površine (4%). Od dolazne snage zračenja, 19% biva apsorbirano u atmosferi. Dominantni procenat (oko 16%) apsorbiraju manjinski gasovi, a ostatak (3%) upiju oblaci. Zaključujemo da u prosjeku 51% energije koja pođe sa vrha atmosfere, dosegne do Zemljine površine. Prosječni energetski bilans atmosfere dijagramski je predstavljen na slici 2.8.



SLIKA 2.8

Prosječni godišnji energetski bilans atmosfere

Energija koju apsorbiraju atmosfera i Zemljina kugla mora biti u istom iznosu zračenjem vraćena u svemir, budući da postoji termička ravnoteža u kojoj se srednja temperatura Zemlje tokom dužeg perioda održava na približno konstantnoj vrijednosti. Znajući da je prosječna apsolutna temperatura Zemlje praktično dvadesetak puta manja od temperature Sunca, na osnovu *Stefan-Boltzmann*-ovog zakona, zaključuje se da je gustina snage zračenja Zemlje oko 160.000 ($= 20^4$) puta manja od gustine snage zračenja Sunca. Korišćenjem *Planck*-ovog zakona, pokazuje se da se zračenje Zemlje emituje pretežno u dugotalasnom (infracrvenom) spektralnom području, sa maksimumom na talasnoj dužini od oko 10 μm , čega se možemo prisjetiti korišćenjem slike 2.5.

PRIMJER 2.5

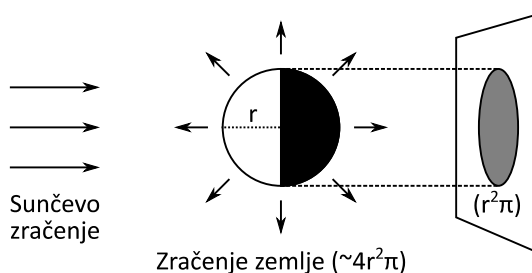
Ekvivalentna temperatura Zemlje kao izvora zračenja

Iz uslova termičkog ekvilibrijuma, odrediti temperaturu Zemlje kao izvora zračenja. Koristiti podatak da je iradijansa na vrhu atmosfere 1366 W/m^2 , a da integralni stepen refleksije Zemlje iznosi 30%. Zemlju smatrati kuglom poluprečnika 6371 km .

Rješenje:

Polazna tačka za rješavanje zadatka je računanje ukupne snage P_+ koju apsorbiraju Zemlja i njena atmosfera. Prema priloženoj skici, primljena snaga je proporcionalna površini Zemljinog poprečnog presjeka ($r^2\pi$), s tim da je potrebno oduzeti dio koji je izgubljen usljed refleksije:

$$P_+ = (1 - \rho) r_Z^2 \pi G_{SC} = (1 - 0,3) \cdot (6371 \cdot 10^3)^2 \cdot \pi \cdot 1366 = 1,2193 \cdot 10^{17} \text{ W}.$$



Kod računanja snage koja se zračenjem vraća u svemir P_- , potrebno je uvažiti činjenicu da Zemlja emituje sa površine cijele kugle, koja je 4 puta veća od površine poprečnog presjeka i jednaka je $4r^2\pi$. Na osnovu *Stefan-Boltzmann*-ovog zakona piše se relacija:

$$P_- = 4r_Z^2 \pi \sigma T^4 = 4 \cdot (6371 \cdot 10^3)^2 \cdot \pi \cdot 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot T^4 = 2,892 \cdot 10^7 T^4.$$

Izjednačavanjem dolazne i odlazne snage, te izražavanjem temperature, dobija se:

$$T = \sqrt[4]{\frac{1,2193 \cdot 10^{17}}{2,892 \cdot 10^7}} = 255 \text{ K} = -18^\circ\text{C}.$$

Zaključujemo da se Zemlja ponaša kao izvor zračenja kojem je površinska temperatura jednaka -18°C . Tolika temperatura se pojavljuje u pojedinim slojevima atmosfere, a vladala bi i na površini Zemlje, kada atmosfera ne bi postojala.

Zahvaljujući prvenstveno postojanju ugljen-dioksida i vodene pare u atmosferi, dio infracrvenog zračenja se vraća nazad prema tlu, čime se Zemlja dodatno zagrijava i održava temperaturu koja u prosjeku iznosi 288 K (+15°C). Zbog ovog fenomena (tzv. *efekta staklene bašte*), atmosfera predstavlja zaštitni omotač, koji je od suštinskog značaja za održavanje života kakav danas postoji na Zemlji.

Efekat staklene bašte, prema tome, ne predstavlja štetnu pojavu, kao što se ponekad pogrešno iznosi u medijima. Pravi problem je intenziviranje ovog efekta, kao posljedica kontinuiranog povećanja koncentracije ugljen-dioksida u atmosferi. ■

2.3.3 Apsorpcija zračenja u atmosferi

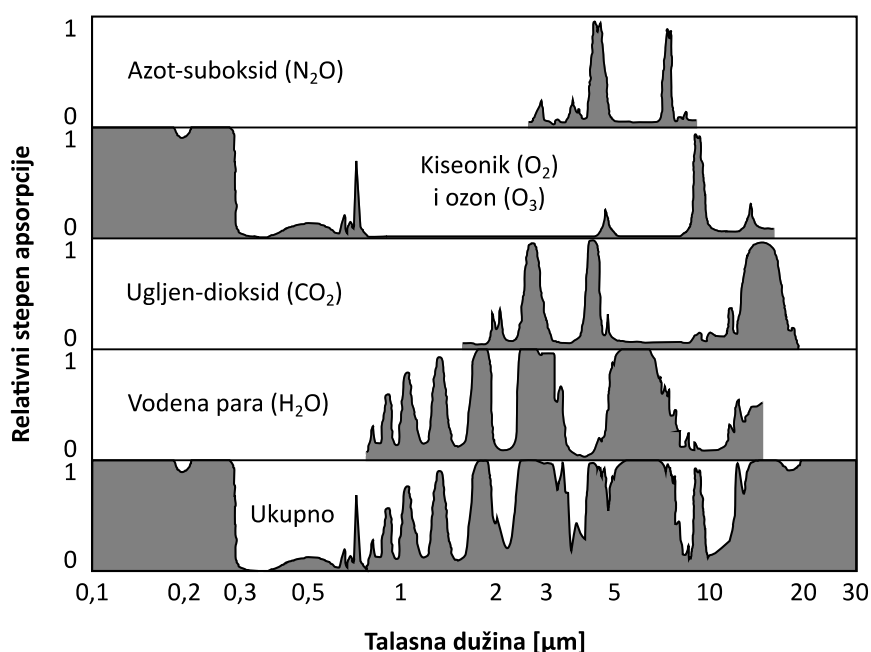
Apsorpcija je proces u kome materija zadržava dio dolazne energije Sunčevog zračenja. Kao posljedica apsorpcije, unutrašnja energija materije se povećava, a dalje prostiranje zračenja je oslabljeno ili u potpunosti zaustavljeno. Pojedini sastojci atmosfere imaju veoma različita apsorpciona svojstva. Dok molekuli kiseonika (O_2) i azota (N_2) prilično dobro propuštaju zračenje, apsorpciji najviše doprinose vodena para (H_2O), ugljen-dioksid (CO_2) i ozon (O_3). Gasovi pokazuju selektivna apsorpciona svojstva, što znači da stepen apsorpcije zavisi od talasne dužine upadnog zračenja. Sklonost nekog gasa da apsorbuje tačno određeni opseg talasnih dužina, dok drugi propušta, dokazuje se pomoću teorije kvantne mehanike. Krive stepena apsorpcije za pojedine komponente i atmosferu u cjelosti prikazane su na slici 2.9. Donja (sumarna) kriva predstavlja superpoziciju uticaja gornjih četiri, ali uključuje i efekte još nekih manje uticajnih komponenata koje nisu ovdje eksplicitno iskazane, kao što su npr. metan (CH_4), ugljen-monoksid (CO), azot-monoksid (NO) itd. Osobina selektivne apsorpcije atmosfere razlog je što je spektar zračenja na Zemljinom tlu značajno izobličen u odnosu na spektar upadnog vanzemaljskog zračenja.

Prema slici 2.9 vidimo da su ozon i molekularni kiseonik zaslužni za činjenicu da ultraljubičasto zračenje talasnih dužina manjih od 0,3 μm (tzv. UV-B i UV-C zračenje) praktično u veoma malom procentu dopire do Zemljinog tla. Ozonski omotač tako predstavlja dragocjenu zaštitu za živi svijet, gdje se posebno ističe suzbijanje UV zraka najmanjih talasnih dužina i najveće energije, koji kod ljudi mogu da izazovu rak kože i druga oboljenja. Uticaj ozona neće biti ispoljen jedino za dio UV spektra najvećih talasnih dužina (UV-A zračenje, $\lambda > 0,3 \mu m$) – opseg koji se naslanja na vidljivi dio spektra.

Zračenje emitovano u vidljivom dijelu spektra ($0,38 \mu\text{m} < \lambda < 0,78 \mu\text{m}$) čista atmosfera propušta u skoro neizmijenjenom obliku. Step en apsorpcije će biti povećan ukoliko u standardnoj smjesi atmosferskih gasova postoji značajnije prisustvo aerosola i otrovnih gasova. Dobra transparentnost atmosfere nastavlja se i u opsegu kratkotalasnog infracrvenog zračenja. Opseg talasnih dužina od $0,32 \mu\text{m}$ do $1,1 \mu\text{m}$ često se naziva *optički prozor*, zahvaljujući svojstvu malog prigušenja i dobrog prenosa Sunčevog zračenja do površine Zemlje.

Na apsorpciju zračenja emitovanog u infracrvenom području najviše utiču vodena para i ugljen-dioksid. Kod vodene pare posebno je primjetno prigušenje u intervalu od $0,72 \mu\text{m}$ do $0,93 \mu\text{m}$ i u uzanim oblastima oko specifičnih talasnih dužina $1,1$; $1,4$; $1,8$ i $2,75 \mu\text{m}$. Ugljen-dioksid pokazuje intenzivan step en apsorpcije u oblastima oko $1,9$; $2,7$; $4,3$ i $15 \mu\text{m}$ talasne dužine zračenja.

Osim navedene selektivne apsorpcije, takođe se javlja i neselektivna apsorpcija koju uzrokuju aerosoli prisutni na različitim vertikalnim nivoima atmosfere. Prigušenje zračenja pogađa sve talasne dužine, a step en prigušenja zavisi od vrste, dimenzije i koncentracije aerosola.

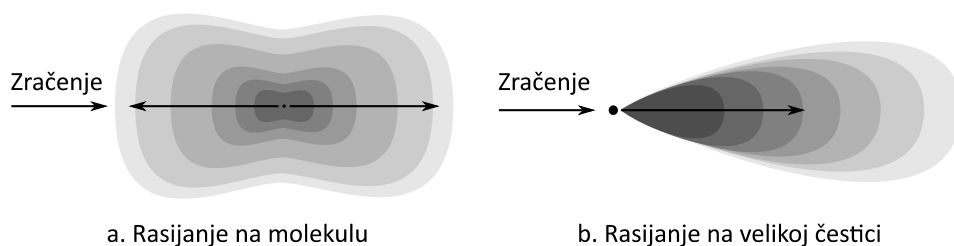


SLIKA 2.9

Nivo apsorpcije pojedinih dijelova spektra zračenja od atmosfere i njenih komponenti [5]

2.3.4 Rasijanje zračenja u atmosferi

Rasijanje Sunčevog zračenja je promjena smjera njegovog prostiranja pod uticajem čestica u atmosferi. Čestice na kojima se dešava rasijanje mogu biti veoma malih dimenzija, kao što su na primjer molekuli gasova azota i kiseonika, ili značajno veće, kao zrnca prašine, polena, dima i slično. Kada elektromagnetski talas pogodi česticu ona postaje izvor zračenja, koje potom emituje u raznim pravcima. Kod malih čestica raspršeno zračenje se emituje jednako naprijed i nazad, dok se kod rasijavanja na većim česticama emituje uglavnom naprijed (slika 2.10). Sa povećanjem koncentracije čestica koje uzrokuju rasijanje, sve je manje zračenja koje se prostire pravolinijski (direktna komponenta), a sve više zračenja koje se kreće u raznim pravcima (difuzna komponenta). Prema specifičnim svojstvima, posebno se definišu tri kategorije rasijanja: *Rayleigh*-jevo, *Mie*-jevo i neselektivno rasijanje.



SLIKA 2.10

Uobičajeni pravci rasijanja Sunčevog zračenja u zavisnosti od dimenzija čestice

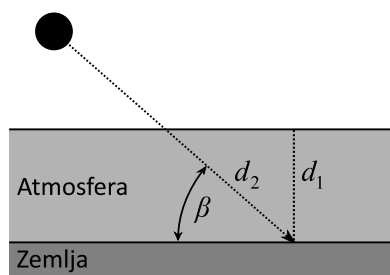
Rayleigh-jevo rasijanje uzrokuju čestice čije su dimenzije značajno manje od talasne dužine dolaznog zračenja. Ono se uglavnom svodi na rasijanje na molekulima atmosferskih gasova. Ovaj tip rasijanja postoji i tokom vedrog dana u savršeno čistoj atmosferi, s obzirom na to da su molekuli gasova uvijek prisutni. Intenzitet *Rayleigh*-jevog rasijanja zavisi od talasne dužine i to tako da je obrnuto proporcionalno četvrtom stepenu ove fizičke veličine. Prema tome, u vidljivom dijelu spektra, najintenzivnije se rasipa ljubičasta i plava svjetlost, a žute i crvene nijanse višestruko slabije. Intenzivno rasipanje plave svjetlosti, kada je Sunce visoko na nebu, dovodi do pojave da nebo vidimo kao plavo, a Sunce kao žuto. Sličnu ilustraciju ove pojave možemo da doživimo i tokom izlaska ili zalaska Sunca, kada je elevacioni ugao njegovog položaja mali. Zbog dugog puta kroz atmosferu, rasipanje je intenzivno za većinu boja u spektru, dok se najbolje očuva crvena komponenta koja se pravolinijski prostire do posmatrača na Zemlji. Rezultat ove pojave je da Sunce vidimo kao crveno.

Mie-ovo rasijanje se javlja kada su dimenzije čestica uporedive sa talasnom dužinom zračenja. Izazivaju ga primjese atmosferskih gasova, kao što su: prašina, polen, dim i čestice vodene pare. Pojavljuje se uglavnom u donjim slojevima atmosfere, gdje je koncentracija krupnijih čestica viša. Što su dimenzije čestica veće, sve više zračenja se rasipa u smjeru upadnog talasa, a sve manje se vraća unazad. *Mie*-ovo rasijanje je najintenzivnije kada preovlađuje oblačno vrijeme. Budući da je intenzitet ovog tipa rasijanja prilično jednak za sve talasne dužine vidljivog spektra, maglu i oblake vidimo kao bijele, uprkos činjenici da su kapljice vodene pare koje ih sačinjavaju bezbojne.

Neselektivno rasijanje posljedica je prisustva donjeg sloja krupne prašine, magle i oblaka, gdje je veličina čestica deset i više puta veća od talasne dužine dolazećeg zračenja. Porijeklo naziva leži u činjenici da intenzitet ovakvog rasijanja apsolutno ne zavisi od talasne dužine upadnog zračenja. Na krupnim česticama dešavaju se tri karakteristična procesa: refleksija od površine čestice, refrakcija od ivica čestice i prolazak kroz česticu.

2.3.5 Pojam vazdušne mase

Stepen apsorpcije i rasijanja pojedinih talasnih dužina u spektru, pa tako i sumarni intenzitet zračenja koji dopijeva na Zemljinu površinu, umnogome su uslovljeni dužinom puta koju talas treba da prođe kroz atmosferu. Prema ilustraciji prikazanoj na slici 2.11 najmanji put kroz atmosferu, zraci bi prešli u slučaju kada bi Sunce bilo u zenitu. Dužina tog minimalnog puta na slici je obilježena sa d_1 . U svakom drugom slučaju pređeni put bi bio duži.



SLIKA 2.11

Pojam vazdušne mase

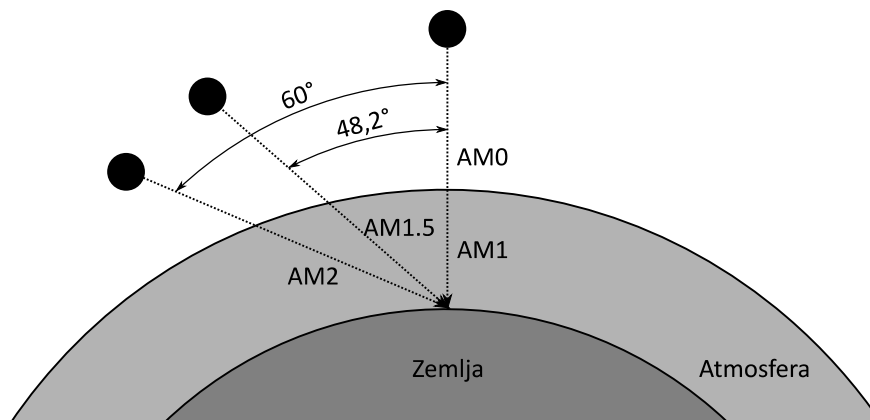
Za proizvoljni ugao β , dužinu puta označenu sa d_2 izračunali bismo na osnovu jednostavne trigonometrijske veze:

$$m = \frac{d_2}{d_1} = \frac{1}{\sin \beta} \quad (2.27)$$

Relativni odnos puteva, označen sa m , važna je promjenljiva koju zovemo *odnos vazdušne mase* ili jednostavnije samo *vazdušna masa*. Navedena formula je egzaktna samo ukoliko bi se sloj vazduha modelovao dvjema paralelnim ravnima, ali predstavlja i dobru aproksimaciju za širok opseg uglova β , posebno ako su u pitanju veće vrijednosti. Kod malih uglova β greška procjene se povećava i formula postaje neupotrebljiva kada je Sunce locirano u blizini horizonta, jer $\sin \beta$ teži nuli. Ilustracija određivanja odnosa vazdušne mase, uz uvažavanje zakrivljenosti Zemljine površine, prikazana je na slici 2.12. Postoji više formula za preciznije određivanje vazdušne mase, a jednu od njih koja je prihvatljiva za cijeli opseg uglova β , empirijskim putem odredili su *Kasten* i *Young*:

$$m = \frac{1}{\sin \beta + 0,50572(6,07995 + \beta)^{-1,6364}} \quad (2.28)$$

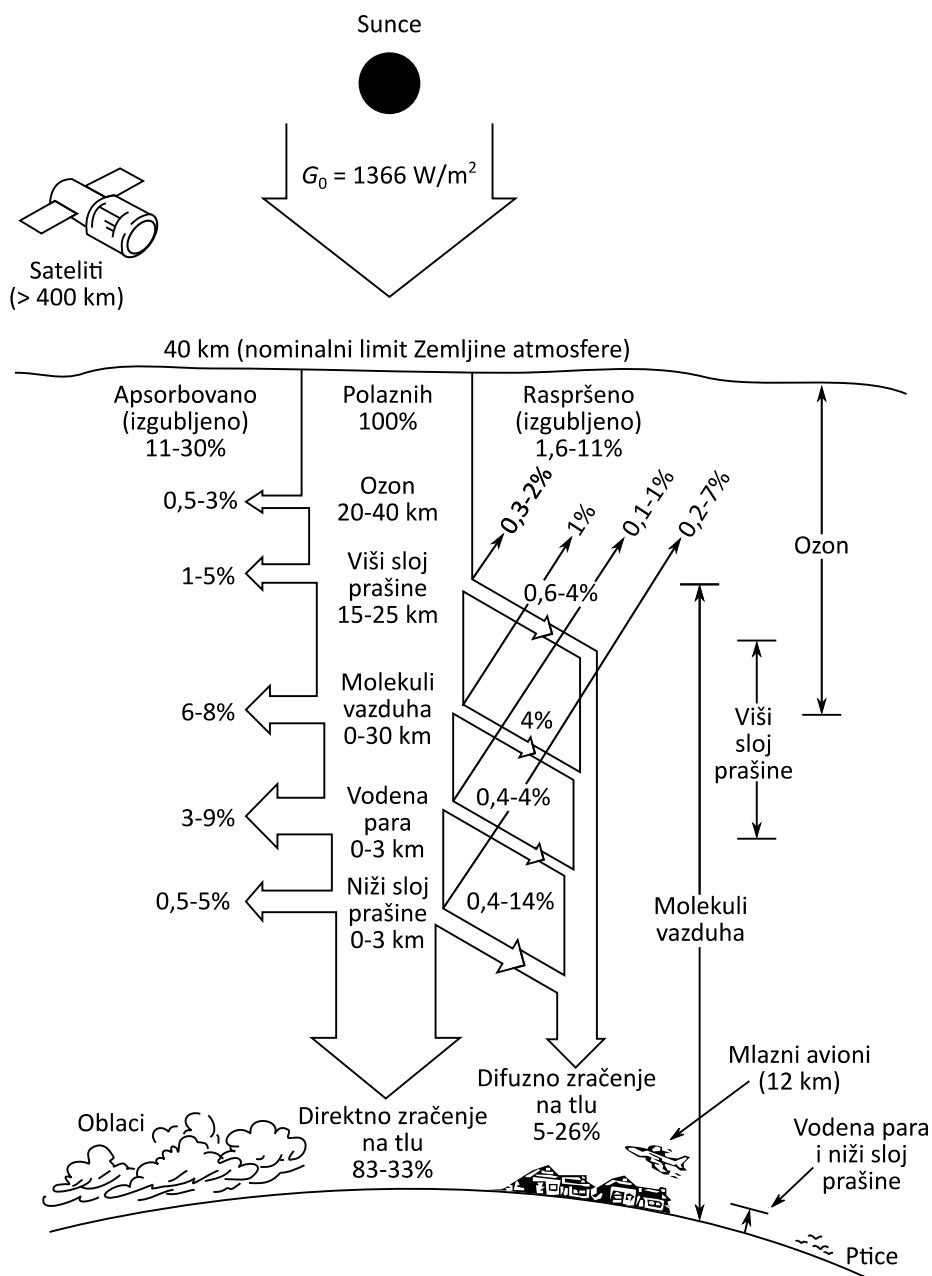
Vazdušna masa se osim slovom m , u praksi često označava i sa AM, jer je to akronim od engleskog naziva *air mass*. Karakteristične iznose vazdušne mase formiramo tako što uz oznaku AM dopišemo vrijednost. Tako je, na primjer, sa AM1 obilježena referentna vazdušna masa koju solarno zračenje prolazi kada je Sunčev disk u zenitu. AM0 podrazumijeva da ne postoji vazdušna masa, pa se njome karakteriše zračenje izvan atmosfere. Vazdušna masa AM1.5 odgovara uglu β od $41,8^\circ$ odnosno zenitnom uglu od $48,2^\circ$. Ta specifična vrijednost je usvojena kao prosječna vazdušna masa koju Sunčevi zraci prolaze ka mjestima na srednjim geografskim širinama, gdje pripada i naše područje. AM1.5 je zato standardizovana kao vrijednost pri kojoj se testiraju solarne ćelije. AM38 se podrazumijeva kao najveća moguća vazdušna masa, koju prolazi izlazeće ili zalazeće Sunce na nultoj nadmorskoj visini. Ova vrijednost bi se potvrdila ako bismo u jednačinu (2.28) uvrstili da je ugao β jednak 0° . Posmatranjem slike 2.12 ne stiče se utisak da će dionica koju prelaze Sunčevi zraci porasti 38 puta kada zenitni ugao dostigne 90° . Razlog za to je što na slici 2.12 dimenzije nisu prikazane u proporciji, jer je radijus Zemlje neuporedivo veći od efektivne debljine atmosfere.

**SLIKA 2.12**

Određivanje vazdušne mase uz uvažavanje zakrivljenosti Zemlje

2.3.6 Snaga i spektar zračenja na Zemljinom tlu

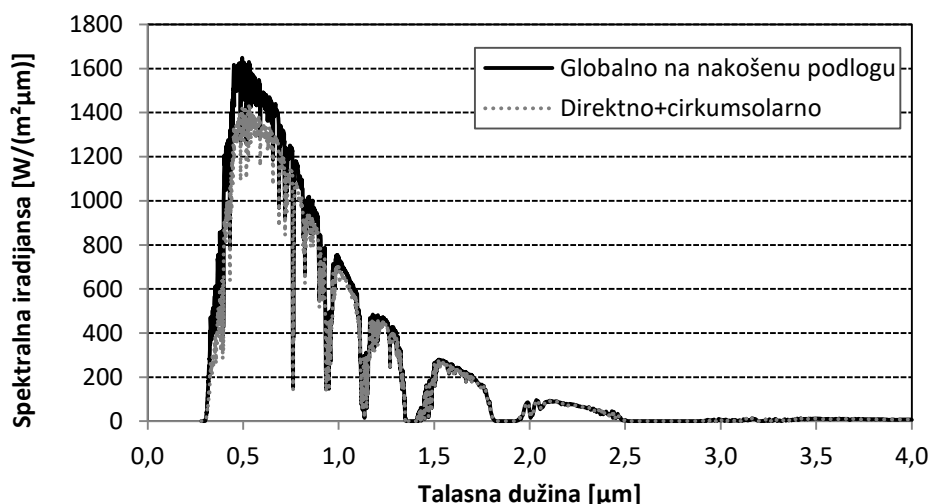
Na slici 2.13, posebno za vazdušnu masu AM1 i primjer vedrog dana, data je ilustracija raspona u kojem može da se kreće odnos snaga za pojedine komponente zračenja. Jedna krajnost se javlja ukoliko je zamućenost atmosfere minimalna. Tada zraci najlakše pravolinijski putuju kroz atmosferu. Na tlo dospijeva oko 88% početne gustine snage i to velika većina od 83% dolazi u formi direktnog zračenja, a svega oko 5% predstavlja difuznu komponentu zračenja, koja je rezultat rasijavanja u atmosferi. Od polazne gustine snage 12% je izgubljeno, uglavnom zbog apsorpcije u atmosferi (11%), dok se samo oko 1% rasprši i reflektuje nazad u svemir. Druga krajnost se dešava kada je zamućenost atmosfere maksimalna. Proces rasijavanja je mnogo intenzivniji i procenat difuznog zračenja dostiže 26% u odnosu na početnu vrijednost mjerenu iznad atmosfere. Procenat direktnog zračenja opada čak do 33%. Gubitak je očigledno povećan i to tako da apsorpcija iznosi do 30%, a refleksija do 11%. Neophodno je napomenuti da za druge odnose vazdušne mase očekujemo drugačije i ishode, budući da veći put kroz atmosferu znači i istaknutije uslove za pojavu apsorpcije i rasijavanja.



SLIKA 2.13

Nivo uticaja atmosfere na prolazak Sunčevog zračenja, za specijalni slučaj kada je vedar dan i kada je Sunce u zenitu (bazirano na [14])

Uz promjenu snage zračenja, takođe i njegova spektralna raspodjela varira u zavisnosti od lokacije, trenutka i atmosferskih okolnosti. Nameće se potreba da se definišu standardni spektri zračenja na Zemljinoj površini, koji bi služili kao reference za testiranje i poređenje performansi različitih solarnih sistema u ravnopravnim uslovima. Američko društvo za testiranje i materijale (*American Society for Testing and Materials* – ASTM) u okviru standarda ASTM G173-03 definisalo je referentne spektralne raspodjele na Zemljinoj površini. Slično je urađeno i u sklopu međunarodnog standarda ISO 9845-1:1992. Posmatra se prosječni slučaj sa odnosom vazdušne mase AM1.5 (kome odgovara elevacioni ugao Sunca od $41,8^\circ$) i razmatra se scenario potpuno vedrog dana. Odvojeno se daju podaci za direktnu iradijansu na normalnu podlogu i globalnu iradijansu na podlogu nagnutu pod uglom 37° u odnosu na ravan tla. Odgovarajući dijagrami spektralne iradijance prikazani su na slici 2.14.

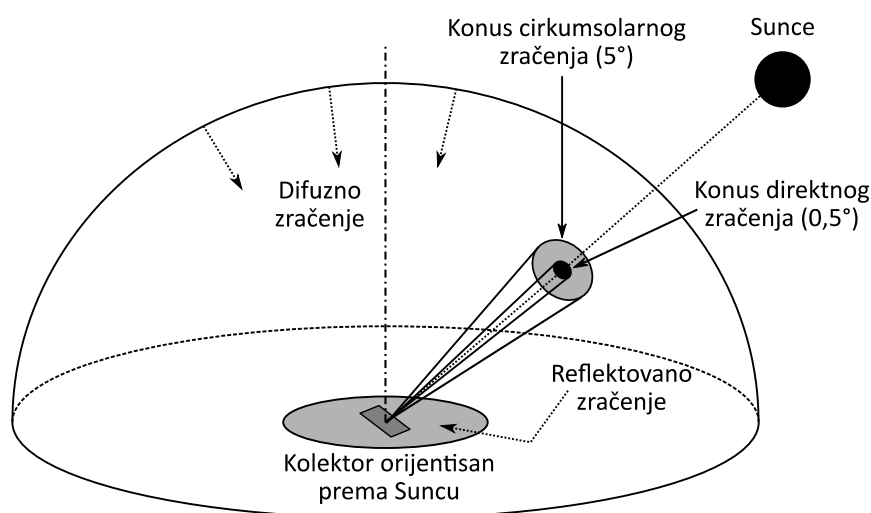


SLIKA 2.14

AM1.5 spektralna iradijansa na Zemlji po američkom standardu ASTM G173-03

Fizičke veličine koje se spominju u standardu precizno su definisane, a ilustracija za njihovo bolje razumijevanje prikazana je na slici 2.15. Direktno normalno zračenje je zračenje u pravcu normale na podlogu i konusa oko normale dijametralnog ugla od $0,5^\circ$. Zračenje iz okoline Sunčevog diska (*cirkumsolarno zračenje*) uključuje zračenje iz kupe oko Sunca dijametralnog ugla 5° , ne računajući prethodno pomenuto direktno zračenje iz unutrašnje kupe dijametralnog ugla $0,5^\circ$. Difuzno zračenje nastaje procesom rasijavanja u atmosferi i na kolektor dolazi iz čitave hemisfere nebeskog svoda. Reflektovano zračenje je rezultat

odbijanja direktnog i difuznog zračenja od podloge. Koeficijent refleksivnosti podloge (tzv. *albedo*) nije isti za sve talasne dužine, ali se smatra da njegova prosječna vrijednost iznosi oko 0,2. Globalno zračenje uključuje sve komponente koje dopijevaju na kolektor: direktno, difuzno i reflektovano. Nagib kolektora od 37° za mjerenje globalne iradijance je odabran kao prosječna vrijednost geografske širine kontinentalnih država koje su u sastavu SAD. Zemlje na jugu Evrope takođe se nalaze na sličnoj geografskoj širini.



SLIKA 2.15

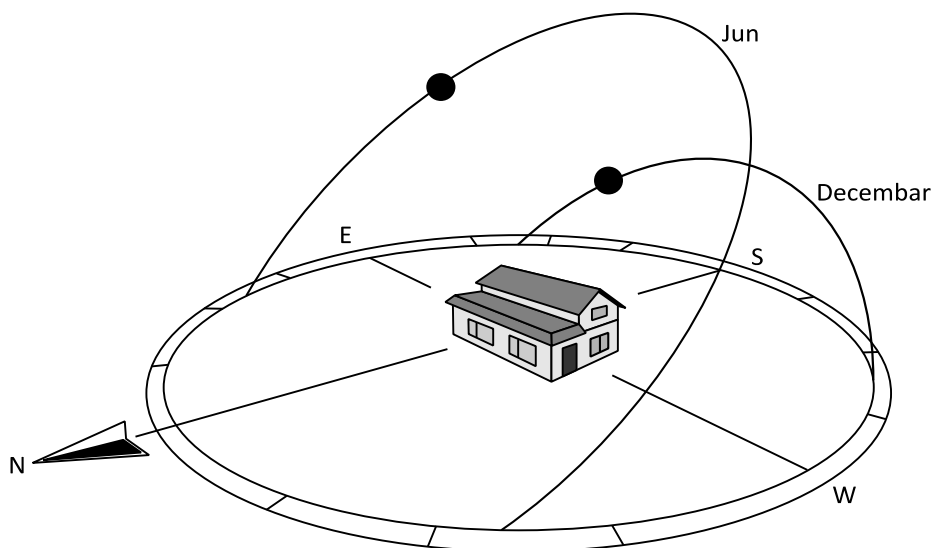
Definicije komponenti zračenja na Zemlji po standardu ASTM G173-03

Vrijednosti spektralnih iradijansi datih u standardima su generisane softverski, korišćenjem specijalističkih matematičkih modela. Posebno poznati softverski alati su MODTRAN (eng. *MODerate resolution atmospheric TRANsmission*) i SMARTS (eng. *Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine*). Integraljenjem spektralne iradijance za cijeli opseg talasnih dužina, odredili bismo ukupnu snagu koja dopijeva na kvadratni metar površine kolektora postavljenog na Zemljinom tlu. Za globalno zračenje na podlogu nagnutu pod uglom 37° , direktno na osnovu softverskog modela, dobija se da je ukupna vrijednost iradijance $963,8 \text{ W/m}^2$. Radi jednostavnije praktične upotrebe, referentni spektar AM1.5 dat u standardima proporcionalno je skaliran tako da ukupna iradijansa iznosi okruglo 1000 W/m^2 . U ovom spektru, 2% zračenja je ultraljubičasto, 54% je vidljivo, a 44% čini infracrveno zračenje. Za sumu direktnog i cirkumsolarnog zračenja ukupna iradijansa je skalirana na 900 W/m^2 .

3

POLOŽAJ SUNCA NA NEBESKOJ SFERI

Solarni kolektori će prikupiti više energije Sunčevog zračenja ukoliko ih pravilno orijentiramo. Zato je neophodno poznavati putanje Sunca na nebeskoj sferi. Položaj Sunca na nebu zavisi, kako od doba dana, tako i od doba godine. Primjera radi, opštepoznata činjenica je da Sunčev disk vidimo na većim visinama ljeti nego zimi, kao što je prikazano na slici 3.1. Pozicija na kojoj vidimo Sunce na nebu rezultat je superpozicije kretanja Zemlje oko Sunca (revolucije) i kretanja Zemlje oko svoje ose (rotacije). Geometrijska slika navedenih kretanja nije jednostavna, ali je poznata i u potpunosti predvidljiva. U nastavku poglavlja govorićemo o matematičkim relacijama kojima se opisuju međusobni položaj Zemlje i Sunca, odnosno pozicija Sunčevog diska na nebeskoj sferi iz perspektive posmatrača sa Zemlje.



SLIKA 3.1

Položaj Sunca kada se posmatra sa Zemlje

3.1 Označavanje pozicija na Zemlji

Položaj Sunca veoma zavisi od lokacije na Zemlji na kojoj se posmatrač nalazi. U ovom odjeljku ćemo zato kratko da se osvrnemo na sistem geografskih koordinata uobičajenih za označavanje lokacija na Zemlji. Bilo koja tačka na Zemaljskoj kugli može biti jednoznačno određena korišćenjem dvije nezavisne veličine, praktično proistekle iz sfernog koordinatnog sistema, koje se nazivaju *geografska dužina* (eng. *longitude*) i *geografska širina* (eng. *latitude*).

Geografsku dužinu određuju *meridijani*, prema ilustraciji prikazanoj na slici 3.2. Meridijani su linije koje spajaju sjeverni i južni pol. S obzirom na to da Zemlja nije pravilna kugla, nego elipsoid spljošten na polovima, meridijani u geometrijskom pogledu predstavljaju polovine elipse. Svi meridijani imaju identičnu dužinu od oko 20.003,9 km, tako da su međusobno ravnopravni i bilo koji od njih bi se mogao uzeti kao nulti. Od 1884. godine *grinički meridijan*, koji prolazi kroz zvjezdarnicu u Londonu, usvojen je na međunarodnom nivou kao referentni meridijan. Geografska dužina neke tačke na Zemlji se definiše kao ugao između meridijana koji prolazi kroz posmatranu tačku i referentnog (nultog) meridijana. Za lokacije na meridijanima od 0° do 180° koje se nalaze istočno od Griniča kažemo da imaju istočnu geografsku dužinu, odnosno da pripadaju istočnoj hemisferi. Za obilježavanje istočne geografske dužine koristimo slovo E, od engleske riječi za istok (*east*). Analogno, za lokacije na meridijanima od 0° do 180° zapadno od griničkog referentnog meridijana smatramo da imaju zapadnu geografsku dužinu i da pripadaju zapadnoj hemisferi. Na osnovu engleske riječi za zapad (*west*), zapadna geografska dužina se označava slovom W. Primjera radi, Banja Luka se nalazi na meridijanu koji je pozicioniran 17,1910 stepeni istočno od Griniča i, prema tome, ovaj grad nosi oznaku geografske dužine 17,1910° E.

Slično kao što geografsku dužinu određuju meridijani, kod definisanja geografske širine koristimo *paralele*. U skladu sa ilustracijom prikazanom na slici 3.3, paralele su kružnice koje leže na presjeku Zemljine lopte i ravni koje su normalne na Zemljinu osu rotacije. Srednja kružnica, koja je najveća, naziva se *ekvator* i uzima se kao referentna (nulta) paralela. Obim ekvatora iznosi oko 40.070 km. Pomjeranjem prema sjeveru ili jugu od ekvatora, paralele postaju sve kraće. Sjeverni i južni pol su najmanje paralele, kružnice koje praktično postaju tačke. Geografska širina neke tačke na Zemlji se definiše kao ugaono rastojanje između paralele na kojoj se posmatrana tačka nalazi i referentne paralele (ekvatora). Za lokacije na paralelama od 0° do 90°, koje se nalaze sjeverno od ekvatora, kažemo da imaju sjevernu geografsku širinu, odnosno da pripadaju sjevernoj hemisferi. Za obilježavanje sjeverne geografske širine koristimo slovo N, što je prvo slovo engleske riječi za sjever (*north*). Na isti način, za lokacije na

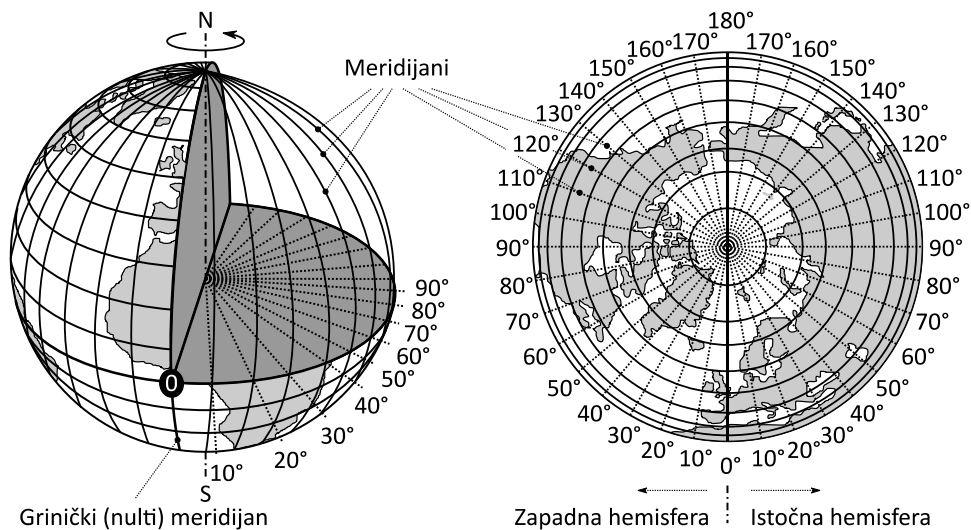
paralelama od 0° do 90° južno od ekvatora, smatramo da imaju južnu geografsku širinu i da pripadaju južnoj hemisferi. Prema engleskoj riječi za jug (*south*), južna geografska širina se označava slovom S. Opet ilustracije radi, recimo da se grad Banja Luka nalazi na paraleli koja je pozicionirana $44,7722$ stepeni sjeverno od ekvatora i, prema tome, nosi oznaku geografske širine $44,7722^\circ$ N. U tabeli 3.1 date su geografske dužine i širine za još nekoliko većih gradova u okruženju.

TABELA 3.1

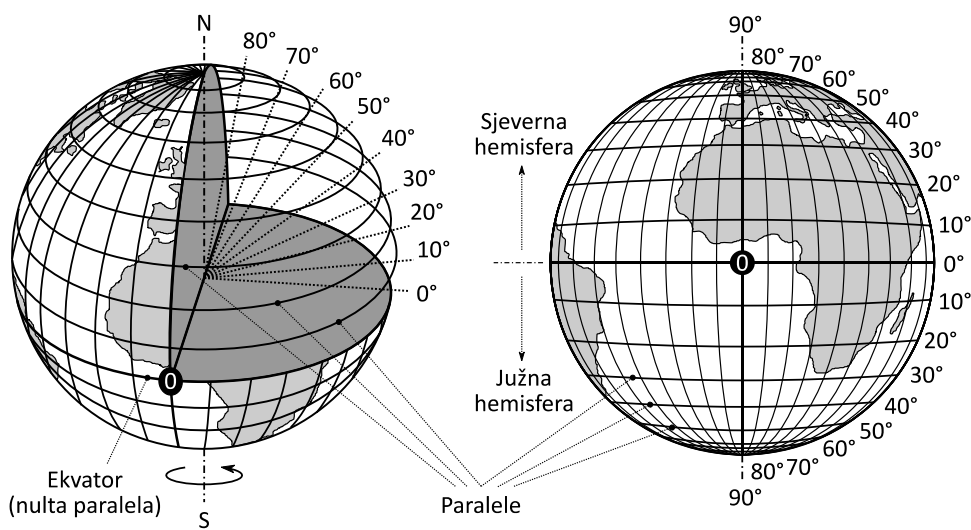
Geografske koordinate gradova u okruženju

Grad	Geografska širina	Geografska dužina
Banja Luka	$44,7722^\circ$ N	$17,1910^\circ$ E
Beograd	$44,7866^\circ$ N	$20,4489^\circ$ E
Ljubljana	$46,0569^\circ$ N	$14,5058^\circ$ E
Niš	$43,3209^\circ$ N	$21,8958^\circ$ E
Novi Sad	$45,2671^\circ$ N	$19,8335^\circ$ E
Osijek	$45,5550^\circ$ N	$18,6955^\circ$ E
Podgorica	$42,4304^\circ$ N	$19,2594^\circ$ E
Sarajevo	$43,8563^\circ$ N	$18,4131^\circ$ E
Skoplje	$41,9973^\circ$ N	$21,4280^\circ$ E
Split	$43,5081^\circ$ N	$16,4402^\circ$ E
Tuzla	$44,5375^\circ$ N	$18,6735^\circ$ E
Zagreb	$45,8150^\circ$ N	$15,9819^\circ$ E

Trodimenzijski sistem geografskih koordinata, uz dužinu i širinu, dopunila bi *geografska visina* (eng. *elevation*), koja praktično predstavlja nadmorsku visinu posmatrane tačke na Zemlji. Geografskoj visini se ipak posvećuje daleko manja pažnja, s obzirom na to da je njen uticaj na određivanje pozicije Sunca na nebeskoj sferi mali.

**SLIKA 3.2**

Geografska dužina

**SLIKA 3.3**

Geografska širina

3.2 Zemljina eliptična putanja oko Sunca

Zemlja kruži oko Sunca sa periodom revolucije od približno 365,25 dana. Putanja po kojoj se Zemlja kreće (Zemljina *orbita*) nije savršenog kružnog oblika,

nego je eliptična (slika 3.4). Ekscentricitet te elipse ipak je veoma mali i iznosi svega 0,0167. Kao posljedica eliptičnosti, udaljenost Zemlje od Sunca varira od 147,1 do 152,1 miliona kilometara, što u relativnom odnosu predstavlja oko 3,3%. Tačku na orbiti u kojoj je Zemlja najbliže Suncu zovemo *perihel*. Perihel se u prosjeku dešava 3. januara, mada tačan trenutak pojave minimalnog rastojanja Zemlje do Sunca varira od godine do godine i može da se javi par dana ranije ili kasnije. Kao suprotnost perihelu, definiše se i *afel*, tačka na eliptičnoj putanji u kojoj je Zemlja na najvećem rastojanju od Sunca. Za datum pojave afela uzimamo 4. juli, ali takođe imamo u vidu promjenljivost tog termina od nekoliko dana naprijed ili nazad. Aritmetička sredina minimalne i maksimalne udaljenosti određuje prosječnu udaljenost Zemlje od Sunca. Ona iznosi 149,6 miliona kilometara.

Imajući u vidu prethodno rečeno, izvedena je formula kojom se procjenjuje udaljenost Zemlje od Sunca u zavisnosti od dana u godini:

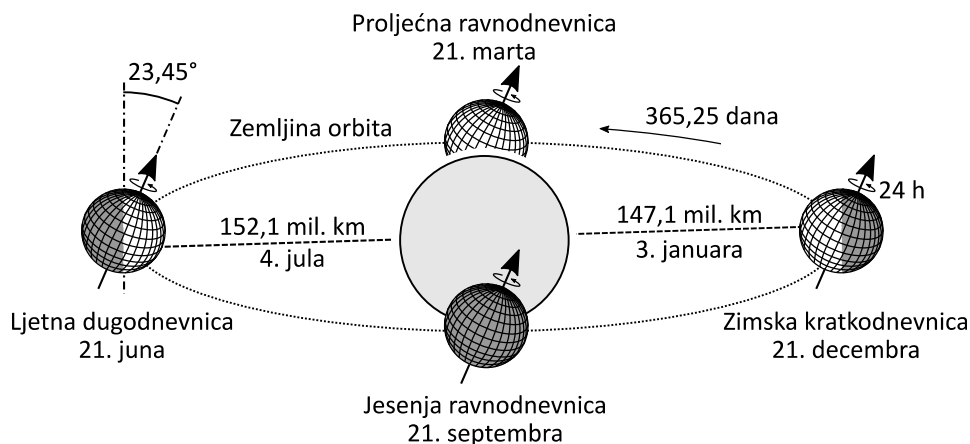
$$d = 149,6 \cdot 10^6 \left\{ 1 + 0,0167 \sin \left[\frac{360}{365} (n - 93) \right] \right\}, [\text{km}] \quad (3.1)$$

U navedenoj formuli sa n je označen redni broj dana u godini, a argument sinusne funkcije je izražen u stepenima. Budući da će i u nastavku redni broj dana često biti korišćen u formulama, u tabeli 3.2 date su vrijednosti rednih brojeva za karakteristične datume u godini.

TABELA 3.2

Redni brojevi karakterističnih dana u godini

Datum	Redni broj (n)	Datum	Redni broj (n)
1. januar	1	1. jul	182
3. januar	3	4. jul	185
1. februar	32	1. avgust	213
1. mart	60	1. septembar	244
21. mart	80	21. septembar	264
1. april	91	1. oktobar	274
1. maj	121	1. novembar	305
1. jun	152	1. decembar	335
21. jun	172	21. decembar	355



SLIKA 3.4

Zemljina putanja oko Sunca

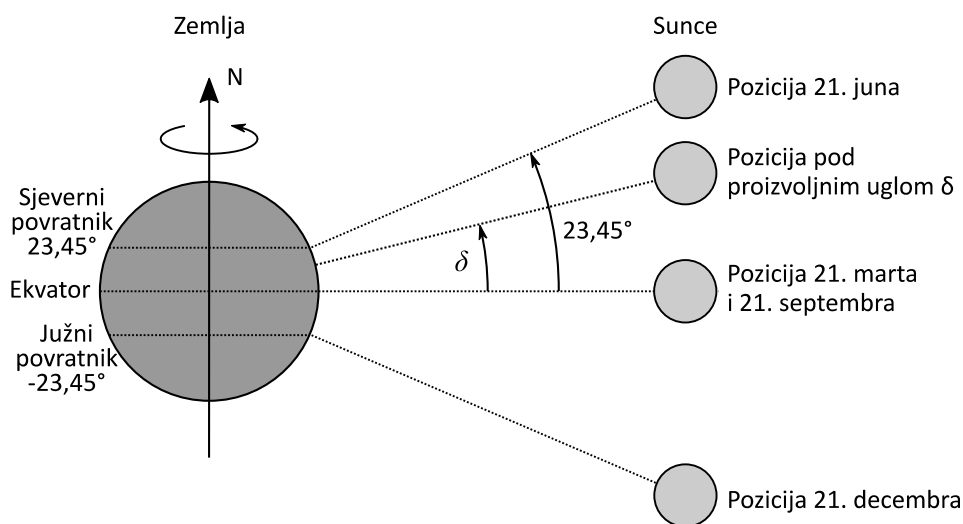
Znajući da na sjevernoj hemisferi Zemlje za vrijeme najmanjeg rastojanja do Sunca vlada zima, a za vrijeme najvećeg rastojanja ljeto, zaključujemo da ekscentricitet orbite nije presudan za pojavu godišnjih doba na Zemlji. Godišnja doba su prvenstveno posljedica nagiba Zemljine ose rotacije u odnosu na ravan putanje oko Sunca, što se takođe može vidjeti na slici 3.4. Trenutno, nagib ose rotacije Zemlje iznosi $23,45^\circ$. Smjer nagiba i veličina ugla ostaje ista bez obzira na poziciju na orbiti. Zbog toga su jedan od polova i njemu odgovarajuća hemisfera okrenuti ka Suncu tokom jedne polovine godine, a od Sunca tokom druge polovine. Kao rezultat javljaju se godišnja doba. Na sjevernoj hemisferi, na primjer, ljeto počinje 21. juna, dok se na južnoj dešava šest mjeseci kasnije. Na početku ljeta se javlja i najduži dan u godini - *ljetna dugodnevica*, a na početku zime najkraći - *zimski kratkodnevica*. Na slici 3.4 su podaci o dugodnevici i kratkodnevici prikazani onako kako se dešavaju na sjevernoj hemisferi, s obzirom na to da na njoj živimo. Na južnoj hemisferi, logično, ljetnja dugodnevica se pojavljuje 21. decembra, a zimski kratkodnevica 21. juna.

Kada se posmatra na vremenskom horizontu koji je mnogo duži od ljudskog vijeka, ugao nagiba Zemljine ose rotacije nije konstantan, nego se periodično mijenja. Osim što se javljaju kod ugla nagiba ose, periodične promjene se dešavaju i u pogledu ekscentriciteta Zemljine orbite i stepena Zemljinog valovitog oscilovanja oko svog prosječnog nagnutog položaja (tzv. *precesije*). Ove pojave je početkom dvadesetog vijeka proučavao i matematički opisao poznati srpski astronom, profesor Milutin Milanković, pa su po njemu svjetski poznate kao *Milankovićeve oscilacije*. Ekscentričnost Zemljine orbite se mijenja u opsegu od 0 do 5%, sa

periodom od oko 100.000 godina. Nagib ose Zemljine rotacije se mijenja u opsegu od 21,5 do 24,5 stepeni, sa periodom od oko 41.000 godina. Promjene u precesiji događaju se sa periodom od oko 23.000 godina. Iako bismo rekli da su navedene oscilacije spore i relativno blage, njihov uticaj na klimatske promjene je veoma značajan. Razlika se ne javlja u ukupnoj energiji koja dospijeva na Zemlju, nego u načinu njene raspodjele na pojedine oblasti na Zemlji. Milankovićeve oscilacije uzrokuju da se jače ili slabije manifestuju razlike između ljeta i zime, te predstavljaju jedan od glavnih argumenata za potvrđivanje teorije ledenih doba.

3.3 Geocentrična reprezentacija položaja Zemlje i Sunca

Slika 3.4, iako realistično opisuje stvarnost, nije jednostavna za analiziranje problematike i izvođenje matematičkih relacija. Zadatak će biti lakše rješiv ako umjesto heliocentričnog sistema upotrijebimo alternativnu reprezentaciju, tradicionalni Ptolomejev geocentrični sistem, po kojem se u centru svijeta nalazi Zemlja, a da se Sunce i sva ostala nebeska tijela kreću oko nje. Odgovarajuća ilustracija je prikazana na slici 3.5. Međusobni položaj Zemlje i Sunca ostaće identičan kao kod heliocentričnog sistema, ako zamislimo da je Zemljina osa rotacije nepomična i vertikalno orijentisana, da se Zemlja okreće tako da pun obrtaj napravi za jedan dan, a da se Sunce pomjera u prostoru na način da se očuvaju međusobni uglovi.



SLIKA 3.5

Alternativni pogled po kojem Zemlja miruje a Sunce rotira oko nje

Sa slike 3.4 se vidi da 21. juna, za vrijeme ljetne dugodnevnicе, Sunčevi zraci padaju okomito na paralelu pozicioniranu na $23,45^\circ$ sjeverne geografske širine. S obzirom na njen specifičan značaj, navedena paralela je u geografiji dobila posebno ime – *sjeverni povratnik*. Iz tog razloga, takođe i kod alternativnog pogleda na slici 3.5, Sunce je potrebno pozicionirati tako da zraci padaju pod uglom od $23,45^\circ$ u odnosu na Zemljin ekvator. Druga krajnost se događa 21. decembra, za vrijeme zimske kratkodnevnicе. Sunčevi zraci tada okomito padaju na južni povratnik i u alternativnom pogledu položaj Sunca u odnosu na Zemljin ekvator treba biti postavljen pod uglom od $-23,45^\circ$. Između dvije krajnosti, nalaze se ravnodnevnicе, koje se dešavaju na početku proljeća 21. marta i na početku jeseni 21. septembra. U tim trenucima Sunčevi zraci padaju okomito na ekvator, te je ugao pod kojim postavljamo Sunce na slici 3.5 jednak 0° .

Ugao između ekvatorske ravni i prave koja prolazi kroz centre Sunca i Zemlje nazivamo *ugao deklinacije* Sunca i označavamo sa δ . Očigledno, tokom jedne godine, ugao δ osciluje između $-23,45^\circ$ i $+23,45^\circ$. Prilično jednostavna, a dosta precizna aproksimacija promjene ugla deklinacije u zavisnosti od dana u godini n , data je formulom koja sadrži samo jedan sinusni član:

$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (n - 81) \right] \quad (3.2)$$

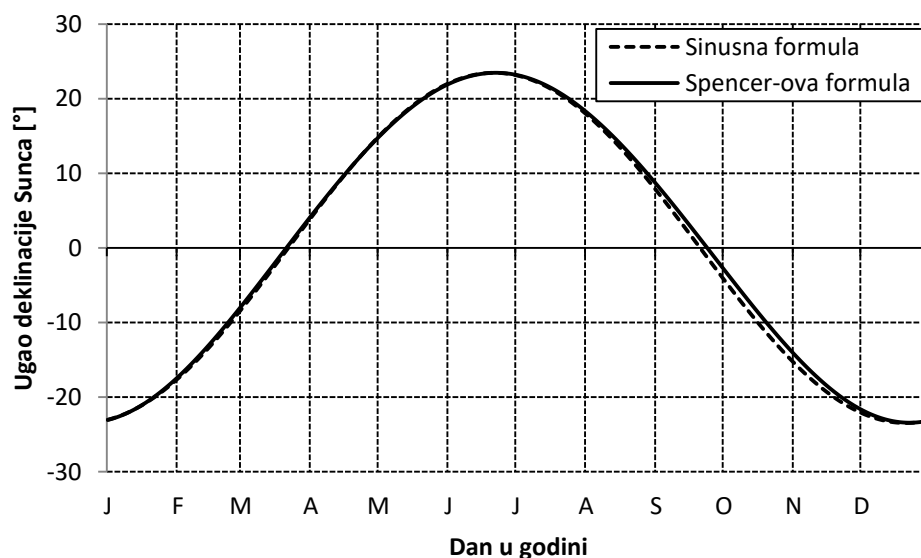
Moguće je i preciznije izračunavanje ugla δ , tako da se uvaži više članova *Fourier*-ovog reda. Jedan od pristupa predstavlja *Spencer*-ova formula, po kojoj se ugao deklinacije dobija u radijanima:

$$\begin{aligned} \delta = & 0,006918 - 0,39912 \cos(\Gamma) + 0,070257 \sin(\Gamma) \\ & - 0,006758 \cos(2\Gamma) + 0,000907 \sin(2\Gamma) \\ & - 0,002697 \cos(3\Gamma) + 0,00148 \sin(3\Gamma) \end{aligned} \quad (3.3)$$

gdje pomoćna promjenljiva Γ označava *ugao dana* takođe izražen u radijanima, koji se na osnovu dana u godini n , određuje pomoću sljedeće formule:

$$\Gamma = \frac{2\pi(n-1)}{365} \quad (3.4)$$

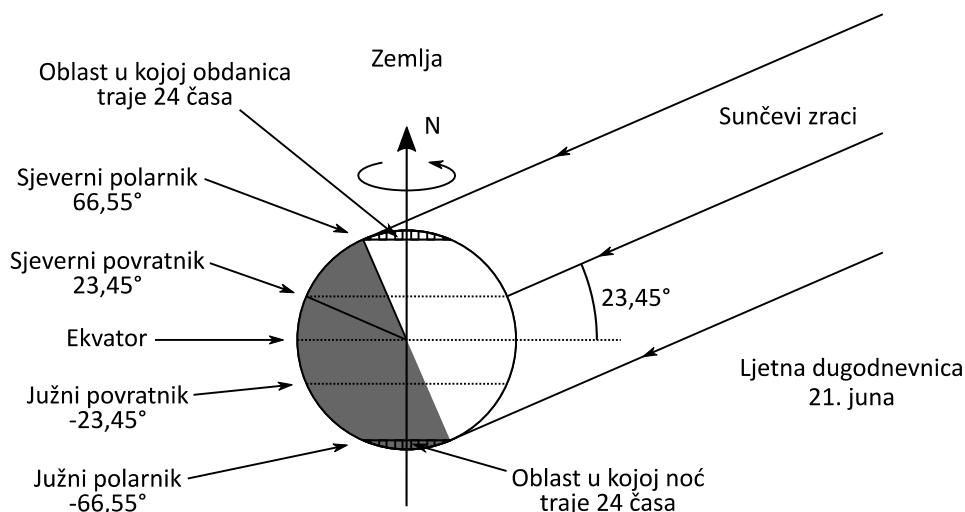
Kolika je razlika u rezultatima dobijenim *Spencer*-ovom formulom, u odnosu na rezultate koje daje jednostavna sinusna aproksimacija, može se vidjeti na slici 3.6.

**SLIKA 3.6**

Promjena ugla deklinacije Sunca tokom godine

Kada bi nagib Zemljine ose bio 0° , na svakoj tački na Zemlji i bilo kojeg datuma u godini, obdanica i noć bi trajale jednako, po 12 časova. U realnosti, ova jednakost obdanice i noći, javlja se jedino kada je ugao deklinacije jednak 0° . Zbog toga se ti trenuci koji se dešavaju dva puta godišnje, 21. marta i 21. septembra, i nazivaju *ravnodnevnice*. U svim ostalim slučajevima, dužina dana zavisi od geografske širine na kojoj se nalazimo i od aktuelne vrijednost ugla solarne deklinacije δ . Na primjer, na sjevernoj hemisferi, kako odmiču dani od 21. marta ka 21. junu i kako se ugao deklinacije Sunca povećava od 0° ka maksimalnih $23,45^\circ$, obdanice bivaju sve duže a noći sve kraće, i to izraženije što je geografska širina posmatrane lokacije veća. Za određene pozicije čija je geografska širina veća od granične dešava se čak da obdanica traje puna 24 časa, a da noći ni nema. Ilustracija je data na slici 3.7. Pretpostavimo da je datum 21. jun, što znači da je ugao deklinacije Sunca $23,45^\circ$. Zraci padaju okomito na sjeverni povratnik, a tangencijalno na paralelu koja se nalazi na geografskoj širini od $66,55^\circ$ (dobijeno kao $90^\circ - 23,45^\circ$). Bez obzira na rotaciju zemlje, odnosno doba dana, tačke na površini Zemlje koje su locirane sjeverno od paralele na geografskoj širini $66,55^\circ$, neprekidno su osunčane i obdanica vlada 24 časa. Analogno, tačke koje se nalaze južnije od paralele na $66,55^\circ$ južne geografske širine, permanentno su u mraku i noć traje 24 časa. Iz navedenih razloga, granična paralela koja se nalazi na $66,55^\circ$ sjeverne geografske

širine nazvana je *sjeverni polarnik*, a ona suprotna koja se nalazi na $66,55^\circ$ južne geografske širine nazvana je *južni polarnik*.



SLIKA 3.7

Objašnjenje ključnih Zemljinih paralela

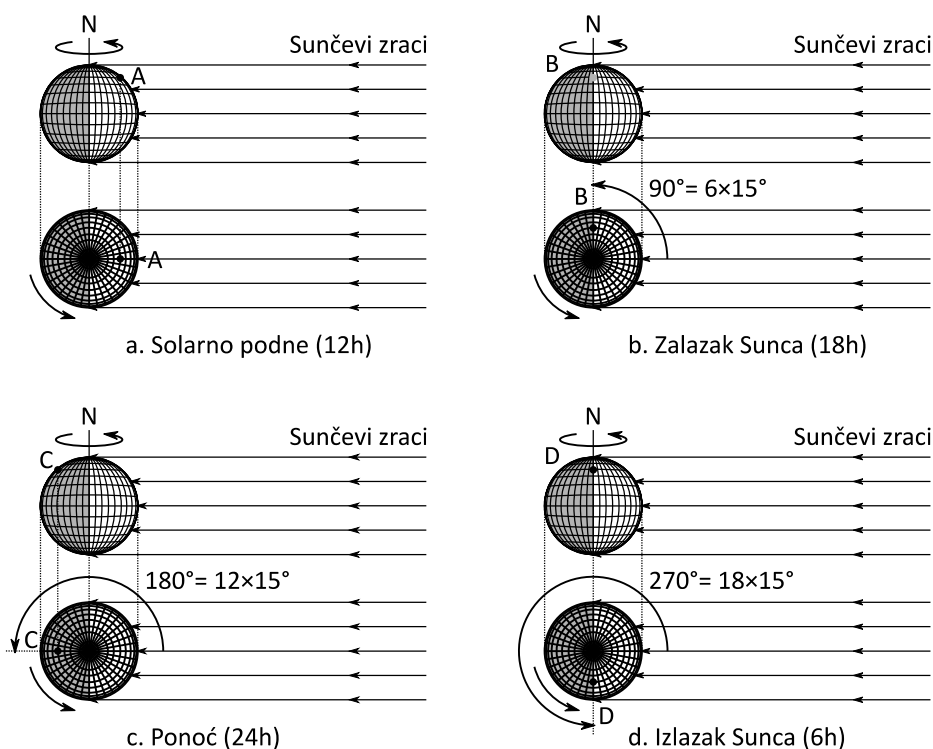
3.4 Solarno vrijeme

3.4.1 Definicija solarnog vremena

Mjerenje solarnog vremena bazira se na prividnom pomjeranju Sunca iz perspektive posmatrača sa Zemlje. Ilustracija prikazana na slici 3.8 poslužiće nam kod definisanja pojmova značajnih za razumijevanje solarnog vremena. Pretpostavićemo da je hipotetički posmatrač lociran na sjevernoj geografskoj širini od 40° , a radi lakšeg praćenja sveukupne situacije, za datum posmatranja uzećemo proljećnu ili jesenju ravnodnevnicu, jer je tada ugao deklinacije Sunca δ jednak nuli i Sunčevi zraci padaju okomito na ekvator.

Bitan referentni trenutak u solarnom vremenu predstavlja *solarno podne*. Solarno podne nastupa kada je meridijan na kojem se nalazi posmatrač okrenut prema Suncu. Prema ilustraciji datoj na slici 3.8a, solarno podne se dešava kada se posmatrač nalazi u tački A. Budući da lokacija posmatrača pripada sjevernoj hemisferi, u trenutku solarnog podneva on Sunce vidi na svojoj južnoj strani. Proticanje solarnog vremena povezano je sa obrtanjem Zemlje oko svoje ose. Znajući da su Zemlji za jedan pun obrtaj od 360° potrebna 24 časa, preračunavamo da njena ugaona brzina obrtanja iznosi 15° na čas. Prateći ilustraciju sa slike 3.8b,

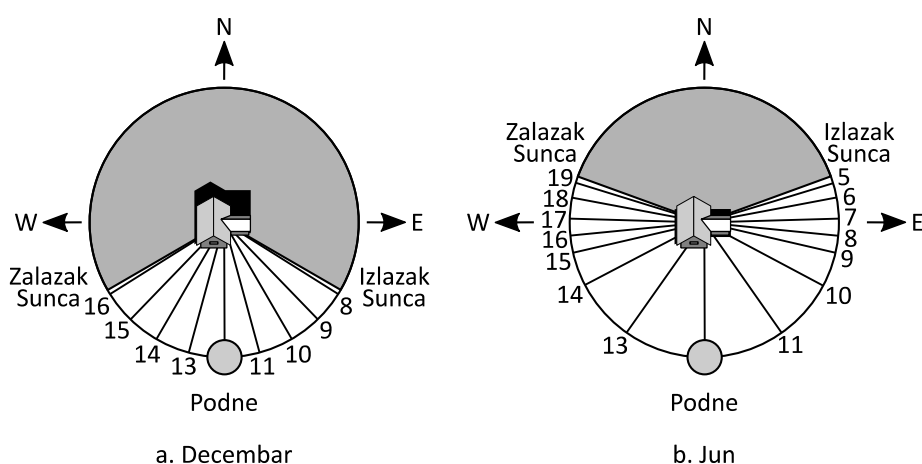
ustanovljavamo da će lokacija posmatrača u tačku B doći 6 časova nakon solarnog podneva, odnosno u 18 časova po solarnom vremenu, kada se Zemlja obrne za dodatni ugao od 90° . S obzirom na tangencijalan pad Sunčevih zraka, posmatrač u tački B vidi zalazak Sunca, tako što Sunčev disk nestaje tačno zapadno od njega. Narednih 12 časova po solarnom vremenu, što odgovara obrtanju Zemlje od 180° , na posmatranoj lokaciji vlada noć. Tačkom C na slici 3.8c obilježena je pozicija kada nastupa ponoć, polovina noći, koja se dešava u 24 časa po solarnom vremenu. Tačka D na slici 3.8d predstavlja poziciju posmatrača kada on vidi izlazak Sunca u 6 časova po solarnom vremenu narednog dana. Uz pomoć ilustracije zaključujemo da, u trenutku izlaska Sunca, zraci na posmatrača u tački D dolaze tačno sa njegove istočne strane.


SLIKA 3.8

Veza solarnog vremena i ugla rotacije Zemlje

Opisan je specijalan, geometrijski najjednostavniji slučaj, koji važi samo za dane ravnodnevnice, dakle 21. mart i 21. septembar. Tokom ostalih dana u godini ugao deklinacije Sunca se razlikuje od nule, čime se slika usložnjava. Javlja se

pomenuti efekat da su tokom proljeća i ljeta obdanice duže od noći, a tokom jeseni i zime obrnuto. Solarno podne ostaje sredina obdanice i za sve ostale dane, ali se uglovi pod kojim posmatrač vidi izlazak ili zalazak Sunca mijenjaju svakodnevno. Skica položaja Sunca u zavisnosti od solarnog vremena za posmatrača koji se nalazi na 40° sjeverne geografske širine prikazana je na slici 3.9. Detaljniji matematički aparat za određivanje precizne pozicije Sunca biće izložen u nastavku poglavlja.



SLIKA 3.9

Položaj Sunca u zavisnosti od solarnog vremena

3.4.2 Satni ugao

Ovdje ćemo da definišemo i *satni ugao*, promjenljivu koja će nam biti neophodna u nastavku. Satni ugao ima onoliko stepeni koliko treba Zemlji da rotira da bi Sunce bilo tačno iznad lokalnog meridijana na kojem se nalazi posmatrač. Pozivajući se opet na činjenicu da ugaona brzina Zemljine rotacije iznosi 15° na čas, vezu između satnog ugla ω i solarnog vremena možemo prikazati sljedećom formulom:

$$\omega = 15 \left[\frac{^\circ}{\text{h}} \right] \cdot T_{dsp} [\text{h}] \quad (3.5)$$

gdje je sa T_{dsp} označeno vrijeme preostalo do solarnog podneva. Primjera radi, u 10 časova po solarnom vremenu, satni ugao iznosi 30° , jer do podneva treba da

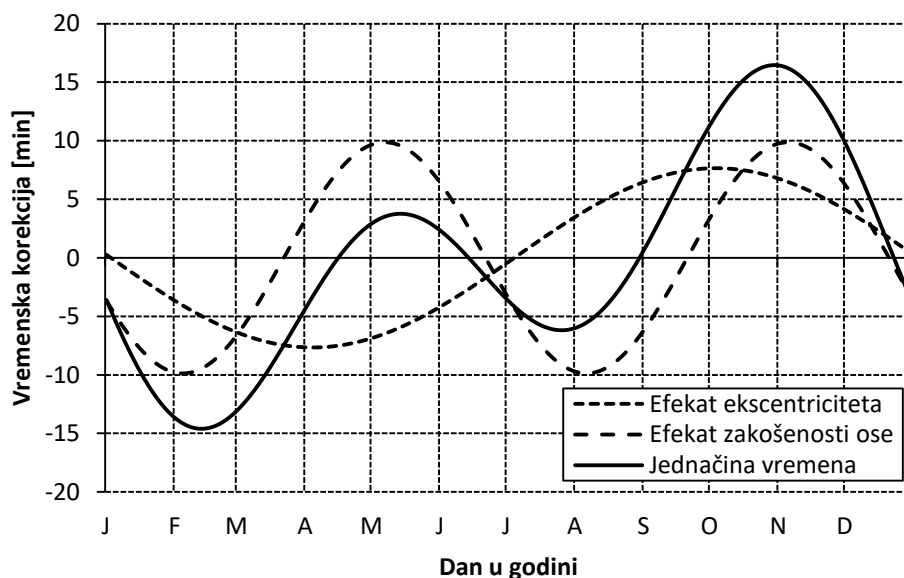
proteknu dva časa, sa rotacijom od po 15° na čas. Poslije podne satni ugao postaje negativan. U 15 časova, na primjer, satni ugao iznosi -45° . Vrijednosti satnog ugla možemo da odredimo i za pozicije posmatrača prikazane na slici 3.8. U tački A, budući da je nastupilo solarno podne, satni ugao iznosi 0° . U tački zalaska Sunca B traženi ugao ima vrijednost -90° , a u tački izlaska D $+90^\circ$. Konačno, u tački C koja odgovara ponoći, satni ugao iznosi $\pm 180^\circ$.

3.4.3 Veza solarnog i standardnog lokalnog vremena

Solarno vrijeme ne koincidira sa lokalnim standardnim vremenom kojeg očitavamo na svojim časovnicima. Standardno vrijeme po definiciji uniformno teče i svaki dan ima jednaku dužinu trajanja od 24 časa. Dan po solarnom vremenu u prosjeku takođe traje 24 časa, ali postoje solarni dani koji su duži i dani koji su kraći od te srednje vrijednosti. Razlika koja se javlja između solarnog i lokalnog vremena zavisi od dva fenomena, koja je neophodno detaljnije objasniti.

Prvi fenomen je kombinovana posljedica Zemljine eliptične putanje oko Sunca i kosog položaja njene ose rotacije. Nepravilna geometrija uzrokuje da se Zemlja duž orbite ne kreće konstantnom brzinom, nego da se ubrzava i usporava tokom godine u zavisnosti od udaljenosti od Sunca. Prema drugom *Kepler*-ovom zakonu, Zemljina kugla se kreće brže u okolini tačke perihela, a sporije u okolini afela. Usput dolazi i do blage promjene ugaone brzine rotacije Zemlje. Kao rezultat imamo da periodi između dva solarna podneva, tj. solarni dani, različito traju u zavisnosti od dana u godini. Ekstremi se dešavaju upravo na dane perihela i afela kada solarni dani traju 7,9 sekundi kraće (3. januara) odnosno 7,9 sekundi duže (4. jula) u odnosu na prosječnu dužinu od 24 časa. Odstupanje na prvi pogled izgleda malo, ali dolazi do njegovog nagomilavanja iz dana u dan. Kumulativna greška nastala usljed ekscentriciteta Zemljine orbite osciluje sa periodom jedne godine tako što se maksimalno prednjačenje solarnog vremena od 7,66 minuta javlja početkom aprila, a maksimalno kašnjenje u identičnom iznosu početkom oktobra. Odgovarajući dijagram prikazan je kratkim crticama na slici 3.10. Nagib Zemljine ose rotacije takođe utiče da se trajanje solarnih dana mijenja tokom godine. Ovaj efekat bi se javljao čak i kada bi orbita bila savršeno kružnog oblika. Iako bi ugaona brzina kretanja Zemlje po putanji tada bila uniformna, projekcija tog kretanja na ekvatorski prsten ipak ne bi bila. S obzirom na to da solarno vrijeme mjerimo posmatrajući uglove u odnosu na ekvator, pojavljuju se razlike u trajanju solarnih dana tokom godine u zavisnosti od međusobnog ugla između ekvatorske ravni i ravni Zemljine orbite. Pozitivni ekstremi se javljaju tokom dugodnevnic i kratkodnevnic, kada periodi od jednog do drugog solarnog podneva traju 20,3 sekundi duže od 24 časa. Negativni ekstremi se dešavaju tokom proljetne i jesenje

ravnodnevnice kada solarni dani traju 20,3 sekundi kraće od očekivanog prosjeka. Kao rezultat sabiranja odstupanja od dana do dana, javlja se kumulativna razlika između solarnog i lokalnog vremena, koja osciluje sa maksimalnom vrijednošću od 9,83 minuta, sa periodom od pola godine. Odgovarajući dijagram prikazan je dugim crticama na slici 3.10.



SLIKA 3.10

Jednačina vremena

Sumarna korekcija koja nastaje uvažavanjem oba efekta u literaturi se naziva *jednačina vremena* (eng. *equation of time*). Grafički prikaz ove veličine dat je punom linijom na slici 3.10, a njena vrijednost može se procijeniti pomoću sljedećeg matematičkog izraza:

$$E = 9,87 \sin 2B - 7,53 \cos B - 1,5 \sin B, [\text{min}] \quad (3.6)$$

gdje je B pomoćna promjenljiva koja se na osnovu dana u godini n računa ovako:

$$B = \frac{360}{364}(n - 81), [^\circ]. \quad (3.7)$$

Drugi fenomen kojeg je potrebno uvažiti jeste geografska dužina posmatrane lokacije odnosno ugao razlika u poređenju sa centralnim meridijanom vremenske zone. Da ovo ilustrujemo, posmatraćemo London, glavni grad Velike Britanije, kao referentnu tačku s obzirom na njegovu poziciju na griničkom nultom meridijanu. Kada bismo ignorisali efekte koji se tiču eliptičnosti Zemljine orbite i zakošenosti ose njene rotacije, u trenutku kada časovnici pokažu 12 časova nastupa i solarno podne, jer je Sunce tačno iznad nultog meridijana. Grad Liverpool se takođe nalazi u Velikoj Britaniji, zapadno od Londona, lociran na meridijanu 3° W. U Liverpoolu je, logično, na časovnicima isto 12 časova, ali nije solarno podne, jer Sunce nije iznad odgovarajućeg meridijana. Solarno podne će da nastupi kada se Zemlja, obrćući se od zapada ka istoku, okrene za ugao od 3 stepena. Kako brzina rotacije iznosi $15^\circ/\text{h}$, odnosno potrebno je 4 minuta za pomjeranje od 1° , solarno podne u Liverpoolu dešava se 12 minuta nakon solarnog podneva u Londonu. Prema ovoj ilustraciji, razlika solarnog i lokalnog vremena u Liverpoolu iznosi 12 minuta. Ako bismo dalje posmatrali Grac, grad u Austriji koji se nalazi približno na 15° E, zaključili bismo da solarno podne nastupa 1 čas ranije nego u Londonu. Da podne ne bi bilo u 11 časova po lokalnom vremenu, uvedene su časovne (vremenske) zone. Za Austriju i Centralnu Evropu lokalno vrijeme je korigovano +1 h, u odnosu na zapadnoevropsko, kome pripada London. Zahvaljujući tome, u Gracu takođe solarno podne nastupa u 12 h po lokalnom vremenu i ne postoji razlika između solarnog i lokalnog vremena. Prema ovom šablonu, Zemlja je podijeljena na 24 časovne zone ($360^\circ = 24 \times 15^\circ$), a raspored ovih zona u evropskim državama prikazan je na slici 3.11. Zone su organizovane sa ciljem da se u njihovoj sredini približno nalazi meridijan lokalnog vremena (broj djeljiv sa 15°), ali naravno granice između zona ne predstavljaju meridijani nego linije razgraničenja između pojedinih država. Zbog postojanja vremenskih zona, razlika između solarnog i lokalnog vremena računa se na osnovu ugla između lokalnog meridijana i meridijana lokalnog vremena.

Uvažavajući sve navedene pojave, formira se izraz pomoću kojeg se računa solarno vrijeme ST u funkciji lokalnog vremena LT :

$$ST = LT + E \pm 4 \left[\frac{\min}{\circ} \right] \cdot (\Lambda_{TM} - \Lambda_L) \quad (3.8)$$

gdje su Λ_{TM} meridijan lokalnog vremena i Λ_L lokalna geografska dužina, pri čemu se znak „+“ koristi za zapadnu hemisferu, a znak „−“ za istočnu.

Kada je na snazi ljetno računanje vremena (koje kod nas traje od zadnjeg vikenda u martu do zadnjeg vikenda u oktobru), za određivanje solarnog vremena potrebno je od lokalnog vremena oduzeti još dodatnih 60 minuta.

**SLIKA 3.11**

Raspored vremenskih zona u Evropi

PRIMJER 3.1

Veza solarnog i lokalnog vremena

U koliko časova po lokalnom vremenu 3. aprila nastupa solarno podne u gradu Banja Luka? Banja Luka je pozicionirana na $17,18^\circ \text{ E}$ i pripada srednjoevropskoj časovnoj zoni CET (+1h u odnosu na griničko vrijeme). Uporediti to sa trenutkom solarnog podneva u Beogradu, koji se nalazi praktično na istoj paraleli, ali je lociran istočnije sa geografskom dužinom od $20,45^\circ \text{ E}$.

Rješenje

Pomoću tabele 3.2 određujemo koji je redni broj dana u godini za datum 3. april. U tabeli nalazimo da je 1. april 91. dan u godini, pa na osnovu toga zaključujemo da za 3. april, koji je dva dana kasnije, vrijedi $n = 93$.

Potom računamo vrijednost pomoćne promjenljive B :

$$B = \frac{360}{364}(n - 81) = \frac{360}{364}(93 - 81) = 11,868^\circ,$$

a zatim i korekciju jednačine vremena E :

$$\begin{aligned} E &= 9,87 \sin 2B - 7,53 \cos B - 1,5 \sin B \\ &= 9,87 \sin(2 \cdot 11,868^\circ) - 7,53 \cos(11,868^\circ) - 1,5 \sin(11,868^\circ) \\ &= -3,7 \text{ min.} \end{aligned}$$

Budući da je Banja Luka u srednjoevropskoj časovnoj zoni (+1h), njen meridijan lokalnog vremena je 15° E. Na kraju treba uvažiti da je u aprilu na snazi ljetno računanje vremena, pa na sve treba dodati još 60 minuta. Na osnovu formule (3.8) dobija se da solarno podne u Banjoj Luci 3. aprila nastupa po lokalnom vremenu u

$$\begin{aligned} LT &= ST + 4 \cdot (\Lambda_{TM} - \Lambda_L) - E + 60 \text{ min} \\ &= 12:00 + 4 \cdot (15 - 17,18) + 3,7 \text{ min} + 60 \text{ min} \\ &= 12:00 + 54,98 \text{ min} = 12:55 \text{ h.} \end{aligned}$$

Kod računanja trenutka solarnog podneva u Beogradu, korekcija u pogledu jednačine vremena je ista, a potrebno je jedino uvrstiti različitu geografsku dužinu. Iz formule (3.8) se dobija da solarno podne u Beogradu 3. aprila nastupa u

$$\begin{aligned} LT &= ST + 4 \cdot (\Lambda_{TM} - \Lambda_L) - E + 60 \text{ min} \\ &= 12:00 + 4 \cdot (15 - 20,45) + 3,7 \text{ min} + 60 \text{ min} \\ &= 12:00 + 41,9 \text{ min} = 12:42 \text{ h.} \end{aligned}$$

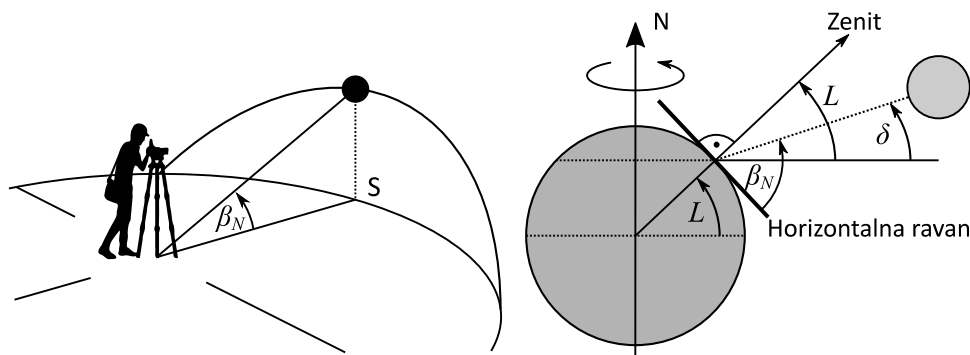
S obzirom na to da se nalaze na istoj geografskoj širini, solarno vrijeme u Banjoj Luci i Beogradu teče istim ritmom, ali zahvaljujući istočnijem položaju, u Beogradu se momenti solarnog podneva (a takođe i druge pojave u ciklusu solarnog dana kao što su izlasci i zalasci Sunca) dešavaju 13 minuta ranije nego u Banjoj Luci. ■

3.5 Uglovi koji određuju poziciju Sunca

3.5.1 Elevacioni ugao Sunca u solarno podne

U prethodnom odjeljku smo vidjeli da solarno podne predstavlja sredinu solarnog dana, trenutak kada je Sunce pozicionirano tačno iznad meridijana na kojem stoji posmatrač. Za lokacije posmatrača koje se nalaze sjeverno od sjevernog povratnika, Sunčev disk se tokom solarnog podneva uvijek nalazi tačno na južnoj strani. To se odnosi na svu Evropu, pa samim tim i na naš region. Posmatrači koji su locirani južno od južnog povratnika, Sunce u solarno podne vide uvijek na sjevernoj strani. U tropskom pojasu, koji je smješten između dva povratnika, Sunce tokom solarnog podneva može biti nekada na sjevernoj a nekada na južnoj strani, što zavisi od doba godine. Logično, analize u ovoj knjizi, biće fokusirane na evropski slučaj, po kojem se Sunce u solarno podne nalazi uvijek južno od posmatrača.

Zanimljivo je odrediti visinu, odnosno *ugao elevacije* β_N , pod kojim vidimo Sunce u trenutku solarnog podneva. Prema ilustraciji sa slike 3.12, to je prilično jednostavan zadatak.



SLIKA 3.12

Ugao elevacije Sunca u solarno podne

Ugao elevacije je ugao između Sunca i horizontalne ravni na kojoj stoji posmatrač. Korišćenjem ugla geografske širine L i ugla deklinacije Sunca δ , posmatrajući desnu skicu na slici 3.12, dolazimo do relacije:

$$\beta_N = 90^\circ - L + \delta \quad (3.9)$$

Na slici je takođe prikazan i *zenit*, prava koja vodi u nebo vertikalno iznad posmatrača. Ugao između Sunca i zenita iznosi $90^\circ - \beta_N$.

PRIMJER 3.2

Maksimalni i minimalni ugao elevacije Sunca u solarno podne

Odrediti najveći i najmanji ugao elevacije pod kojim se u solarno podne vidi Sunce u mjestu lociranom na geografskoj širini 40° N.

Rješenje

Maksimalni ugao elevacije u solarno podne Sunce postiže tokom ljetne dugodnevnicke kada i ugao deklinacije ima najveću vrijednost od $23,45^\circ$. Vrijednost maksimalnog ugla iznosi $90^\circ - 40^\circ + 23,45^\circ = 73,5^\circ$.

Minimalni ugao elevacije se javlja tokom zimske kratkodnevnicke pri najmanjem uglu deklinacije od $-23,45^\circ$, a njegova vrijednost iznosi $90^\circ - 40^\circ - 23,45^\circ = 26,5^\circ$. ■

PRIMJER 3.3

Ugao nagiba fotonaponskog panela

Fotonaponski panel je instalisan u mjestu Barači u Bosni i Hercegovini (geografska širina $44,32^\circ$ N) i azimutalno je orijentisan prema jugu. Pod kojim uglom treba da bude nagnut, da bi se optimalan položaj ostvario u solarno podne 1. maja?

Rješenje

Na osnovu tabele 3.2 određujemo da je 1. maj 121. dan u godini. Na osnovu tog podatka računamo ugao deklinacije Sunca:

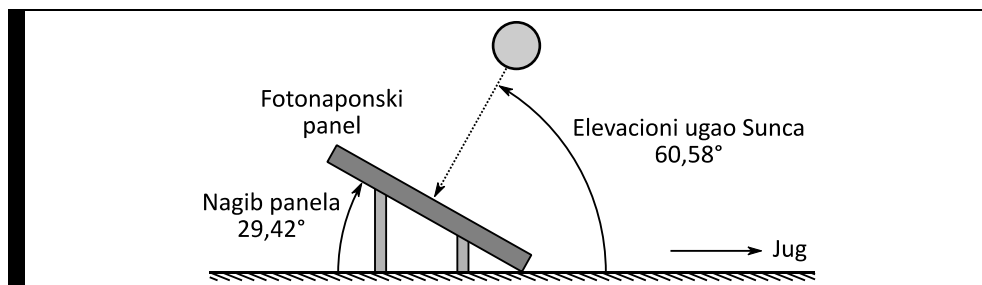
$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (n - 81) \right] = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (121 - 81) \right] = 14,9^\circ.$$

Korišćenjem formule (3.9) određujemo elevacioni ugao Sunca u solarno podne:

$$\beta_N = 90^\circ - L + \delta = 90^\circ - 44,32^\circ + 14,9^\circ = 60,58^\circ.$$

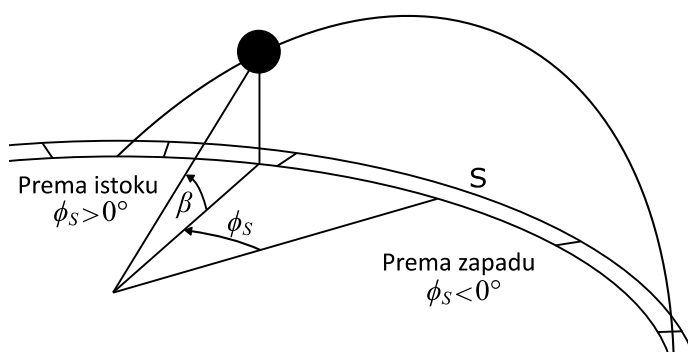
Optimalni ugao nagiba fotonaponskog panela Σ_{opt} je onaj koji obezbjeđuje da Sunčevi zraci padaju normalno na njegovu površinu. To je, dakle, komplementarni ugao ugla β_N :

$$\Sigma_{opt} = 90^\circ - \beta_N = 90^\circ - 60,58^\circ = 29,42^\circ. \blacksquare$$



3.5.2 Pozicija Sunca u proizvoljno doba dana

Ukoliko želimo da opišemo položaj Sunca u bilo koje doba dana potrebno je da koristimo dvije ugaone veličine, kao što je prikazano na slici 3.13. Ugao elevacije ćemo da označimo slovom β , tako da pomenuta vrijednost β_N koja se javlja u solarno podne predstavlja specijalan slučaj. Druga ugaona veličina, *ugao azimuta*, biće obilježena sa ϕ_S . Stvar je konvencije što je ugao ϕ_S definisan tako da ima pozitivne vrijednosti prije podne, kada je Sunce na jugoistoku (ili sjeveroistoku), a negativne vrijednosti poslije podne kada je Sunce na jugozapadu (ili sjeverozapadu). Tačno u solarno podne ugao azimuta postaje jednak nuli.



SLIKA 3.13

Pozicija Sunca određena uglovima elevacije (β) i azimuta (ϕ_S)

Uglovi elevacije i azimuta zavise od geografske širine lokacije koju posmatramo, dana u godini i doba dana. Matematički izrazi koji ih opisuju uobičajeno se u literaturi prikazuju u formi sinusa tih uglova na sljedeći način:

$$\sin \beta = \cos L \cos \delta \cos \omega + \sin L \sin \delta \quad (3.10)$$

$$\sin \phi_s = \frac{\cos \delta \sin \omega}{\cos \beta} \quad (3.11)$$

U navedenim jednačinama vrijeme nije uključeno direktno, nego je uvaženo pomoću promjenljive koju zovemo satni ugao ω . U odjeljku o solarnom vremenu definisali smo da je satni ugao ona vrijednost ugla koliko treba Zemlji da rotira da bi Sunce bilo tačno iznad meridijana lokalnog posmatrača.

Same uglove β i ϕ_s odredili bismo tražeći arkus sinus izraza na desnim stranama relacija (3.10) i (3.11). Primjetimo da je domen funkcije arkus sinus $[-1, 1]$, a da je kodomen $[-90^\circ, +90^\circ]$. S obzirom na to da ugao elevacije može biti maksimalno 90° , kada je Sunce u zenitu, njegovo određivanje je jednoznačno. Komplikacija se javlja kod određivanja ugla azimuta, budući da njegove apsolutne vrijednosti tokom proljeća i ljeta mogu biti veće od 90° . Primjera radi, ako dobijemo da je $\sin \phi_s = 0,966$, postavlja se pitanje da li je ugao ϕ_s jednak 75° ili 105° , jer su prema identitetu $\sin x = \sin(180^\circ - x)$ oba rješenja moguća. Iz tog razloga izveden je izraz za testiranje u obliku

$$\cos \omega \geq \frac{\tan \delta}{\tan L} \quad (3.12)$$

Ukoliko je navedena nejednakost tačna uzima se rješenje $|\phi_s| \leq 90^\circ$, a ukoliko nije tačna traženi ugao se nalazi u oblasti $|\phi_s| > 90^\circ$.

PRIMJER 3.4

Određivanje pozicije Sunca na nebu

Odrediti uglove elevacije i azimuta Sunca za datum 8. mart u trenutku 2 časa nakon solarnog podneva u Novom Sadu, gradu koji je lociran na $45,267^\circ$ N.

Rješenje

Za 8. mart, koji je 67. dan u godini računamo ugao deklinacije Sunca:

$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (n - 81) \right] = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (67 - 81) \right] = -5,6^\circ.$$

Pomoću formule (3.5) određujemo satni ugao koji se javlja 2 časa nakon solarnog podneva:

$$\omega = 15 \left[\frac{^\circ}{\text{h}} \right] \cdot (-2\text{h}) = -30^\circ.$$

Iz jednačine (3.10) dobijamo:

$$\sin \beta = \cos(45,267^\circ) \cos(-5,6^\circ) \cos(-30^\circ) + \sin(45,267^\circ) \sin(-5,6^\circ)$$

$$\sin \beta = 0,537,$$

što znači da ugao elevacije iznosi $\beta = 32,5^\circ$.

Iz jednačine (3.11) dobijamo:

$$\sin \phi_s = \frac{\cos(-5,6^\circ) \sin(-30^\circ)}{\cos(32,5^\circ)} = -0,59.$$

Moguća rješenja za ugao ϕ_s su:

$$\phi_s = -36,16^\circ, \text{ dakle } 36,16^\circ \text{ od juga na zapadnu stranu, ili}$$

$\phi_s = 180^\circ - (-36,16^\circ) = 216,16^\circ$, što je $143,84^\circ$ od juga na zapadnu stranu.

Koje rješenje je ispravno odredićemo na osnovu testa datog formulom (3.12).

Određujemo potrebne vrijednosti:

$$\cos \omega = \cos(-30^\circ) = 0,866 \text{ i } \frac{\tan \delta}{\tan L} = \frac{\tan(-5,6^\circ)}{\tan(45,267^\circ)} = -0,097$$

i kako je ispunjen uslov

$$\cos \omega \geq \frac{\tan \delta}{\tan L}$$

zaključujemo da azimutalni ugao položaja Sunca iznosi $\phi_s = -36,16^\circ$. ■

3.5.3 Vremena izlaska i zalaska Sunca

Posmatrajući sliku 3.13 lako zaključujemo da je Sunce vidljivo za posmatrača ukoliko je elevacioni ugao β veći od nule. Granični slučaj kada je β jednako nuli odgovara trenucima izlaska i zalaska Sunca. Satni ugao za vrijeme izlaska i zalaska Sunca možemo odrediti tako što jednačinu (3.10) riješimo po ω , uvažavajući uslov da je $\beta = 0$:

$$\sin \beta = \sin(0^\circ) = 0 = \cos L \cos \delta \cos \omega + \sin L \sin \delta \quad (3.13)$$

iz čega se dobija

$$\cos \omega = -\frac{\sin L \sin \delta}{\cos L \cos \delta} = -\tan L \tan \delta \quad (3.14)$$

Dobijena jednačina ima dva rješenja po ω . Jedno rješenje se odnosi na izlazak (ω_{IS}), a drugo na zalazak Sunca (ω_{ZS}):

$$\omega_{IS} = \arccos(-\tan L \tan \delta) \quad (3.15)$$

$$\omega_{ZS} = -\arccos(-\tan L \tan \delta) \quad (3.16)$$

Poznajući da Zemlja rotira ugaonom brzinom od $15^\circ/\text{h}$, na osnovu vrijednosti satnog ugla možemo da dobijemo vremena izlaska i zalaska Sunca, izražena u solarnom vremenu:

$$T_{IS} = 12:00 - \frac{\omega_{IS}}{[15^\circ/\text{h}]} \quad (3.17)$$

$$T_{ZS} = 12:00 - \frac{\omega_{ZS}}{[15^\circ/\text{h}]} = 12:00 + \frac{\omega_{IS}}{[15^\circ/\text{h}]} \quad (3.18)$$

Trajanje obdanice, odnosno vrijeme od izlaska do zalaska Sunca odredili bismo pomoću formule:

$$\text{Trajanje obdanice} = \frac{2\omega_{IS}}{[15^\circ/\text{h}]} \quad (3.19)$$

Izvedeni izrazi za vremena izlaska i zalaska Sunca vrijede za idealnu situaciju kada je horizont ravan i ne postoje brda i planine koje zaklanjaju Sunčev disk. Ukoliko bi horizont u smjeru izlaska ili zalaska Sunca bio na većoj nadmorskoj visini od tačke posmatrača, izlazak bi se desio kasnije, a zalazak ranije u poređenju sa vrijednostima koje daju izvedene formule. Vrijedi i suprotno, da posmatrač na visokoj planini, ukoliko je linija horizonta niža od njegove nadmorske visine, izlazak vidi ranije a zalazak kasnije od vrijednosti dobijenih formulama. Formule su izvedene smatrajući da je Sunce tačkasto tijelo skoncentrisano u svom centru, te da se njegovi zraci prostiru isključivo pravolinijski. U realnosti dolazi do pojave *refrakcije* svjetlosti pri prolasku kroz Zemljinu atmosferu, tako da Sunce vidimo duže nego što bi to bilo da atmosfera ne postoji. Efekat refrakcije pomjera vremena izlaska i zalaska Sunca za po nekoliko minuta. Drugi efekat u realnosti se odnosi na pojavu da svjetlost vidimo čim Sunčeva gornja ivica pređe liniju horizonta. Pomenuti efekti su razlog zašto meteorološke službe prikazuju malo drugačija vremena izlaska i zalaska Sunca nego što bismo ih izračunali pomoću formula (3.17) i (3.18). Za potrebe solarne energetike, ipak, ove razlike su praktično beznačajne.

PRIMJER 3.5**Vremena izlaska i zalaska Sunca**

Za grad Novi Sad (geografska širina $45,267^\circ$ N) odrediti vremena izlaska i zalaska Sunca, odnosno trajanje obdanice za datum 8. mart.

Rješenje

Iz primjera 3.4 preuzet ćemo da 8. marta ugao deklinacije Sunca iznosi $-5,6^\circ$. Korišćenjem formule (3.15) dobijamo da je satni ugao izlaska Sunca

$$\omega_{IS} = \arccos(-\tan L \tan \delta) = \arccos[-\tan(45,267^\circ) \tan(-5,6^\circ)] = 84,32^\circ$$

Na osnovu formula (3.17) i (3.18) određujemo vremena izlaska i zalaska Sunca:

$$T_{IS} = 12:00 - \frac{84,32}{15^\circ/\text{h}} = 12:00 - 5,62\text{h} = 6:23\text{h} \quad (\text{po solarnom vremenu})$$

$$T_{ZS} = 12:00 + \frac{84,32}{15^\circ/\text{h}} = 12:00 + 5,62\text{h} = 17:37\text{h} \quad (\text{po solarnom vremenu})$$

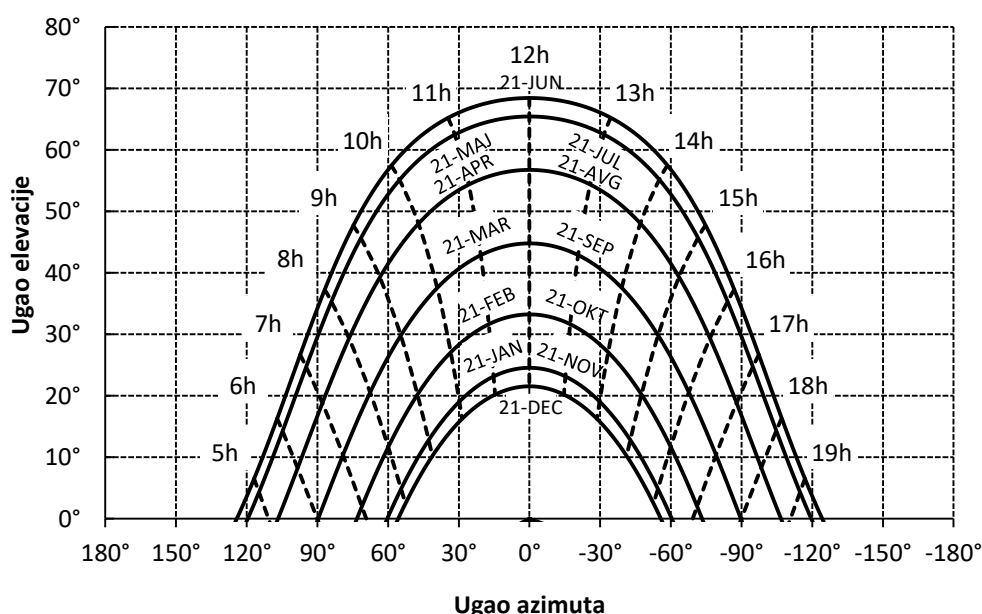
odnosno dužinu trajanja obdanice

$$\text{Trajanje obdanice} = \frac{2\omega_{IS}}{15^\circ/\text{h}} = T_{ZS} - T_{IS} = 2 \cdot 5,62\text{h} = 11,24\text{h} = 11:14\text{h} . \blacksquare$$

3.6 Dijagramski prikaz promjene pozicije Sunca

Pokazana je tvrdnja sa početka poglavlja da se do pozicije Sunca dolazi korišćenjem ne baš jednostavnih matematičkih izraza, ali da su Sunčeve putanje, kada se posmatraju sa iste lokacije na Zemlji, svake godine identične i u potpunosti predvidljive. Za praktičnu upotrebu zato je zgodno konstruisati *dijagram putanje Sunca*, grafikon prikazan u dvije dimenzije, sa kojeg bi se mogla očitati pozicija Sunca u bilo kom trenutku tokom godine. Ideja je da se na apscisi prikaže azimutalni, a na ordinati elevacioni ugao pozicije Sunca. Kao što se može vidjeti iz jednačina (3.17) i (3.18), ovi uglovi predstavljaju funkciju od geografske širine L , satnog ugla ω i ugla deklinacije δ . Budući da je nemoguće sve promjenljive prikazati na jednom dijagramu, za različite geografske širine crtaju se posebni dijagrami, dok se promjena satnog ugla i ugla deklinacije uvažava crtanjem familija krivih na dvodimenzionalnim dijagramima. Radi lakše praktične upotrebe, satni ugao se konvertuje u solarno vrijeme, a ugao deklinacije u datum. Primjer takvog dijagrama putanje Sunca za geografsku širinu 45° N prikazan je na slici 3.14. Kako je

riječ o približno prosječnoj geografskoj širini bivše Jugoslavije, putanje Sunca prikazane na ovom dijagramu mogu se, uz tolerisanje malih odstupanja, koristiti praktično za sve gradove u našem okruženju. Dijagrami putanja Sunca za druge geografske širine dati su u prilogu knjige. Na svim dijagramima krive konstantnog ugla deklinacije, koje odgovaraju karakterističnim datumima, prikazane su punim linijama. Krive konstantnog satnog ugla, koje odgovaraju časovima po solarnom vremenu, označene su isprekidanim linijama.



SLIKA 3.14

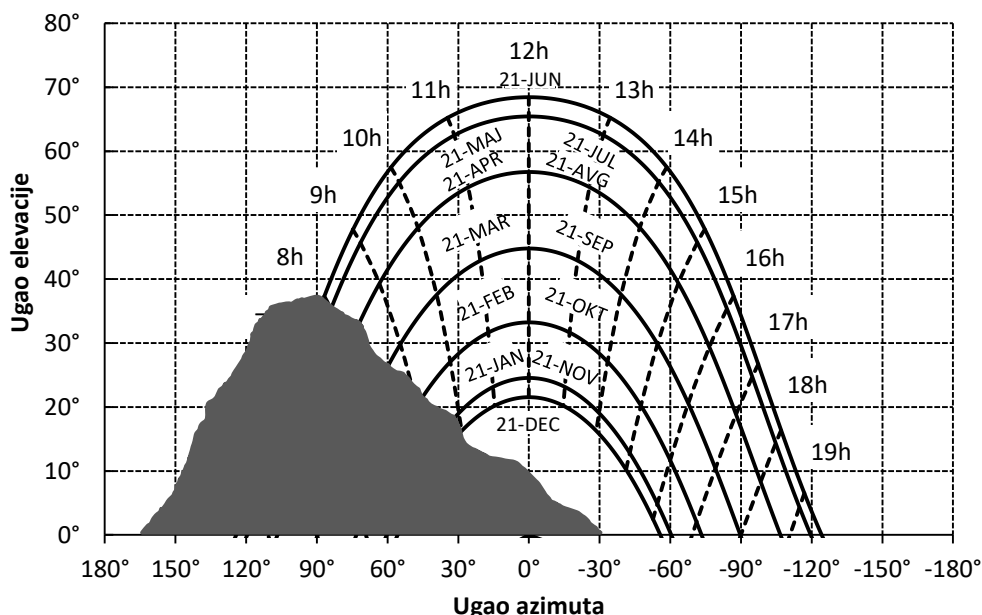
Dijagram putanje Sunca (geografska širina 45°N)

Na primjeru prikazanom na slici 3.14 možemo još jednom da provjerimo neke od dosad naučenih činjenica. Primjećujemo da jedino na dane ravnodnevnice 21. marta i 21. septembra Sunce izlazi tačno na istoku i zalazi tačno na zapadu. Tokom proljeća i ljeta izlazak Sunca se dešava na sjeveroistoku, a zalazak na sjeverozapadu. Za vrijeme jeseni i zime izlazak Sunca se dešava na jugoistoku, a zalazak na jugozapadu. Početak zime, 21. decembar, sa razlogom je nazvan kratkodnevnicom, pošto dan počinje nešto prije 8h i završava malo poslije 16h, po solarnom vremenu. Drugi ekstrem predstavlja ljetna dugodnevnicu koju doživljavamo 21. juna, kada Sunce izlazi oko 4:30h a zalazi oko 19:30h. U dane ravnodnevnice, obdanica i noć su zaista ravnopravni, jer traju identično po 12 časova. Od

zime do ljeta povećava se ugao elevacije Sunca. Najveći uglovi elevacije u toku dana postižu se tokom solarnog podneva, kada je azimutalni ugao orijentisan tačno prema jugu. Najveća Sunčeva elevacija 21. decembra iznosi oko 21° , a 21. juna oko 68° . Sunce za lokacije na geografskoj širini 45° nikad ne dostiže tačku zenita.

3.6.1 Sjenke koje potiču od susjednih objekata

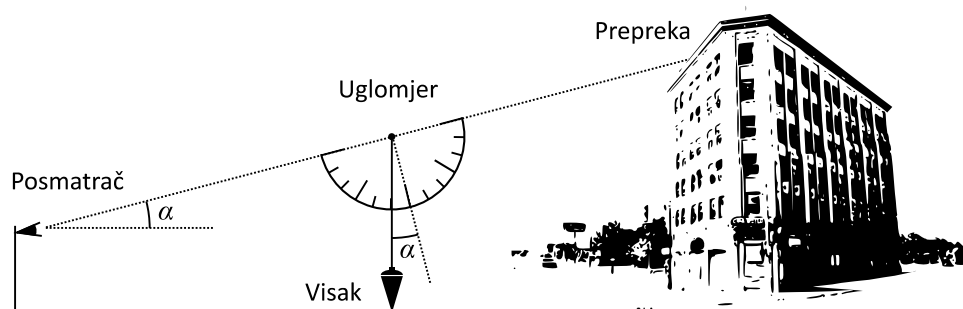
Tokom izbora lokacije na kojoj će biti montirani solarni paneli, važno je zadovoljiti jedan od najbitnijih kriterijuma, da paneli ne budu postavljeni u sjenku koju prave okolni objekti. Brz uvid u uticaj okolnih objekata možemo steći tako što ih projektujemo na dijagram putanje Sunca. Na primjeru prikazanom na slici 3.15, brdo koje se nalazi istočno od mjesta na kojem su instalirani solarni paneli superponirano je na dijagram pozicija Sunca na nebeskoj sferi. Uz pomoć ilustracije zaključujemo da će, zbog sjenke koju pravi brdo, paneli biti osunčani ljeti tek iza 8 časova ujutro, dok će početkom zime Sunčevi zraci na njih padati tek poslije 10 časova. Očigledno je da na ovakvoj lokaciji ne možemo iskoristiti puni potencijal Sunčevog zračenja, te bismo trebali da potražimo povoljnije mjesto za montažu.



SLIKA 3.15

Projekcija siluete brda na dijagram putanje Sunca

Projektovanje prepreka na dijagram putanje Sunca moguće je sa solidnom preciznošću uraditi pomoću jednostavne aparature koju čine kompas, uglomjer i visak. Skica koja opisuje navedeni postupak prezentovana je na slici 3.16. Posmatrač se okreće prema željenom uglu azimuta kojeg verifikuje kompasom. Pod tim azimutalnim uglom posmatra objekat koji mu predstavlja prepreku za dolazak Sunčevih zraka. Na slici 3.16 prepreku predstavlja obližnja zgrada. Posmatrač rotira uglomjer tako da pokazuje na vrh prepreke, a visak mu osigurava referencu za vertikalni pravac. Ugao koji pokazuje nit viska na uglomjeru je u stvari i ugao elevacije pod kojim se sa mjesta posmatranja vidi vrh prepreke. Tačka koja je određena uglom azimuta i uglom elevacije unosi se u dijagram putanje Sunca kao projekcija najviše tačke siluete prepreke za konkretni azimut. Posmatrač sa određenom rezolucijom testira i ostale azimutalne uglove i crta profil prepreka duž cijelog kruga od -180° do $+180^\circ$.



SLIKA 3.16

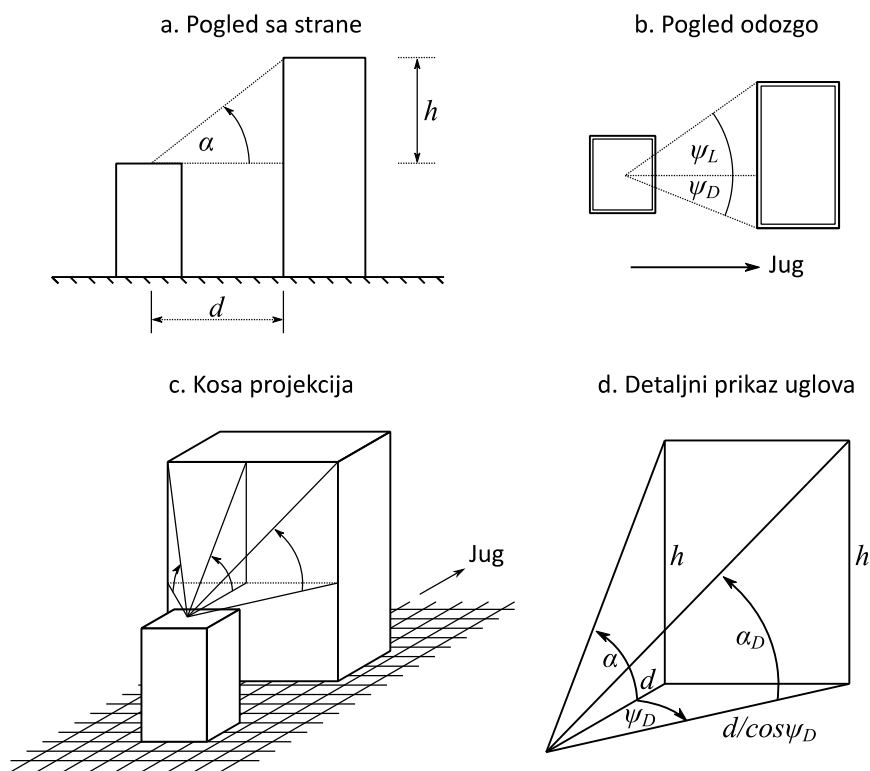
Mjerenje elevacionog ugla prepreke pomoću uglomjera sa viskom

Uočićemo da projekcije silueta zgrada i drugih prepreka pravougaonog uzdužnog presjeka, neće biti u obliku geometrijski pravilnog pravougaonika, nego će doći do određenog izobličenja pri mapiranju na dijagram putanje Sunca. Da bismo ilustrovali ovu tvrdnju zamislimo da imamo zadatak da instaliramo solarni panel na nisku zgradu, a da se u neposrednoj blizini nalazi zgrada koja je primjetno viša od nje. Pogledi na razmatrane zgrade iz različitih perspektiva su prikazani na slici 3.17, a svi uglovi od interesa su označeni. Radi jednostavnosti ovdje je uzeto da se ose od obje zgrade pružaju u pravcu sjever-jug. Kada se posmatrač okrene tako da linija njegovog pogleda bude normalna na prednji zid zgrade, vrh zgrade se vidi pod najvećim mogućim uglom, koji je na slici 3.17 označen sa α . Korišćenjem osnovne trigonometrije, zaključuje se da vrijedi:

$$\tan \alpha = \frac{h}{d} \quad (3.20)$$

Ukoliko se posmatrač okrene lijevo ili desno, mijenjajući time azimutalni ugao pogleda, vrh zgrade će da vidi pod drugačijim uglom, koji je definitivno manji od ugla α . Primjera radi, neka se korisnik okrene desno za ugao ψ_D , tako da gleda desnu ivicu zgrade. U skladu sa ilustracijom sa slike 3.17d, vrh zgrade će se vidjeti pod elevacionim uglom α_D . Navedeni ugao određujemo na osnovu sljedeće trigonometrijske relacije:

$$\tan \alpha_D = \frac{h}{d / \cos \psi_D} = \tan \alpha \cdot \cos \psi_D \quad (3.21)$$



SLIKA 3.17

Odnos uglova kod projektovanja siluete prepreke

Znajući da je tangens monotonno rastuća funkcija, a da je vrijednost funkcije kosinusa manja od jedinice za sve uglove različite od nule, zaključujemo da je ugao α_D manji od ugla α . Ovom procedurom je pokazano kako pravougaona prepreka neće imati pravougaonu siluetu na dijagramu putanje Sunca, nego će se gornja ivica pravougaonika preslikati u krivu liniju čija se najviša tačka javlja pod onim azimutom čiji je pravac normalan na ravan pravougaone prepreke.

PRIMJER 3.6

Silueta pravougaone prepreke

Za zgrade prikazane na slici 3.17 vrijede sljedeći podaci: $d = 50$ m, $h = 30$ m, $\psi_L = 45^\circ$ i $\psi_D = 20^\circ$. Potrebno je odrediti projekciju siluete veće zgrade na dijagram putanje Sunca za lokaciju koja se nalazi na geografskoj širini 45°N .

Rješenje

Najveći ugao pod kojim će se vidjeti gornja ivica visoke zgrade iznosi:

$$\alpha = \arctan\left(\frac{h}{d}\right) = \arctan\left(\frac{30}{50}\right) = 30,96^\circ.$$

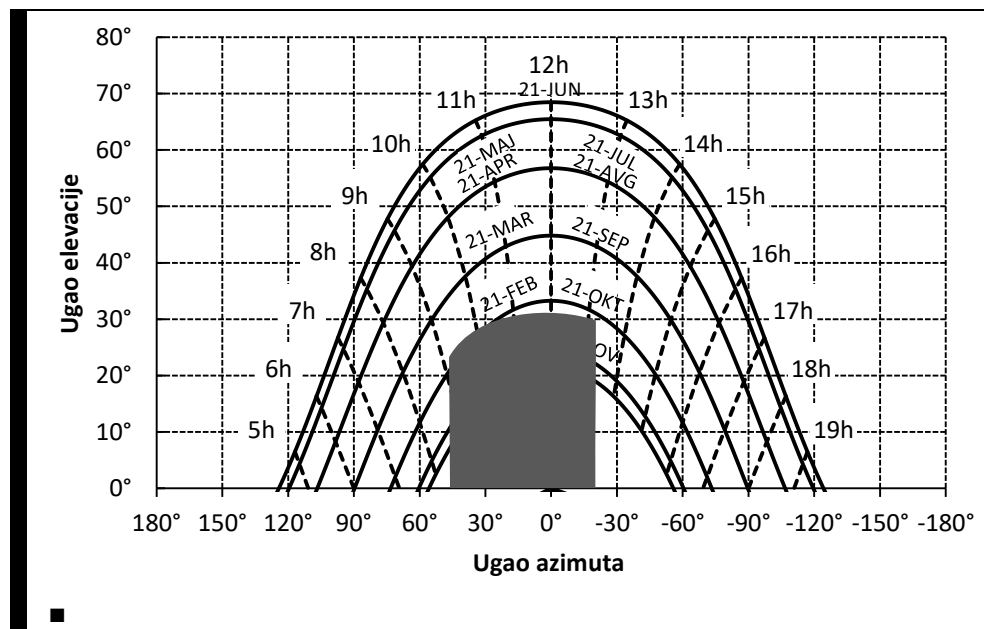
Ugao pod kojim se vidi gornja ivica na desnom boku zgrade se određuje iz formule:

$$\tan \alpha_D = \tan \alpha \cdot \cos \psi_D = \tan 30,96^\circ \cdot \cos 20^\circ \Rightarrow \alpha_D = 29,4^\circ.$$

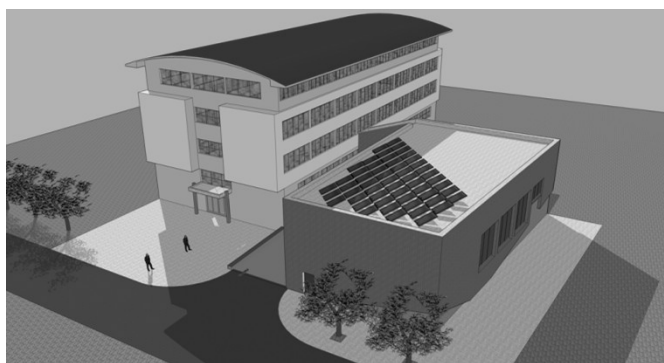
Analogno se određuje i elevacioni ugao pod kojim se vidi gornja ivica na lijevom boku zgrade:

$$\tan \alpha_L = \tan \alpha \cdot \cos \psi_L = \tan 30,96^\circ \cdot \cos 45^\circ \Rightarrow \alpha_L = 23^\circ.$$

Ostale uglove između prikazanih krajnosti odredili bismo interpolacijom sa prihvatljivom rezolucijom. Silueta visoke zgrade ucrtana je na dijagramu ispod. Na osnovu prikazanog dijagrama možemo da zaključimo da viša zgrada uopšte ne smeta počevši od kraja februara sve do kraja oktobra. Tokom preostalog dijela godine, sjenčenje se događa i to u prosjeku od 9 časova ujutro do 13 časova popodne.



Na predstavljeni način moguće je doći do okvirnog zaključka da li je neka lokacija pogodna ili ne za instalaciju solarnih kolektora. Preciznija analiza bi bila urađena korišćenjem detaljnih matematičkih modela sa uvažavanjem tačnih dimenzija i pozicija prepreka. Pomoć predstavljaju softverski paketi za 3D modelovanje koji imaju mogućnost određivanja sjenke tako što se prethodno unesu svi potrebni parametri o lokaciji, datumu i dobu dana. Primjer vizuelizacije sjenke načinjene u programu *SketchUp* prikazan je na slici 3.18.



SLIKA 3.18

Vizuelizacija sjenke pomoću 3D simulacionog softvera

U odjeljku o sprečavanju sjenčenja solarnih kolektora važno je razmotriti i problem njihovog međusobnog uticaja, budući da bi u slučaju lošeg rasporeda pravili sjenku jedni drugima. Uobičajena praksa je da se kolektori postavljaju u više redova i to tako da su okrenuti ka jugu, kao što je ilustrovano na slici 3.19. U trenutku solarnog podneva, kada Sunčevi zraci dolaze sa južne strane, sjenka od panela iz prvog reda pada paralelno prema panelu iz drugog reda. Ukoliko rastojanje između redova označeno sa b nije dovoljno veliko, došlo bi do neželjenog sjenčenja. U poglavlju koje govori o fotonaponskim ćelijama, biće detaljnije pokazano da osjenčavanje čak i male površine fotonaponskog modula dovodi do neproporcionalno većeg gubitka u proizvodnji energije. Zbog toga je rastojanje b neophodno odabrati tako da sjenka koja potiče od vrha panela iz prvog reda ne pada čak ni na dno panela iz drugog reda. Poznajući da ugao elevacije Sunca u solarno podne iznosi β_N , koji se računa korišćenjem formule (3.9), za panele dužine a nagnute u odnosu na tlo pod uglom Σ , dobijamo da je minimalno potrebno rastojanje između redova:

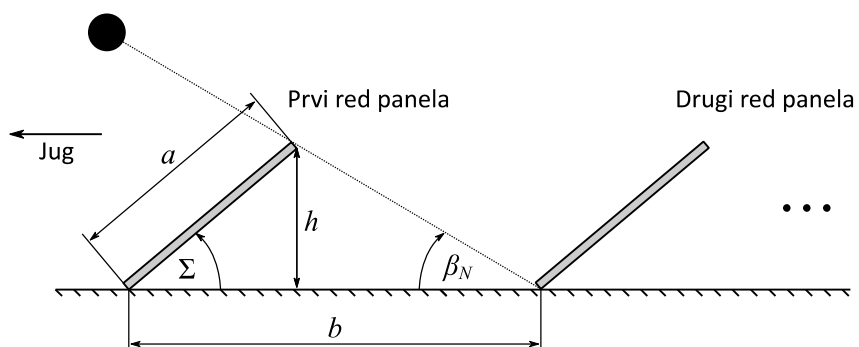
$$b = a \left(\cos \Sigma + \frac{\sin \Sigma}{\tan \beta_N} \right) \quad (3.22)$$

Ugao elevacije Sunca u solarno podne β_N mijenja se iz dana u dan. Najmanju vrijednost ima tokom zimske kratkodnevnicе, a najveću tokom ljetne dugodnevnicе. Najduža sjenka se javlja kada je ugao β_N najmanji, pa prema njemu treba birati potrebno rastojanje između redova b . Zavisno od geografske širine, proračun može dati neprihvatljivo velike vrijednosti ovog rastojanja, što može biti neracionalno ukoliko je površina predviđena za montažu panela ograničena ili skupa. U tom slučaju je neophodno odabrati kompromisno rješenje, da se ipak toleriše određeno sjenčenje tokom zimskih mjeseci. Izračunata vrijednost za rastojanje b vrijedi samo za specijalni slučaj trenutka solarnog podneva. Minimalno potrebno rastojanje između redova za ostale slučajeve, kada je Sunčev disk pozicioniran pod proizvoljnim azimutalnim uglom ϕ_S i elevacionim uglom β , procijenili bismo pomoću sljedeće relacije:

$$b_S = a \left(\cos \Sigma + \frac{\sin \Sigma \cos \phi_S}{\tan \beta} \right) \quad (3.23)$$

Debljina panela je zanemarena u formulama budući da je mala u odnosu na dimenzije a i b . Kada se radi o korišćenju solarno-termičkih kolektora za grijanje

vode, treba obratiti pažnju da li postoji dodatna oprema koja predstavlja prepreku za dolazak Sunčevih zraka.

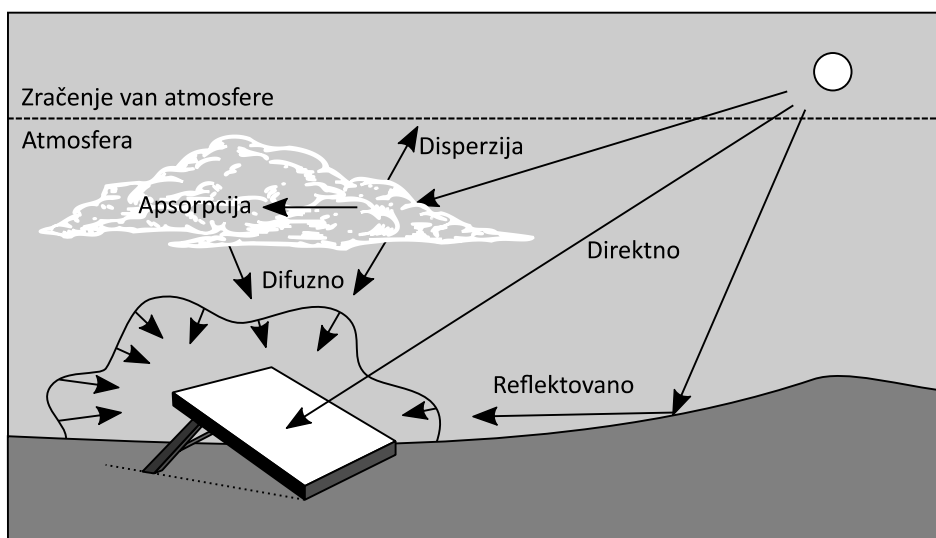
**SLIKA 3.19**

Međusobno sjenčenje solarnih kolektora

4

ZRAČENJE NA SOLARNI KOLEKTOR

Na kolektor proizvoljne orijentacije dopijevaju tri komponente Sunčevog zračenja: *direktno* (eng. *direct-beam*), *difuzno* (eng. *diffuse*) i *reflektovano* (eng. *reflected*) zračenje. Osnovna logika nastajanja pojedinih komponenti pokazana je na slici 4.1. Direktno zračenje predstavlja snop koji od Sunca do kolektora dopijeva pravolinijski. Difuzno zračenje na kolektor dolazi iz raznih pravaca, kao posljedica nepravilnog rasijanja direktnog zračenja od molekula i aerosola iz Zemljine atmosfere. Reflektovano zračenje rezultat je odbijanja direktnog i difuznog zračenja od Zemljine površine i drugih objekata koji se nalaze ispred kolektora.



SLIKA 4.1

Komponente zračenja Sunca na solarni kolektor proizvoljne orijentacije

U ovom poglavlju biće prikazani matematički modeli za određivanje direktne, difuzne i reflektovane iradijance solarnog kolektora u pojedinim trenucima i integralno u formi časovne, dnevne, mjesečne ili godišnje insolacije. U početku će biti pretpostavljeno da su svi dani u potpunosti vedri, a potom će biti uvažena i realna činjenica o prisustvu oblačnosti, u zavisnosti od geografske lokacije gdje je solarni sistem instaliran.

Budući da postoji veći broj promjenljivih, te za svaku od njih više različitih okolnosti pod kojim se izračunavaju, na početku ćemo da ustanovimo konvenciju imenovanja i označavanja. Trenutne vrijednosti jedinične snage zračenja u W/m^2 na određenu površ (iradijansu) označavaćemo sa G . Iradijaciju (insolaciju), koja predstavlja energiju zračenja u kWh/m^2 , označavaćemo sa I , u opštem slučaju i posebno na časovnom nivou. Iradijaciji na mjesečnom nivou odredićemo zasebnu oznaku H . Kada je u pitanju zračenje prije ulaska u Zemljinu atmosferu, biće korišćen indeks 0. Direktna komponenta zračenja imaće indeks B , difuzna D , a reflektovana R . Zračenje na kolektor proizvoljne orijentacije biće obilježeno indeksom C , zračenje na horizontalnu podlogu sa H , a kod zračenja na podlogu koja je normalna na pravac zraka indeks će biti izostavljen. Navedene oznake su pregledno prikazane u tabeli 4.1.

TABELA 4.1

Pregled oznaka za promjenljive i njihove indekse

Oznaka	Promjenljiva
G	Iradijansa [W/m^2]
H	Dnevna insolacija [kWh/m^2]
I	(Časovna) insolacija [kWh/m^2]

Oznaka	Indeks
0	Iradijansa i insolacija van atmosfere
B	Direktna (<i>beam</i>) komponenta
D	Difuzna komponenta
R	Reflektovana komponenta
C	Iradijansa i insolacija incidentna kolektoru
H	Iradijansa i insolacija na horizontalnu podlogu
–	Iradijansa i insolacija na podlogu normalnu na pravac zraka

4.1 Zračenje izvan atmosfere

Na početku se prvo prisjetimo da iradijansu na ulazu u Zemljinu atmosferu G_0 , u funkciji rednog broja dana u godini n , računamo po formuli (2.26):

$$G_0 = G_{SC} \left[1 + 0,034 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right]$$

Prema navedenoj formuli, jedinična snaga zračenja periodično osciluje između maksimalne vrijednosti od oko 1412 W/m^2 , koja se dostiže u januaru kada je rastojanje između Sunca i Zemlje najmanje, i minimalne vrijednosti od oko 1320 W/m^2 , koja se javlja početkom jula. Solarna konstanta G_{SC} predstavlja njenu srednju vrijednost koja iznosi 1366 W/m^2 .

Kao važan referentni podatak za početak, izračunava se intenzitet zračenja na podlogu koja je paralelna površini Zemlje, u proizvoljnom trenutku opisanom satnim uglom ω , za n -ti dan u godini:

$$\begin{aligned} G_{0H} &= G_0 \sin \beta \\ &= G_{SC} \left[1 + 0,034 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right] [\cos L \cos \delta \cos \omega + \sin L \sin \delta] \end{aligned} \quad (4.1)$$

G_{0H} predstavlja vanzemaljsku iradijansu horizontalne podloge, odnosno teorijsku maksimalnu vrijednost snage zračenja na horizontalnu podlogu koja je locirana na geografskoj širini L , za slučaj kada Zemljina atmosfera ne bi izvršila nikakvo slabljenje Sunčevog zračenja.

Integracijom iradijanse na proizvoljnom vremenskom horizontu od trenutka t_1 do trenutka t_2 , računamo iznos dozračene energije na horizontalnu podlogu – insolaciju:

$$\begin{aligned} I_{0H} &= \int_{t_1}^{t_2} G_0 dt \\ &= \int_{t_1}^{t_2} G_{SC} \left[1 + 0,034 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right] [\cos L \cos \delta \cos \omega + \sin L \sin \delta] dt \end{aligned} \quad (4.2)$$

Uz prisjećanje da je satni ugao ω definisan formulom (3.5) kao ugao za koji Zemlja treba da rotira do nastanka solarnog podneva, vrijedi veza:

$$dt = -d\omega / 15 \left[\frac{^\circ}{h} \right] = -\frac{12}{\pi} d\omega \quad (4.3)$$

Prelaskom sa vremena na satni ugao insolacija bi se računala kao:

$$I_{0H} = -\frac{12}{\pi} \int_{\omega_1}^{\omega_2} G_{SC} \left[1 + 0,034 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right] \times [\cos L \cos \delta \cos \omega + \sin L \sin \delta] d\omega \quad (4.4)$$

što bi po rješavanju integrala dovelo do konačnog izraza za insolaciju:

$$I_{0H} = \left(\frac{12}{\pi} \right) G_{SC} \left[1 + 0,034 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right] \times [\cos L \cos \delta (\sin \omega_1 - \sin \omega_2) + (\omega_1 - \omega_2) \sin L \sin \delta] \quad (4.5)$$

Insolacija, kao dozračena energija na odgovarajuću površinu, dobija se u Wh/m², a satne uglove je potrebno unijeti u radijanima. Ukoliko bismo željeli da insolaciju izrazimo u J/m², desnu stranu prethodnog izraza bismo trebali da pomnožimo sa koeficijentom 3600.

Posebni slučajevi koji su interesantni u praksi su vrijednosti časovne i dnevne insolacije. Časovna insolacija na horizontalnu podlogu za čas t se računa tako što se za t_1 uvrsti $(t - 0,5h)$, a za t_2 $(t + 0,5h)$. Kod računanja dnevne insolacije na horizontalnu podlogu, iradijansu integralimo od trenutka izlaska do trenutka zalaska Sunca, odnosno stavljamo da je ω_1 jednak satnom uglu izlaska Sunca ω_{IS} , koji se računa pomoću formule (3.15), a da je ω_2 jednak satnom uglu zalaska Sunca ω_{ZS} , koji je jednak $-\omega_{IS}$. Rezultat integracije je sljedeći izraz:

$$H_{0H} = \left(\frac{24}{\pi} \right) G_{SC} \left[1 + 0,034 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right] [\cos L \cos \delta \sin \omega_{IS} + \omega_{IS} \sin L \sin \delta] \quad (4.6)$$

pri čemu je satni ugao izlaska Sunca iskazan u radijanima, a insolacija se opet dobija u Wh/m².

PRIMJER 4.1

Iradijansa i insolacija izvan Zemljine atmosfere

Za lokaciju koja se nalazi 43° sjeverno od ekvatora odrediti iradijansu na horizontalnu podlogu izvan atmosfere za datum 1. oktobar tačno u 10 časova po solarnom vremenu. Takođe, odrediti i vanzemaljsku dnevnu insolaciju na horizontalnu podlogu za navedeni dan.

Rješenje

Ugao deklinacije za 1. oktobar kao 274. dan u godini iznosi:

$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (n - 81) \right] = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (274 - 81) \right] = -4,2^\circ.$$

Satni ugao u 10 časova, kada do solarnog podneva nedostaje 2 časa, određujemo korišćenjem formule (3.5)

$$\omega = 15 \left[\frac{^\circ}{\text{h}} \right] \cdot (2\text{h}) = 30^\circ,$$

a satni ugao, u trenutku izlaska Sunca, pomoću formule (3.15)

$$\omega_{IS} = \arccos(-\tan L \tan \delta) = \arccos[-\tan(43^\circ) \tan(-4,2^\circ)] = 86,07^\circ.$$

Intenzitet zračenja na normalnu podlogu računamo po formuli (2.26):

$$\begin{aligned} G_0 &= G_{SC} \left[1 + 0,034 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right] \\ &= 1366 \left[1 + 0,034 \cos \left(\frac{360 \cdot 274}{365} \right) \right] = 1366,2 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}, \end{aligned}$$

a na horizontalnu podlogu po formuli (4.1)

$$\begin{aligned} G_{0H} &= G_0 \sin \beta = G_0 [\cos L \cos \delta \cos \omega + \sin L \sin \delta] \\ &= 1366,2 [\cos(43^\circ) \cos(-4,2^\circ) \cos(30^\circ) + \sin(43^\circ) \sin(-4,2^\circ)] \\ &= 794,75 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}. \end{aligned}$$

Ukupna dnevna insolacija na horizontalnu podlogu van atmosfere za 1. oktobar biće:

$$\begin{aligned}
H_{0H} &= \left(\frac{24}{\pi}\right) G_{SC} \left[1 + 0,034 \cos\left(\frac{360n}{365}\right) \right] \\
&\quad \times [\cos L \cos \delta \sin \omega_{IS} + \omega_{IS} \sin L \sin \delta] \\
&= \left(\frac{24}{\pi}\right) G_0 [\cos L \cos \delta \sin \omega_{IS} + \omega_{IS} \sin L \sin \delta] \\
&= \left(\frac{24}{\pi}\right) 1366,2 [\cos(43^\circ) \cos(-4,2^\circ) \sin(86,07^\circ) \\
&\quad + \left(86,07^\circ \frac{\pi}{180^\circ}\right) \sin(43^\circ) \sin(-4,2^\circ)] \\
&= 6811 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} = 6,811 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} = 24,52 \frac{\text{MJ}}{\text{m}^2}. \blacksquare
\end{aligned}$$

Na kraju treba reći da veliku praktičnu važnost takođe ima i prosječna dnevna vrijednost insolacije koja je usrednjena na nivou jednog mjeseca. Ona se računa po formuli

$$\bar{H}_{0H} = \frac{1}{n_2 - n_1 + 1} \sum_{i=n_1}^{n_2} H_{0H}(i) \quad (4.7)$$

pri čemu su n_1 i n_2 redni broj prvog i posljednjeg dana u posmatranom mjesecu, respektivno.

Korisna je informacija da u svakom mjesecu postoji karakterističan dan za koji vrijedi $H_{0H} = \bar{H}_{0H}$. U tabeli 4.2 prikazana je lista karakterističnih dana po mjesecima, zajedno sa odgovarajućim vrijednostima $\bar{H}_{0H}$ izračunatim za tipične geografske širine. Pažljivim posmatranjem podataka iz tabele, uočava se kako doba godine i geografski položaj utiču na mjesečnu insolaciju. Na primjer, možemo da konstatujemo u kojoj mjeri sa porastom geografske širine opada energija koja je dozračena od Sunca, te kako razlika između insolacije mjerene tokom ljetnih i zimskih mjeseci postaje sve veća i veća.

TABELA 4.2

Deklinacija i prosječna vanzemaljska insolacija za karakteristične dane u mjesecu

Mjesec	Datum	Redni broj	δ [°]	$H_{0H} = \bar{H}_{0H}$ [kWh/m ²]			
				$L=35^\circ$	$L=40^\circ$	$L=45^\circ$	$L=50^\circ$
Januar	17	17	-20,92	5,08	4,23	3,37	2,52
Februar	14	45	-13,62	6,36	5,58	4,77	3,93
Mart	15	74	-2,82	8,16	7,55	6,88	6,15
April	15	105	+9,41	9,95	9,61	9,20	8,73
Maj	15	135	+18,79	11,09	11,01	10,87	10,67
Jun	10	161	+23,01	11,52	11,57	11,57	11,51
Jul	18	199	+21,00	11,26	11,25	11,18	11,06
Avgust	18	230	+12,78	10,28	10,03	9,71	9,34
Septembar	18	261	+1,01	8,65	8,12	7,53	6,88
Oktobar	19	292	-11,05	6,74	5,99	5,21	4,40
Novembar	18	322	-19,82	5,24	4,40	3,55	2,71
Decembar	13	347	-23,24	4,65	3,79	2,93	2,10

4.2 Računanje iradijance kolektora tokom vedrih dana

4.2.1 Direktna komponenta zračenja

Čak i kada je dan u potpunosti vedar, sloj atmosfere će u određenoj mjeri oslabiti Sunčevo zračenje i iradijansa na Zemljinom tlu biće manja od teorijskog maksimuma izmjerenog iznad atmosfere. Slabljenje je veće ukoliko je put koji zraci prolaze kroz atmosferu duži, a prisustvo oblaka, čestica vodene pare, prašine i otrovnih gasova izraženije. Raspored čestica u atmosferi je nehomogen u prostoru i promjenljiv u vremenu, tako da matematičko opisivanje slabljenja direktne komponente zračenja pod uticajem atmosfere nikako nije jednostavno.

Jedan pristup kod modelovanja je tolerisanje određene greške i upotreba jednostavnijih relacija zasnovanih samo na geometrijskim karakteristikama. Među takvim modelima ističe se *Meinel*-ova dvostruka eksponencijalna formula za računanje direktne komponente zračenja koja dopijeva na normalnu podlogu na Zemlji:

$$G_B = G_0 (0,7)^{m^{0,678}} \quad (4.8)$$

U ovom modelu slabljenje zračenja sa vanzemaljske vrijednosti G_0 na zemaljsku G_B određeno je jedino odnosom vazdušne mase m koji je ranije definisan izrazom (2.27) kao:

$$m = \frac{1}{\sin \beta}$$

pri čemu je β elevacioni ugao Sunca u posmatranom trenutku.

Nešto složeniji model predstavlja eksponencijalna formula usvojena od strane američkog društva inženjera za grijanje, hlađenje i klimatizaciju ASHRAE (*American Society of Heating, Refrigerating, and Air Conditioning Engineers*):

$$G_B = Ae^{-km} \quad (4.9)$$

I u navedenoj formuli slabljenje zračenja pod uticajem atmosfere je suštinski opet određeno odnosom vazdušne mase m . Od pomoćnih veličina koristi se prividni fluks zračenja van atmosfere označen sa A i bezdimenzioni koeficijent k nazvan *optička debljina*. Veličine A i k se dobijaju empirijski, a jedan od načina za njihovu približnu interpolaciju dat je narednim dvjema formulama:

$$A = 1160 + 75 \sin \left[\frac{360}{365} (n - 275) \right], \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right] \quad (4.10)$$

$$k = 0,174 + 0,035 \sin \left[\frac{360}{365} (n - 100) \right] \quad (4.11)$$

Složeniji modeli, uz neizbježnu upotrebu geometrijskih karakteristika, uvažavaju i uticaj meteoroloških veličina kao što su temperatura, vlažnost, pritisak i dr. Proces njihovog usavršavanja poređenjem sa eksperimentalnim podacima je kontinuiran, tako da ovdje nijedan od navedenih modela neće biti posebno istaknut.

PRIMJER 4.2

Direktna komponenta zračenja tokom vedrog dana

Odrediti intenzitet direktne komponente zračenja na normalnu podlogu koja se tokom vedrog dana u solarno podne 21. maja javlja u Beogradu (geografska širina $44,78^\circ\text{N}$). Uporediti rezultate koji se dobijaju primjenom *Meinel*-ove i ASHRAE formule.

Rješenje

Za oba metoda neophodno je odrediti odnos vazdušne mase m .

Polazimo od činjenice da 21. maj predstavlja 141. dan u godini. Na osnovu tog podatka računamo ugao deklinacije Sunca:

$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (n - 81) \right] = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (141 - 81) \right] = 20,1^\circ.$$

Korišćenjem formule (3.9) određujemo elevacioni ugao Sunca u solarno podne:

$$\beta_N = 90^\circ - \delta = 90^\circ - 20,1^\circ = 69,9^\circ.$$

Odnos vazdušne mase prema (2.27) iznosi:

$$m = \frac{1}{\sin(69,9^\circ)} = 1,1.$$

Intenzitet neprigušenog zračenja prije ulaska u Zemljinu atmosferu ima vrijednost:

$$\begin{aligned} G_0 &= G_{SC} \left[1 + 0,034 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right] \\ &= 1366 \left[1 + 0,034 \cos \left(\frac{360 \cdot 141}{365} \right) \right] = 1330,9 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}. \end{aligned}$$

Konstante ASHRAE modela se računaju pomoću formula (4.10) i (4.11):

$$\begin{aligned} A &= 1160 + 75 \sin \left[\frac{360}{365} (n - 275) \right] \\ &= 1160 + 75 \sin \left[\frac{360}{365} (141 - 275) \right] = 1104 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}, \\ k &= 0,174 + 0,035 \sin \left[\frac{360}{365} (n - 100) \right] \\ &= 0,174 + 0,035 \sin \left[\frac{360}{365} (141 - 100) \right] = 0,197. \end{aligned}$$

Na kraju, može se odrediti procijenjeni intenzitet direktne komponente zračenja na normalnu podlogu:

a) Prema *Meinel*-ovoj formuli:

$$G_B = G_0 (0,7)^{m^{0,678}} = 1330,9 \cdot (0,7)^{1,1^{0,678}} = 909,7 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}.$$

b) Prema ASHRAE formuli

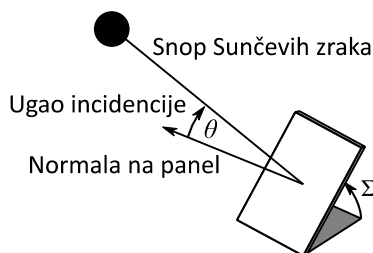
$$G_B = A e^{-km} = 1104 \cdot e^{-0,197 \cdot 1,1} = 888,9 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}.$$

Primjećujemo da se dobijeni rezultati razlikuju za oko 2%. ■

Solarni kolektor koji je montiran na Zemlji biće izložen iradijansi G_B samo ako je postavljen normalno na pravac prostiranja Sunčevih zraka. U ostalim slučajevima pojavljuju se tzv. *kosinusni gubici*, jer se iradijansa kolektora smanjuje ukoliko orijentacija kolektora odstupa od normalne. Direktna komponenta iradijanse na kolektor proizvoljne orijentacije jednostavno se računa pomoću formule:

$$G_{BC} = G_B \cos \theta \quad (4.12)$$

pri čemu je sa θ označen *ugao incidencije*, odnosno ugao između normale na kolektor i pravca prostiranja Sunčevih zraka, prema ilustraciji prikazanoj na slici 4.2.



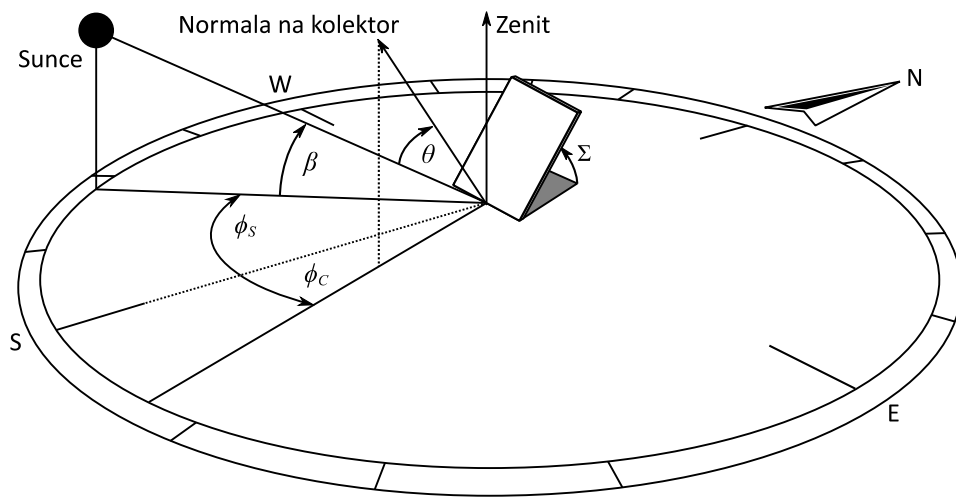
SLIKA 4.2

Definicija ugla incidencije θ

Ugao incidencije je funkcija orijentacije kolektora i položaja Sunca na nebu u datom trenutku. Veličine od uticaja prikazane su na slici 4.3. Ranije su uvedene oznake za položaj Sunca, β za ugao elevacije i ϕ_S za ugao azimuta, što je prikazano na slici 3.13. Ovdje se dodaju definicije uglova koje opisuju orijentaciju kolektora. Ugao azimutalne orijentacije kolektora označen je sa ϕ_C i, analogno definiciji azi-

mutalnog ugla Sunca ϕ_S , ovaj ugao se mjeri u odnosu na smjer juga tako da se pozitivne vrijednosti javljaju na jugoistočnoj, a negativne vrijednosti na jugozapadnoj strani. Nagib kolektora u odnosu na horizontalnu podlogu označen je sa Σ . Uz ovako definisane geometrijske karakteristike, kosinus ugla incidencije računa se pomoću sljedeće formule:

$$\cos \theta = \cos \beta \cos(\phi_S - \phi_C) \sin \Sigma + \sin \beta \cos \Sigma \quad (4.13)$$



SLIKA 4.3

Ugao zračenja na proizvoljno orijentisani solarni kolektor

U specijalnom slučaju, kada bismo uvrstili da je nagib kolektora jednak 0° , izračunali bismo direktnu komponentu zračenja na horizontalnu podlogu:

$$G_{BH} = G_B [\cos \beta \cos(\phi_S - \phi_C) \sin 0^\circ + \sin \beta \cos 0^\circ] = G_B \sin \beta \quad (4.14)$$

Kombinujući formule (4.12) i (4.14), tako da se eliminiše G_B , dobija se bitna veza:

$$G_{BC} = G_{BH} \frac{\cos \theta}{\sin \beta} = R_B G_{BH} \quad (4.15)$$

gdje je sa R_B označen *faktor nagiba* za direktnu komponentu iradijanse. Ako se za univerzalne potrebe instrumentalno mjeri direktna komponenta zračenja na hori-

zontalnu podlogu, onda se množenjem sa faktorom R_B , koji očigledno zavisi samo od geometrijske situacije, jednostavno računa direktna komponenta zračenja na podlogu proizvoljne orijentacije.

PRIMJER 4.3

Direktna komponenta zračenja na kolektor proizvoljne orijentacije

Odrediti intenzitet direktne komponente zračenja na kolektor koji je u odnosu na tlo postavljen pod uglom nagiba od $\Sigma = 35^\circ$, a po azimutu je orijentisan prema jugoistoku. Radi poređenja sa primjerom 4.2, ponovo posmatrati trenutak solarnog podneva 21. maja u Beogradu (geografska širina $44,78^\circ$ N).

Rješenje

U primjeru 4.2 pomoću npr. ASHRAE formule određeno je da na normalnu podlogu dopijeva snaga zračenja od $888,9 \text{ W/m}^2$.

Kolektor opisan u ovom primjeru nije postavljen normalno na pravac direktne komponente zračenja i javljaju se kosinusni gubici. Kosinus ugla incidencije se računa po formuli (4.13)

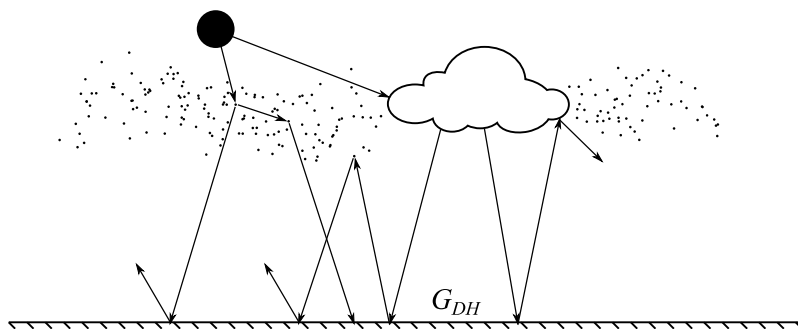
$$\begin{aligned}\cos \theta &= \cos \beta \cos (\phi_s - \phi_c) \sin \Sigma + \sin \beta \cos \Sigma \\ &= \cos (65,36^\circ) \cos (0 - 45^\circ) \sin (35^\circ) + \sin (65,36^\circ) \cos (35^\circ) \\ &= 0,9137.\end{aligned}$$

Direktna komponenta zračenja na kolektor ima intenzitet

$$G_{BC} = G_B \cos \theta = 888,9 \cdot 0,9137 = 812,15 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}. \blacksquare$$

4.2.2 Difuzna komponenta zračenja

Prisustvo difuzne komponente u ukupnom intenzitetu zračenja neophodno je uvažiti čak i tokom pretežno vedrih dana. Iako tada dominira direktno zračenje, molekuli i aerosoli u atmosferi utiču na to da određeni procenat zračenja doživljava prelamanje i da njegovo kretanje odstupa od pravolinijske putanje. Zračenje može dodatno da se reflektuje od čestica, od oblaka ili od tla, s tim da se dešavaju i višestruke refleksije. Logika nastajanja različitih komponenti difuznog zračenja ilustrovana je na slici 4.4. Nameće se zaključak da je praktično nemoguće izvesti egzaktnu matematičku formulaciju za tačno računanje difuzne komponente Sunčevog zračenja. Preostaje da se načini model koji predstavlja kompromis između matematičke jednostavnosti i prihvatljive usaglašenosti sa realnim mjerenjima.

**SLIKA 4.4**

Ilustracija nastajanja difuzne komponente zračenja

Izotropski model predstavlja jednostavniji način za matematičko opisivanje difuzne komponente zračenja. Osnovna pretpostavka kod izotropskog modela je da zračenje dolazi podjednako iz svih pravaca, odnosno da njegov intenzitet ne zavisi od ugla pod kojim zračenje dolazi na horizontalnu podlogu. Ovdje ćemo takođe smatrati da je difuzna komponenta zračenja koja pada na horizontalnu podlogu G_{DH} proporcionalna direktnoj komponenti G_B , bez obzira na položaj Sunca na nebu:

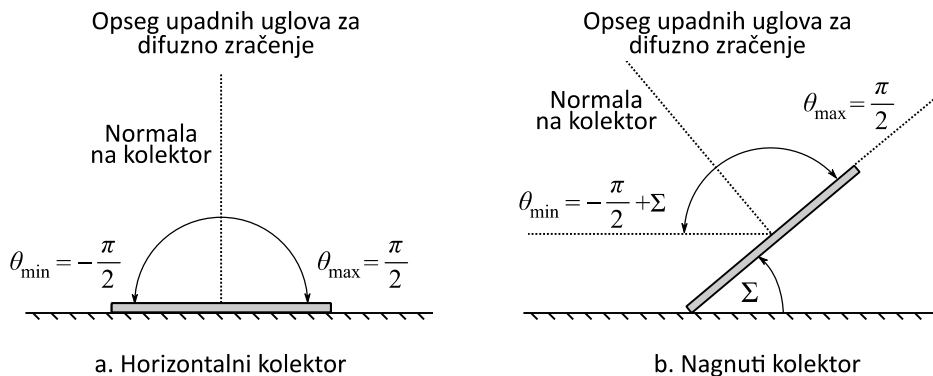
$$G_{DH} = CG_B \quad (4.16)$$

Koeficijent proporcionalnosti je označen sa C , a njegovo približno računanje u funkciji dana u godini n , izvodljivo je pomoću formule:

$$C = 0,095 + 0,04 \sin \left[\frac{360}{365} (n - 100) \right] \quad (4.17)$$

Na osnovu prethodne dvije formule, dobija se podatak da tokom vedrog dana učešće difuzne komponente u ukupnoj snazi zračenja na horizontalnu podlogu iznosi reda 15%.

Radi univerzalnosti primjene, podaci o zračenju na nekoj lokaciji se daju za horizontalnu podlogu. U praksi, međutim, solarni kolektori praktično nikada nisu postavljeni horizontalno nego pod nekim uglom Σ , koji omogućava manje kosinusne gubitke i veće iskorišćenje dostupnog zračenja. Neophodno je izvesti izraze za pretvaranje intenziteta zračenja, date za horizontalnu podlogu, u intenzitet zračenja na kolektor proizvoljnog nagiba Σ .

**SLIKA 4.5**

Difuzna komponenta zračenja na horizontalni i nagnuti kolektor

Uvešćemo pomoćnu promjenljivu G_{DU} [W/(m²·rad)], koja predstavlja ugao-nu difuznu iradijansu i koja je, uz uvažavanje izotropске pretpostavke, nezavisna od ugla prostiranja zračenja. Na osnovu ilustracije prikazane na slici 4.5a, integracijom ugaone iradijance u maksimalnim granicama od $-\pi/2$ do $+\pi/2$, dobija se izraz za računanje ukupne difuzne iradijance horizontalne podloge:

$$G_{DH} = \int_{-\pi/2}^{\pi/2} G_{DU} \cos \theta d\theta = G_{DU} \sin \theta \Big|_{-\pi/2}^{\pi/2} = 2G_{DU} \quad (4.18)$$

Kada se računa iradijansa kolektora koji je nagnut pod uglom Σ , ilustracija 4.5b pokazuje da je logika slična, ali da je oblast integracije redukovana:

$$G_{DC} = \int_{-\pi/2+\Sigma}^{+\pi/2} G_{DU} \cos \theta d\theta = G_{DU} \left[1 + \sin \left(\frac{\pi}{2} - \Sigma \right) \right] = G_{DU} (1 + \cos \Sigma) \quad (4.19)$$

Eliminacijom pomoćne promjenljive G_{DU} , za koju je pokazano da iznosi $G_{DH}/2$, dobija se konačni izraz koji povezuje difuznu komponentu zračenja na nagnutu podlogu sa difuznom iradijansom horizontalne podloge:

$$G_{DC} = G_{DH} \left(\frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right) \quad (4.20)$$

a potom i izraz kojim se računa difuzna komponenta zračenja na proizvoljni kolektor, ukoliko se poznaje direktna iradijansa G_B :

$$G_{DC} = CG_B \left(\frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right) \quad (4.21)$$

Jednostavno je tumačenje graničnih slučajeva za vrijednosti ugla Σ . U jednoj krajnosti kolektor je postavljen horizontalno i ugao nagiba iznosi 0° . U ovom slučaju izraz u zagradi jednak je jedinici i logično je da se iradijansa kolektora G_{DC} izjednačava sa iradijansom horizontalne podloge G_{DH} . U drugoj krajnosti, kada je kolektor postavljen vertikalno, ugao Σ iznosi 90° i $\cos \Sigma$ postaje 0. Pošto je izraz u zagradi jednak $1/2$, iradijansa kolektora je dvostruko manja od iradijanse horizontalne podloge. I to je logično, jer kolektor prikuplja zračenje samo sa jedne polovine nebeskog svoda, dok mu druga polovina neupotrebljivo pada na zadnju stranu (naličje). Svi ostali slučajevi nalaze se između navedene dvije krajnosti.

PRIMJER 4.4

Difuzna komponenta zračenja tokom vedrog dana prema izotropskom modelu

Odrediti koliki je intenzitet difuzne komponente iradijanse koja na kolektor iz prethodnih primjera 4.2 i 4.3 (nagiba 35° i jugoistočne orijentacije) dopijeva u Beogradu 21. maja, u trenutku solarnog podneva.

Rješenje

Usvojicemo pretpostavku da je ukupna iradijansa horizontalne podloge koja potiče od difuznog zračenja, proporcionalna direktnoj komponenti zračenja, u skladu sa relacijom (4.16)

$$G_{DH} = CG_B.$$

Koeficijent proporcionalnosti C računa se prema sljedećoj formuli:

$$\begin{aligned} C &= 0,095 + 0,04 \sin \left[\frac{360}{365} (n - 100) \right] \\ &= 0,095 + 0,04 \sin \left[\frac{360}{365} (141 - 100) \right] = 0,121, \end{aligned}$$

tako da se dobija intenzitet difuzne komponente na horizontalnu podlogu:

$$G_{DH} = 0,121 \cdot 888,9 = 107,56 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}.$$

Difuzna komponenta zračenja koja dopijeva na zadati kolektor tada se računa pomoću formule (4.20):

$$G_{DC} = G_{DH} \left(\frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right) = 107,56 \cdot \left(\frac{1 + \cos 35^\circ}{2} \right) = 97,83 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}.$$

U poređenju sa intenzitetom direktne komponente od 812,15 W/m², difuzna komponenta iznosi oko 12%. Suma direktne i difuzne komponente je 909,98 W/m². ■

Izotropski model je jednostavan, ali predstavlja prvu aproksimaciju čiji rezultati mogu primjetno da odstupaju od realnih mjerenja. Kao suprotnost pretpostavci uniformne raspodjele zračenja po nebeskoj sferi, uočena su dva uticajna fenomena koja su mnogi istraživači pokušali preciznije da modeluju. Prvi fenomen je očigledna činjenica da veći intenzitet zračenja potiče iz okoline Sunčevog diska nego iz oblasti koje su od njega više udaljene (cirkumsolarno zračenje). Drugi fenomen je da se pojačano difuzno zračenje javlja takođe iz pravaca koji su u blizini linije horizonta. Navedeni fenomeni su razlog za razvoj *anizotropskih modela* difuznog zračenja. U nastavku ćemo predstaviti nekoliko anizotropskih modela koji su u literaturi prepoznati kao upotrebljivi.

Klucher model

U *Klucher*-ovom istraživanju pokazano je da izotropski model daje solidne rezultate kada je vrijeme potpuno oblačno, ali da se odstupanje računatih vrijednosti od realno izmjerenih povećava što su dani vedriji. Formula za izotropski model je proširena množenjem sa dva dodatna korekciona faktora prema ovakvoj relaciji:

$$G_{DC} = G_{DH} \left[\frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right] \left[1 + F' \sin^3 \frac{\Sigma}{2} \right] \left[1 + F' \cos^2 \theta \sin^3 \theta_z \right] \quad (4.22)$$

pri čemu je θ ranije definisani ugao incidencije, dok je sa θ_z označen zenitni ugao elevacije Sunca (ugao koji je komplementaran elevacionom uglu položaja Sunca β). Modulacioni koeficijent F' , koji predstavlja jednu varijantu indeksa vedrine, računa se pomoću sljedeće formule:

$$F' = 1 - \left(\frac{G_{DH}}{G_{BH} + G_{DH}} \right)^2 \quad (4.23)$$

Prvim korekcionim faktorom uvažava se efekat da je tokom vedrih dana priliv difuznog zračenja veći iz oblasti locirane neposredno uz liniju horizonta. Drugim korekcionim faktorom uvažava se da je difuzna komponenta veća iz pravaca u okolini Sunca. Kada je oblačnost potpuna, direktna komponenta zračenja je prigušena i indeks vedrine F' teži ka nuli. Tada se *Klucher*-ov model svodi na izotropski.

Hay-Davies model

Hay-Davies model zanemaruje efekat blizine horizonta na difuznu komponentu, ali izotropski model modifikuje za zračenje u okolini Sunčevog diska. Model je opisan narednom formulom:

$$G_{DC} = G_{DH} \left[\frac{G_B}{G_0} R_B + \left(1 - \frac{G_B}{G_0} \right) \left(\frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right) \right] \quad (4.24)$$

U ovom slučaju modulacionu veličinu predstavlja odnos direktnog i ukupnog zračenja na normalnu podlogu G_B/G_0 . Nestajanjem direktne komponente tokom potpuno oblačnih dana navedena veličina teži ka nuli, a *Hay-Davies* model se svodi na izotropski.

Reindl model

Reindl-ov model se pokazao kao posebno prihvatljiv za mediteransko područje. Predstavlja nadogradnju *Hay-Davies* modela tako što je uvažen uticaj blizine horizonta na povećanje difuzne komponente zračenja. Matematička formulacija data je sljedećom relacijom:

$$G_{DC} = G_{DH} \left[\frac{G_B}{G_0} R_B + \left(1 - \frac{G_B}{G_0} \right) \left(\frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right) \left(1 + \sqrt{\frac{G_{BH}}{G_{BH} + G_{DH}}} \sin^3 \frac{\Sigma}{2} \right) \right] \quad (4.25)$$

Perez model

Perez-ov model je jedan od najprihvaćenijih anizotropskih modela. Složeniji je, ali i precizniji od prethodno navedenih modela. Prema njemu se intenzitet difuzne komponente na kolektoru proizvoljne orijentacije, na osnovu horizontalne difuzne iradijanse, računa korišćenjem ovakve relacije:

$$G_{DC} = G_{DH} \left[(1 - F_1) \left(\frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right) + F_1 \frac{a}{b} + F_2 \sin \Sigma \right] \quad (4.26)$$

Uz dosad poznate veličine, ovdje se pojavljuju novi koeficijenti a , b , F_1 i F_2 čiji način za izračunavanje treba objasniti korak po korak. Određivanje koeficijenata a i b predstavlja jednostavniji dio procedure:

$$a = \max(0, \cos \theta) \quad (4.27)$$

$$b = \max(\cos 85^\circ, \cos \theta_Z) \quad (4.28)$$

Da bi se izračunali koeficijenti F_1 i F_2 prvo se određuje stepen vedrine ε koji je definisan sljedećom formulom:

$$\varepsilon = \frac{\frac{G_{DH} + G_B}{G_{DH}} + \kappa \theta_Z^3}{1 + \kappa \theta_Z^3} \quad (4.29)$$

gdje je κ konstanta koja iznosi 1,041 ukoliko je zenitni ugao Sunca θ_Z dat u radijanima, odnosno $5,535 \times 10^{-6}$ za θ_Z dat u stepenima.

Na osnovu izračunatog stepena vedrine vrši se njegova klasifikacija svrstavanjem u jednu od osam mogućih kategorija prema granicama datim u tabeli 4.3.

TABELA 4.3

Podjela na 8 kategorija stepena vedrine ε

Kategorija ε	Donja granica	Gornja granica
1 (oblačno)	1	1,065
2	1,065	1,230
3	1,230	1,500
4	1,500	1,950
5	1,950	2,800
6	2,800	4,500
7	4,500	6,200
8 (vedro)	6,200	—

Poznavajući kategoriju vedrine, iz odgovarajućeg reda tabele 4.4, čitaju se vrijednosti šest pomoćnih *Perez*-ovih koeficijenata f_{11} do f_{23} .

TABELA 4.4

Vrijednosti Perez-ovih koeficijenata

Kategorija ε	f_{11}	f_{12}	f_{13}	f_{21}	f_{22}	f_{23}
1	-0,008	0,588	-0,062	-0,06	0,072	-0,022
2	0,13	0,683	-0,151	-0,019	0,066	-0,029
3	0,33	0,487	-0,221	0,055	-0,064	-0,026
4	0,568	0,187	-0,295	0,109	-0,152	-0,014
5	0,873	-0,392	-0,362	0,226	-0,462	0,001
6	1,132	-1,237	-0,412	0,288	-0,823	0,056
7	1,06	-1,6	-0,359	0,264	-1,127	0,131
8	0,678	-0,327	-0,25	0,156	-1,377	0,251

Na kraju, koeficijenti F_1 i F_2 izračunavaju se na sljedeći način:

$$F_1 = \max \left[0, \left(f_{11} + f_{12}\Delta + \frac{\pi\theta_z}{180^\circ} f_{13} \right) \right] \quad (4.30)$$

$$F_2 = f_{21} + f_{22}\Delta + \frac{\pi\theta_z}{180^\circ} f_{23} \quad (4.31)$$

pri čemu vrijedi

$$\Delta = \frac{G_{DH}}{G_0} m \quad (4.32)$$

Promjenljiva m predstavlja odnos vazdušne mase. U originalnom *Perez*-ovom modelu koristi se relativni odnos vazdušne mase, kod nas definisan formulom (2.27), koji važi za nultu nadmorsku visinu. U literaturi postoje i modifikacije formule prema kojima se uvrštava apsolutni odnos vazdušne mase, tako da se uvaži atmosferski pritisak, a time posredno nadmorska visina i meteorološke prilike.

PRIMJER 4.5

Poređenje rezultata izotropskog i Reindlov-og modela

Na primjeru kolektora nagiba 35° i jugoistočne orijentacije instalisanog u Beogradu, za datum 21. maja, u trenutku solarnog podneva uporediti rezultate koji se za difuznu komponentu zračenja dobijaju izotropskim i *Reindl*-ovim modelom.

Rješenje

U primjeru 4.4, korišćenjem jednostavnog izotropskog modela, izračunato je da intenzitet difuzne komponente incidentne zadatom kolektoru iznosi $97,83 \text{ W/m}^2$.

Reindl-ov model je kompleksniji i opisan je sljedećom formulom:

$$G_{DC} = G_{DH} \left[\frac{G_B}{G_0} R_B + \left(1 - \frac{G_B}{G_0} \right) \left(\frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right) \left(1 + \sqrt{\frac{G_{BH}}{G_{BH} + G_{DH}}} \sin^3 \frac{\Sigma}{2} \right) \right].$$

U ranijim primjerima određeni su intenziteti vanzemaljskog zračenja G_0 , direktnog zračenja na normalnu podlogu G_B i difuznog zračenja na horizontalnu podlogu G_{DH} :

$$G_0 = 1330,9 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}, G_B = 888,9 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \text{ i } G_{DH} = 107,56 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}.$$

Faktor nagiba se računa po formuli (4.15):

$$R_B = \frac{\cos \theta}{\sin \beta} = \frac{0,9137}{\sin(65,36^\circ)} = 1,0052,$$

a intenzitet direktne komponente zračenja na horizontalnu podlogu po formuli (4.14):

$$G_{BH} = G_B \sin \beta = 888,9 \cdot \sin(65,36^\circ) = 807,96 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}.$$

Kada su sve veličine poznate, uvrštavanjem se dobija intenzitet difuzne komponente koja dopijeva na kolektor:

$$G_{DC} = 107,56 \left[\frac{888,9}{1330,9} 1,0052 + \left(1 - \frac{888,9}{1330,9} \right) \left(\frac{1 + \cos 35^\circ}{2} \right) \cdot \left(1 + \sqrt{\frac{807,96}{807,96 + 107,56}} \sin^3 \frac{35^\circ}{2} \right) \right]$$

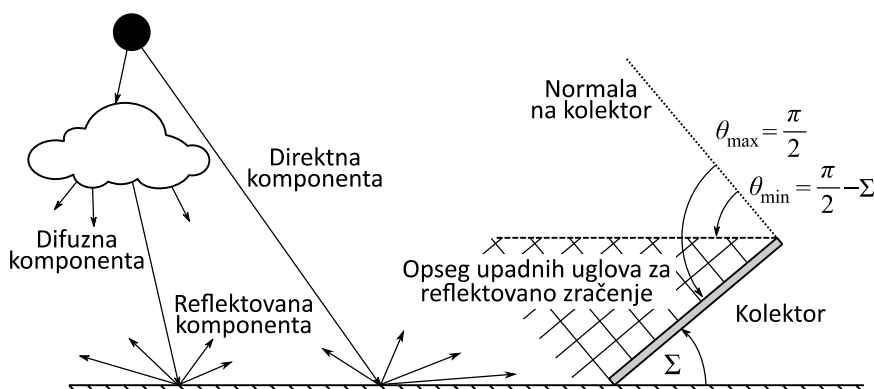
$$G_{DC} = 105,53 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}.$$

Zaključujemo da se upotrebom *Reindl*-ovog modela dobija vrijednost difuzne komponente koja je za oko 8% veća od vrijednosti koju daje izotropski model.

■

4.2.3 Reflektovana komponenta zračenja

Jedan manji dio iradijance solarnog kolektora potiče od zračenja koje je reflektovano od zemlje i objekata koji se nalaze na njoj. Reflektovana komponenta zračenja se u literaturi često naziva i *albedo* (lat. *albedo* – bjelina). Efekat albeda može biti zanemarljiv u slučajevima kada je tlo u okolini solarne instalacije tamno, ali u drugoj krajnosti može biti i značajan kada je zemlja, na primjer, prekrivena svježim snijegom.



SLIKA 4.6

Reflektovana komponenta zračenja na nagnuti kolektor

Slično kao i kod modelovanja difuzne komponente zračenja, matematičko opisivanje reflektovane komponente zračenja na proizvoljni kolektor podložno je uprošćenjima i zanemarenjima. Osnovna logika razmišljanja je ilustrovana na slici 4.6. Polazi se od pretpostavke da u generisanju reflektovane komponente učestvuje suma direktnog i difuznog zračenja na horizontalnu podlogu ($G_{BH} + G_{DH}$). U zavisnosti od tipa podloge, jedan dio upadnog zračenja biva apsorbovan, a ostatak se odbija, praktično u svim pravcima. Stepenn refleksije upadnog zračenja modelovan je koeficijentom refleksije ρ . Prema podacima iz tabele 4.5, raspon vrijednosti koe-

ficijenta refleksije za podloge u prirodi je veliki, protežući se od vrijednosti manjih od 10% do vrijednosti od preko 80%.

TABELA 4.5

Vrijednosti koeficijenta refleksije ρ za različite vrste podloge

Podloga	Opseg vrijednosti ρ
Teorijsko crno tijelo	0,00
Voda	0,03–0,40
Tamna vlažna zemlja	0,08
Tamna suva zemlja	0,14
Kamenjar	0,12–0,15
Šuma	0,18
Trava	0,26
Pijesak	0,34–0,40
Snijeg	0,40–0,85
Savršeni reflektor	1,00

Analogno postupku za određivanje difuzne komponente, i ovdje će biti uvedena pomoćna promjenljiva G_{RU} [W/(m²·rad)], kojom ćemo da označimo reflektovano zračenje po jediničnom uglu. Uz pretpostavku da je ugaona reflektovana komponenta zračenja ista u svim pravcima, vršimo integraciju po cijelom opsegu uglova za prostor iznad površine tla:

$$\rho(G_{BH} + G_{DH}) = \int_{-\pi/2}^{\pi/2} G_{RU} \cos \theta d\theta = G_{RU} \sin \theta \Big|_{-\pi/2}^{\pi/2} = 2G_{RU} \quad (4.33)$$

Na solarni kolektor može da dospije samo dio reflektovanog zračenja, što zavisi od ugla njegovog nagiba Σ :

$$G_{RC} = \int_{\frac{\pi}{2}-\Sigma}^{\frac{\pi}{2}} G_{RU} \cos \theta d\theta = G_{RU} \sin \theta \Big|_{\frac{\pi}{2}-\Sigma}^{\frac{\pi}{2}} = G_{RU} (1 - \cos \Sigma) \quad (4.34)$$

Pomoćna promjenljiva G_{RU} se eliminiše iz prethodne dvije relacije, čime se dobija formula za računanje reflektovane komponente iradijanske proizvoljno orijentisanog kolektora:

$$G_{RC} = \rho(G_{BH} + G_{DH}) \left(\frac{1 - \cos \Sigma}{2} \right) \quad (4.35)$$

U specijalnom slučaju, kada bi kolektor bio postavljen horizontalno, ugao nagiba Σ iznosio bi 0° i izraz u drugoj zagradi bi se takođe anulirao. To znači da formula tačno modeluje da horizontalno montirani kolektor ne može da zahvati nimalo reflektovane komponente zračenja. U drugoj krajnosti, kada je kolektor postavljen vertikalno, ugao Σ iznosi 90° i $\cos \Sigma$ postaje 0. Pošto je izraz u zagradi jednak $1/2$, iradijansa kolektora je dvostruko manja od ukupno reflektovanog zračenja. I ovdje je formula adekvatna, jer kolektor prikuplja zračenje samo sa jedne polovine nebeskog svoda, a druga polovina mu pada na naličje.

Ako umjesto iradijansi horizontalne podloge G_{BH} i G_{DH} poznamo direktnu iradijansu na normalnu podlogu G_B , onda se reflektovana komponenta iradijanske kolektora računa kao:

$$G_{RC} = \rho G_B (\sin \beta + C) \left(\frac{1 - \cos \Sigma}{2} \right) \quad (4.36)$$

PRIMJER 4.6

Reflektovana komponenta zračenja tokom vedrog dana

Za kolektor nagiba 35° iz prethodnih primjera 4.3, 4.4 i 4.5 odrediti intenzitet reflektovane komponente zračenja koje dospijeva na njegovu površinu, ukoliko je koeficijent refleksije podloge ρ jednak 0,2. U navedenim primjerima je već izračunato da 21. maja u solarno podne ugao elevacije Sunca β iznosi $65,36^\circ$, intenzitet direktne komponente zračenja na normalnu podlogu iznosi $888,9 \text{ W/m}^2$, dok je koeficijent proporcije difuznog zračenja C jednak 0,121.

Rješenje

Korišćenjem formule (4.36)

$$G_{RC} = \rho G_B (\sin \beta + C) \left(\frac{1 - \cos \Sigma}{2} \right)$$

u jednom koraku jednostavno izračunavamo

$$G_{RC} = 0,2 \cdot 888,9 \cdot (\sin 65,36^\circ + 0,121) \left(\frac{1 - \cos 35^\circ}{2} \right) = 16,56 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}.$$

Sabirajući direktnu komponentu određenu u primjeru 4.3 i difuznu komponentu određenu u primjeru 4.4 sa ovdje izračunatom reflektovanom komponentom, dobija se ukupno zračenje koje dopijeva na kolektor:

$$G_C = G_{BC} + G_{DC} + G_{RC} = 812,15 + 97,83 + 16,56 = 926,54 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}.$$

Poredeći vrijednosti pojedinih komponenti, zaključuje se da od ukupne iradijance kolektora za razmatrani slučaj 87,7% potiče od direktne, 10,5% od difuzne i svega 1,8% od reflektovane komponente zračenja. ■

4.2.4 Ukupno zračenje na kolektor fiksne orijentacije

Ukupna iradijansa kolektora računa se kao suma sve tri komponente zračenja – direktne, difuzne i reflektovane:

$$G_C = G_{BC} + G_{DC} + G_{RC} \quad (4.37)$$

Za kolektor koji je nepomičan, pod pretpostavkom apsolutno vedrog vremena, jedna jednostavna varijanta integralne formule za računanje ukupne iradijance izgledala bi ovako:

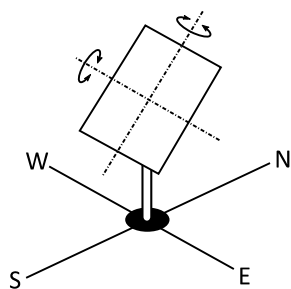
$$G_C = A e^{-km} \left[\cos \beta \cos(\phi_s - \phi_c) \sin \Sigma + \sin \beta \cos \Sigma + C \left(\frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right) + \rho (\sin \beta + C) \left(\frac{1 - \cos \Sigma}{2} \right) \right] \quad (4.38)$$

U prikazanoj formuli za računanje direktne iradijance odabran je ASHRAE model, a za računanje difuzne iradijance najjednostavniji izotropski model. Naravno da je moguće primijeniti i druge modele koji su validni.

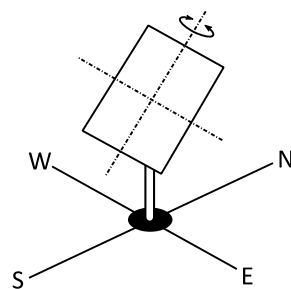
Kolektori fiksne orijentacije se koriste kada želimo da solarni sistem bude jednostavan, jeftin i otporan. Nekada je fiksni položaj diktiran karakteristikama mjesta ugradnje, na primjer nagibom i azimutalnom orijentacijom krova ili fasade zgrade na koju će kolektori biti montirani.

4.2.5 Sistemi za praćenje pozicije Sunca

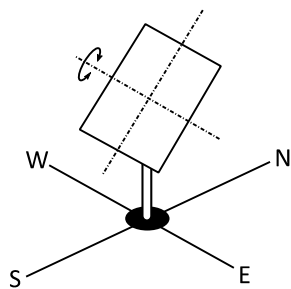
U pojedinim primjenama isplativo je konstruisati mehanizam za kontinuiranu promjenu orijentacije solarnog kolektora. U takvim situacijama normala kolektora je uvijek tačno ili približno usmjerena prema položaju Sunca na nebu, što dovodi do maksimalno mogućeg iskorišćenja potencijala solarne energije. Postoji više principa za praćenje pozicije Sunca koji se razlikuju po složenosti rada i stepenu iskoristivosti teorijski maksimalnog energetskeg potencijala. U nastavku teksta razmotrićemo nekoliko najznačajnijih tipova, koji se najčešće primjenjuju u praksi. Uvodna ilustracija o raspoloživim mogućnostima prikazana je na slici 4.7.



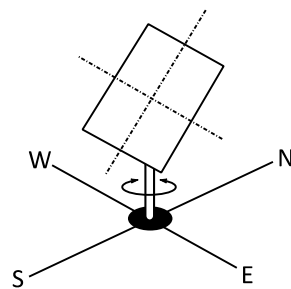
a. Praćenje po dvije ose



b. Rotacija ose N-S



c. Rotacija ose E-W



d. Rotacija vertikalne ose

SLIKA 4.7

Ilustracija različitih principa za praćenje položaja Sunca

Sistem za praćenje po dvije ose omogućava promjenu kako azimutalne orijentacije, tako i ugla nagiba kolektora. Ovakvi sistemi garantuju najveću iskoristivost, ali su najkompleksniji i najskuplji. Za maksimalno iskorišćenje solarnog potencijala tokom rada potrebno je kontinuirano obezbjeđivati ispunjenost uslova

$\phi_C = \phi_S$ i $\Sigma = 90^\circ - \beta$, čime se kosinus ugla incidencije θ održava na maksimalnoj vrijednosti (jednakoј jedinici). Intenziteti direktne, difuzne i reflektovane komponente iradijancije na kolektor, računate po jednostavnom modelu, u ovom slučaju su:

$$G_{BC} = G_B \quad (4.39)$$

$$G_{DC} = CG_B \left[\frac{1 + \cos(90^\circ - \beta)}{2} \right] \quad (4.40)$$

$$G_{RC} = \rho(G_{BH} + G_{DH}) \left[\frac{1 - \cos(90^\circ - \beta)}{2} \right] \quad (4.41)$$

Sistem za praćenje po jednoj osi omogućava promjenu jednog od uglova koji utiče na orijentaciju kolektora. Princip praćenja po jednoj osi je kompromisno rješenje gdje se postiže solidna energetska iskoristivost upotrebom ne previše složenog automatskog sistema. Postoji veći broj varijacija principa praćenja po jednoj osi. Pregled osnovnih tehnika dat je u tabeli 4.6.

TABELA 4.6

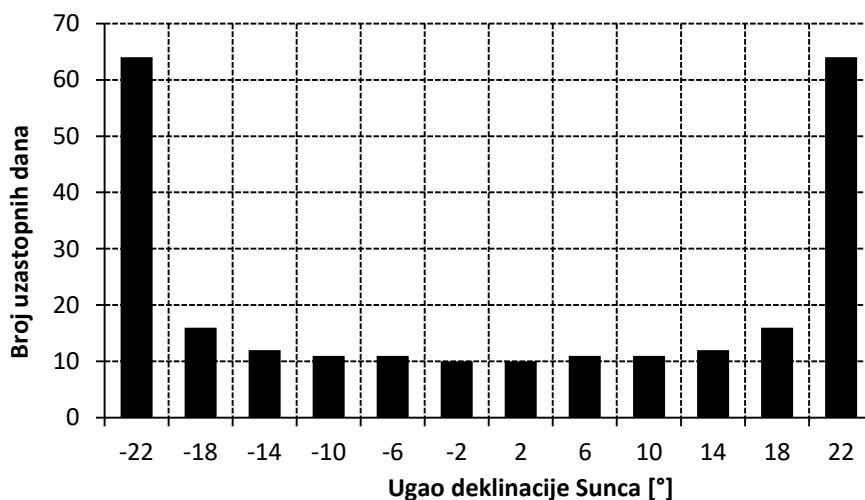
Osnovni tipovi sistema za praćenje položaja Sunca

Položaj rotacione ose	Rotaciona osa	Način rotacije
Kosi	N-S postavljena pod nekim uglom Σ	E-W
	N-S postavljena pod uglom geografske širine L	E-W
Horizontalni	E-W postavljena horizontalno	N-S
	N-S postavljena horizontalno	E-W
Vertikalni	Vertikalna osa (uz fiksni nagib N-S ose)	E-W

Sistem kojem se nagib N-S ose pomjera ručno zasnovan je na principu kod kojeg nisu potrebni automatski uređaji. Inicijalna ideja je da se nagib N-S ose (tj. ugao kolektora Σ) mijenja jednom dnevno, tako da se za odgovarajući dan podesi da u solarno podne direktno zračenje Sunca pada normalno na ravan kolektora. Ugao incidencije u proizvoljnom trenutku određenim satnim uglom ω , u funkciji ugla deklinacije Sunca δ koji odgovara konkretnom danu, može se izračunati iz sljedeće formule:

$$\cos \theta = \sin^2 \delta + \cos^2 \delta \cos \omega \quad (4.42)$$

Olakšavajuća okolnost je da se ugao deklinacije δ mijenja relativno sporo, tako da se nagib N-S ose ne mora mijenjati svakog dana. Spora promjena je posebno izražena oko datuma dugodnevnicke i kratkodnevnicke, dok se u blizini datuma proljećne i jesenje ravnodnevnicke promjena dešava najbrže. Ukoliko se, na primjer, usvoji margina promjene od 4° , odabrana na osnovu podatka da je $\cos 4^\circ = 0,998 \approx 1$, može se odrediti broj uzastopnih dana tokom kojih će ugao deklinacije ostati unutar definisanog uzanog opsega. Ispostavlja se da se npr. oko datuma ljetne dugodnevnicke veže čak 64 uzastopnih dana kada ugao deklinacije ne izlazi izvan opsega između 20° i 24° . Najmanja sekvenca se javlja oko ravnodnevnicke kada niz dana sa sličnim uglom deklinacije iznosi deset. Kompletan dijagram prikazan je na slici 4.8. Navedena analiza nam daje za pravo da pomjeranje nagiba kolektora ne moramo da vršimo svakodnevno nego samo povremeno.

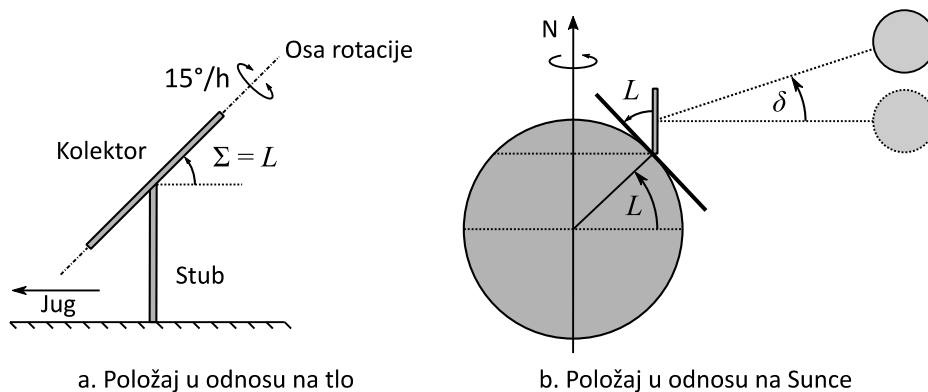


SLIKA 4.8

Broj uzastopnih dana tokom kojih ugao deklinacije Sunca ostaje unutar margine širine 4°

Sistem za rotaciju oko nagnute N-S ose upotrebljava se često, zbog visokog stepena iskorišćenja dostupnog solarnog potencijala. Suština principa je da se N-S osa učvrsti pod zadatim uglom Σ , a da se položaj Sunca prati njenom kontinuiranom rotacijom od istoka ka zapadu. Od svih mogućih uglova nagiba Σ , posebno se preferira slučaj kada je taj ugao jednak uglu geografske širine razmatrane lokacije.

Takav sistem praćenja se naziva i *polarni*, iz razloga što je tada osa rotacije paralelna sa osom rotacije Zemlje koja prolazi kroz sjeverni i južni pol (slika 4.9).

**SLIKA 4.9**

Polarni sistem za praćenje Sunca po jednoj osi

Brzina rotacije se podešava na konstantnu vrijednost od $15^\circ/\text{h}$, čime se postiže da je ugao između Sunčevih zraka i E-W ose kolektora uvijek jednak 90° . Ugao kojeg zraci zaklapaju sa N-S osom zavisi od doba godine i jednak je uglu deklinacije Sunca δ . Prema tome, za kosinus ugla incidencije stalno vrijedi jednostavan identitet:

$$\cos \theta = \cos \delta \quad (4.43)$$

Nagib i azimutalni ugao kolektora mogu se izračunati pomoću sljedećih relacija:

$$\tan \Sigma = \frac{\tan L}{|\cos \phi_C|} \quad (4.44)$$

$$\phi_C = \arctan \left(\frac{\sin \theta_Z \sin \phi_S}{\cos \theta' \sin L} \right) + 180^\circ C_1 C_2 \quad (4.45)$$

gdje vrijede odnosi

$$\cos \theta' = \cos \theta_Z \cos L + \sin \theta_Z \sin L \cos \phi_S \quad (4.46)$$

$$C_1 = \begin{cases} 0 & \text{za } \arctan\left(\frac{\sin \theta_z \sin \phi_s}{\cos \theta' \sin L}\right) \phi_s \geq 0 \\ +1 & \text{drugdje} \end{cases} \quad (4.47)$$

$$C_2 = \begin{cases} +1 & \text{za } |\phi_s| \geq 0^\circ \\ -1 & \text{za } |\phi_s| < 0^\circ \end{cases} \quad (4.48)$$

Pokazuje se da se efektivni nagib kolektora u odnosu ravan tla takođe može izraziti i na sljedeći način:

$$\Sigma = 90^\circ - \beta + \delta \quad (4.49)$$

Korišćenjem te činjenice i formula za izotropski model iradijanse izračunavamo pojedine komponente zračenja na kolektor:

$$G_{BC} = G_B \cos \delta \quad (4.50)$$

$$G_{DC} = CG_B \left[\frac{1 + \cos(90^\circ - \beta + \delta)}{2} \right] \quad (4.51)$$

$$G_{RC} = \rho(G_{BH} + G_{DH}) \left[\frac{1 - \cos(90^\circ - \beta + \delta)}{2} \right] \quad (4.52)$$

Sistem za rotaciju oko horizontalno postavljene N-S ose liči na polarni sistem, uz razliku da je N-S osa, umjesto pod uglom geografske širine, postavljena vodoravno. Gledano po azimutalnom uglu, kolektor je prije podne okrenut ka istoku, a poslije podne prema zapadu, što u opštoj formi možemo zapisati na sljedeći način:

$$\phi_C = \begin{cases} 90^\circ & \text{za } |\phi_s| \geq 0^\circ \\ -90^\circ & \text{za } |\phi_s| < 0^\circ \end{cases} \quad (4.53)$$

Ugao nagiba kolektora se kontinuirano podešava tako da ugao incidencije bude najmanji mogući. Pokazuje se da se ugao incidencije računa prema relaciji

$$\cos \theta = \sqrt{\sin^2 \beta + \cos^2 \delta \sin^2 \omega} \quad (4.54)$$

a da odgovarajući nagib kolektora pri tome treba da bude

$$\tan \Sigma = \tan \theta_z |\cos(\phi_c - \phi_s)| \quad (4.55)$$

Osnovna pozitivna osobina kojom se ističu ovakvi sistemi je minimalna pojava međusobnog sjenčenja u varijanti kada se koristi više od jednog kolektora. Sjenčenje se javlja jedino u kratkim periodima oko izlaska i zalaska Sunca.

Sistem za rotaciju oko horizontalno postavljene E-W ose je komplementaran prethodnom principu. U ovom slučaju azimutalna orijentacija kolektora je uvijek južna, osim u slučajevima kada tokom proljeća i ljeta Sunce izlazi na sjeveroistoku i zalazi na sjeverozapadu, pa se ponekad kolektor okreće i ka sjeveru. Matematički to zapisujemo na ovaj način

$$\phi_c = \begin{cases} 0^\circ & \text{za } |\phi_s| \leq 90^\circ \\ 180^\circ & \text{za } |\phi_s| > 90^\circ \end{cases} \quad (4.56)$$

Nagib kolektora se kontinuirano mijenja radi minimizacije ugla incidencije. Ugao incidencije može biti izračunat na sljedeći način:

$$\cos \theta = \sqrt{1 - \cos^2 \delta \sin^2 \omega} \quad (4.57)$$

dok se odgovarajući ugao nagiba kolektora računa po formuli:

$$\tan \Sigma = \tan \theta_z |\cos \phi_s| \quad (4.58)$$

Sistem za rotaciju oko horizontalne E-W ose takođe spada u metode sa minimalnim međusobnim sjenčenjem kolektora. Međusobni uticaj je prisutan jedino tokom zimskih dana oko podneva, kada su kolektori maksimalno podignuti, a Sunce je pozicionirano relativno nisko. Druga zanimljiva osobina ovog metoda za praćenje Sunca je da su njegove performanse energetske iskoristivosti značajno bolje ljeti nego zimi, uz snagu koja je prilično konstantna tokom većeg dijela dana.

Sistem za rotaciju oko vertikalne ose, u poređenju sa drugim sistemima, rjeđe se primjenjuje u praksi. Kod ovog principa, nagib kolektora u odnosu na horizontalnu podlogu (kao i nagib N-S ose) je konstantan i jednak je zadatoj vrijednosti Σ , dok se praćenje Sunca vrši rotacijom nosećeg stuba od istoka ka zapadu tako da uvijek bude zadovoljeno $\phi_c = \phi_s$. Ugao incidencije u ovom slučaju možemo da odredimo pomoću jednostavne relacije:

$$\cos \theta = \sin(\beta + \Sigma) \quad (4.59)$$

Svi navedeni sistemi prate položaj Sunca u skladu sa astronomskim zakonitostima. Prema alternativnom pristupu, konstruišu se automatski sistemi za praćenje Sunca u zatvorenoj sprezi. Oni imaju senzore koji im, na osnovu mjerenja u realnom vremenu, dodatno pomažu kod postizanja maksimalne moguće snage.

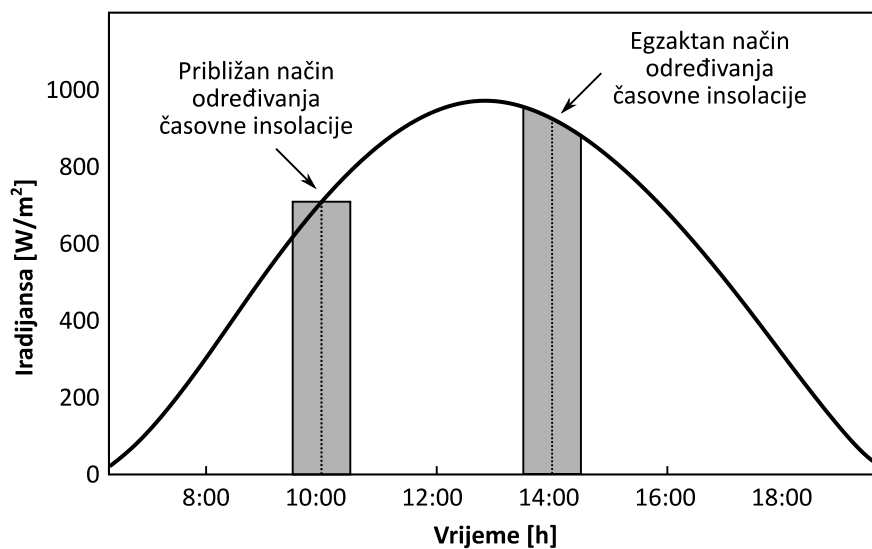
4.3 Računanje insolacije kolektora tokom vedrih dana

U prethodnim sekcijama riječ je bila o iradijansi – snazi zračenja izraženoj u W/m^2 koja u nekom trenutku dopijeva na proizvoljnu podlogu. Integracijom iradijance na određenom periodu izračunava se dozračena energija u Wh/m^2 – insolacija. U ovoj sekciji ćemo da razmotrimo pojam određivanja vrijednosti insolacije pod pretpostavkom da su dani u potpunosti vedri. Vrijednost insolacije moguće je odrediti na egzaktan ili približan način. Egzaktan način podrazumijeva da se insolacija, tokom zadatog perioda od t_1 do t_2 , određuje kao integral iradijance prema definicionoj formuli:

$$I_C = \int_{t_1}^{t_2} G_C dt \quad (4.60)$$

Približni načini su bazirani na upotrebi nekog od metoda numeričke integracije. Kvadraturnim pravilom, na primjer, insolacija se izračunava tako što se iradijansa zabilježena na sredini posmatranog intervala pomnoži sa dužinom njegovog trajanja. Ilustracija egzaktnog i približnog načina za određivanje časovne vrijednosti insolacije prikazana je na slici 4.10.

Ekperimentisanjem pomoću približnog metoda integracije sa časovnom rezolucijom i uz pretpostavku da su svi dani apsolutno vedri, moguće je steći prvi uvid u problematiku uticaja orijentacije na raspoloživu insolaciju kolektora. Ovim metodom biće izvršeno poređenje sistema fiksne orijentacije kolektora sa sistemima koji prate položaj Sunca po dvije ose ili po jednoj osi prema polarnom principu. U svim slučajevima u obzir se uzima direktna i difuzna komponenta zračenja, dok je reflektovana zanemarena. Iradijansa na časovnom nivou za kolektore fiksne orijentacije određuje se po formuli (4.38), za sistem sa praćenjem po obje ose po formulama (4.39)–(4.40), a za sistem sa praćenjem po jednoj osi po formulama (4.50)–(4.51). Primjer rezultata za prvi dan ljeta prikazan je u tabeli 4.7, a za prvi dan zime u tabeli 4.8.

**SLIKA 4.10**

Računanje časovne insolacije na osnovu iradijanse

TABELA 4.7

Insolacija za vedar dan 21. jun lokacije na 45° geografske širine [18]

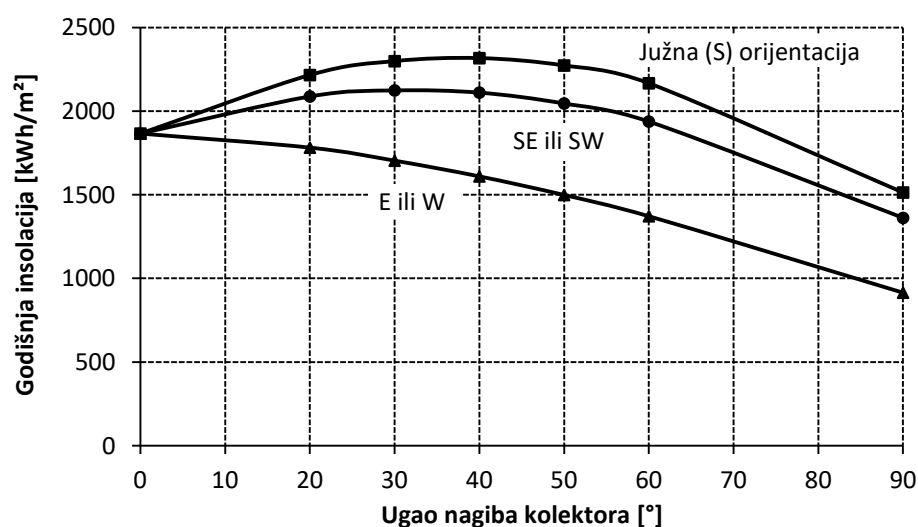
Solarni čas	Praćenje po		Fiksni ugao nagiba						
	2 ose	1 osi	0°	20°	30°	40°	50°	60°	90°
6 i 18	508	565	216	155	118	79	57	52	35
7 i 17	677	751	399	351	313	266	213	155	46
8 i 16	772	854	570	550	517	470	410	339	84
9 i 15	830	916	717	727	701	656	592	512	200
10 i 14	868	954	830	864	845	802	736	649	295
11 i 13	889	975	900	952	937	895	828	737	356
12	896	981	924	981	968	927	859	768	377
Wh/dan	9984	11011	8188	8179	7830	7263	6531	5656	2409

TABELA 4.8

Insolacija za vedar dan 21. decembar lokacije na 45° geografske širine [18]

Solarni čas	Praćenje po		Fiksni ugao nagiba						
	2 ose	1 osi	0°	20°	30°	40°	50°	60°	90°
7 i 17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8 i 16	45	48	5	14	18	22	25	27	30
9 i 15	536	576	131	265	322	369	406	431	429
10 i 14	720	774	252	453	536	603	652	682	651
11 i 13	792	852	330	566	661	737	791	822	768
12	812	874	357	604	703	782	837	868	806
Wh/dan	4998	5374	1793	3200	3777	4244	4585	4792	4562

Vrijednost dnevne insolacije mijenja se iz dana u dan, ali je zanimljiva činjenica da ukupna insolacija na godišnjem nivou ne zavisi u velikoj mjeri od orijentacije kolektora. Tome u prilog govori dijagram prikazan na slici 4.11.



SLIKA 4.11

Poređenje godišnje insolacije za različite azimutalne orijentacije ϕ_c i uglove nagiba kolektora Σ , uz pretpostavku da su svi dani vedri, na geografskoj širini od 45°

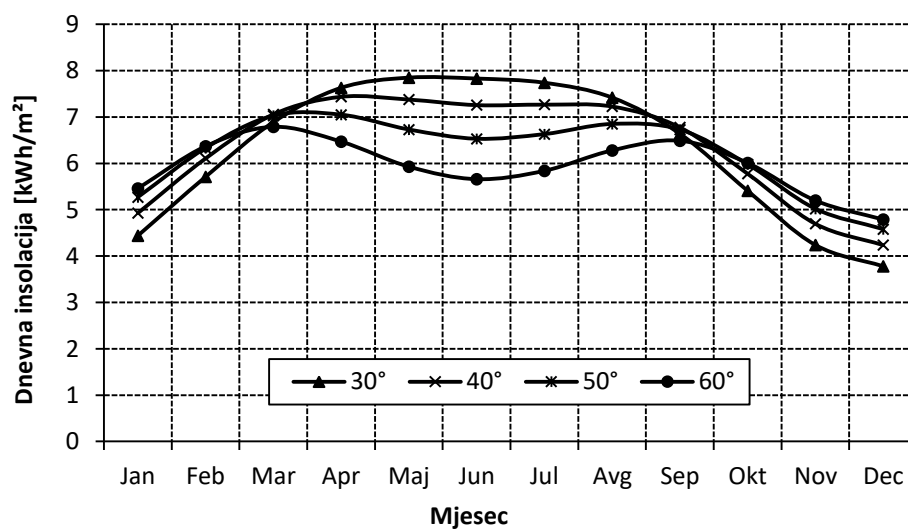
Najviša vrijednost raspoložive insolacije javlja se kod kolektora koji su azimutalno orijentisani prema jugu. Povrh toga, uočava se da je odgovarajuća kriva

godišnje insolacije skoro pa ravna u širokom opsegu nagiba kolektora od 20° do 60° . Ni uticaj azimutalne orijentacije ne igra previše značajnu ulogu. Ukoliko bi se optimalna južna orijentacija zamijenila jugoistočnom ili jugozapadnom, koje podrazumijevaju rotaciju kolektora za čak 45° , na dijagramu se vidi da će smanjenje insolacije dostupne na godišnjem nivou biti manje od 10%.

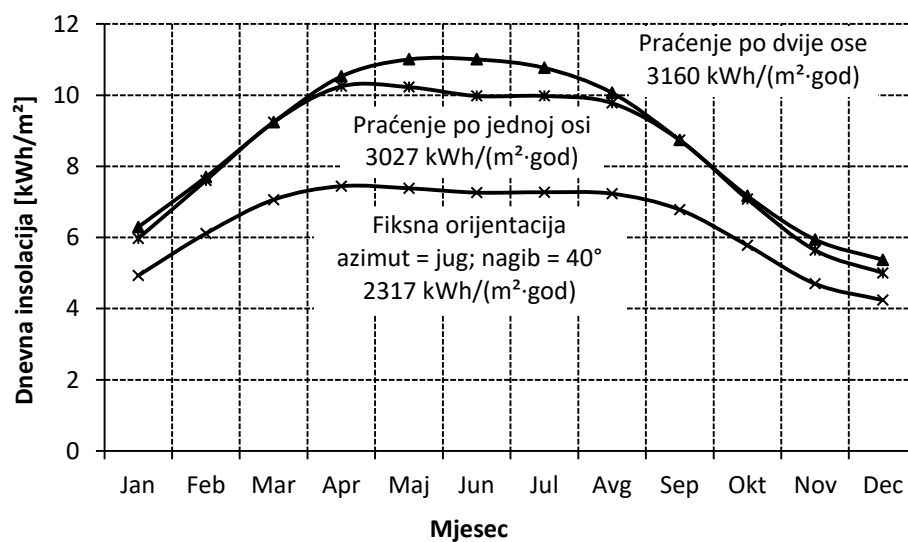
Posmatranje insolacije u formi godišnje sume primjereno je kod solarnih sistema koji su povezani sa elektroenergetskom mrežom. Kod takvih sistema nije presudno kakva je raspodjela proizvedene energije po pojedinim mjesecima, nego je za vlasnika dovoljno važno da brojilo na godišnjem nivou pokaže najveću moguću vrijednost. Energetska mreža je sposobna da izbalansira sve neravnomjernosti, tako što preuzima višak energije ljeti, a kompenzuje eventualni manjak zimi, ukoliko kod vlasnika sistema potrošnja prekorači vrijednost proizvodnje.

Kod samostalnih solarnih sistema, koji nisu povezani sa mrežom, situacija je ipak drugačija. Ukoliko se, na primjer, solarni sistem koristi za napajanje vikendice izgrađene na udaljenoj planinskoj lokaciji, neophodno je obezbijediti da proizvodnja po mjesecima bude što ravnomjernija, te da vjerovatnoća nestanka napajanja tokom kritičnih zimskih mjeseci bude što manja. Ovo je slučaj kada nagib kolektora itekako igra važnu ulogu. Na slici 4.12 prikazano je kako prosječna dnevna insolacija po mjesecima zavisi od ugla nagiba kolektora. Izborom malog ugla nagiba kolektora favorizuje se bolje iskorišćenje insolacije tokom ljeta, s obzirom na činjenicu da je u ljetnom periodu elevacioni ugao položaja Sunca veći nego tokom zime. Na primjeru nagiba od 30° vidi se da raspoloživa insolacija tokom prosječnog janskog dana ima praktično duplo veću vrijednost u odnosu na insolaciju koja se bilježi tokom prosječnog dana u decembru. Nasuprot tome, biranjem većeg nagibnog ugla kolektora povećava se insolacija tokom zimskih dana, a smanjuje tokom ljetnih. Iako se godišnji integral insolacije u određenoj mjeri smanjuje, dobija se ravnomjernija raspodjela po mjesecima, što mnogo više odgovara samostalnim sistemima.

Na slici 4.13 je prikazano poređenje performansi sistema fiksne orijentacije sa sistemima koji posjeduju mogućnost praćenja položaja Sunca. Očigledno se vidi da pomjeranje kolektora po obje ose donosi primjetno povećanje ukupno raspoložive insolacije. Kvantitativni doprinos na godišnjem nivou iznosi oko trećinu od vrijednosti ostvarljive kod fiksnog sistema. Na osnovu slike se takođe zaključuje da je polarni sistem za pomjeranje kolektora po jednoj osi veoma efikasan. Uprkos tome što je korišćenje rotacije po jednoj od osa u potpunosti izbjegnuto, i dalje je moguće prihvatiti oko 96% u odnosu na vrijednost insolacije dostupne kod sistema za dvoosno praćenje Sunca.

**SLIKA 4.12**

Poređenje dnevne insolacije po mjesecima za različite uglove nagiba kolektora Σ , uz pretpostavku da je po azimutu kolektor okrenut ka jugu, te su svi dani vedri

**SLIKA 4.13**

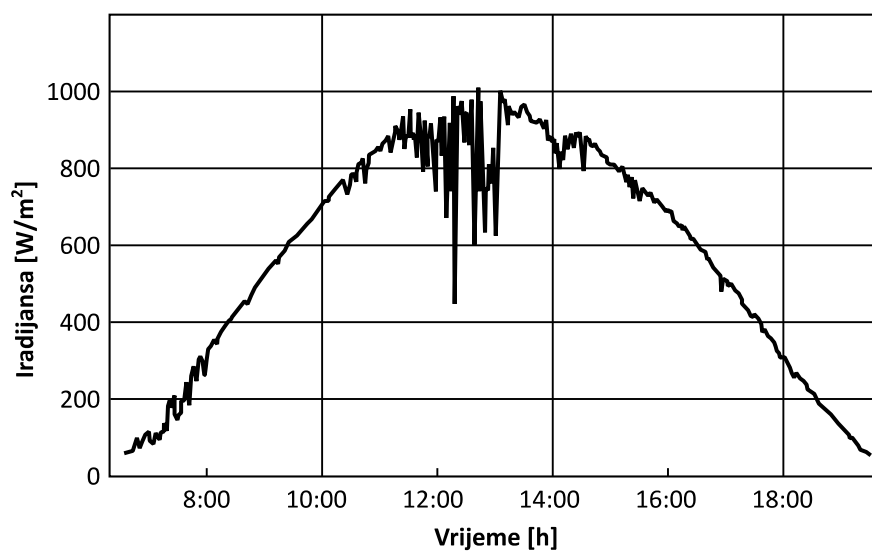
Poređenje dnevne insolacije po mjesecima u zavisnosti da li je položaj kolektora fiksna ili promjenljiv

4.4 Iradijansa i insolacija uz uvažavanje oblačnosti

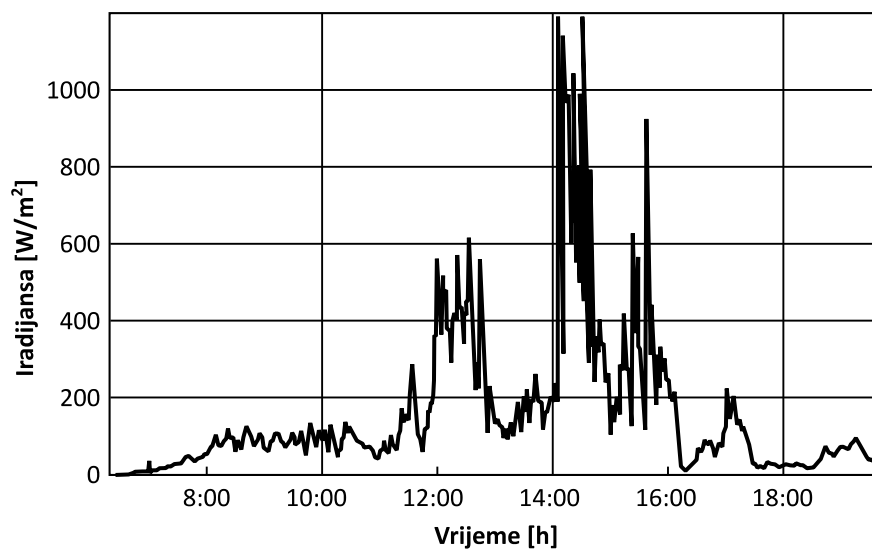
Određivanje iradijanse i insolacije tokom vedrih dana predstavlja samo jedan specijalan granični slučaj. U realnosti su mnogi dani manje ili više oblačni, što neizostavno treba biti uzeto u obzir kod modelovanja i proračuna. Planiranje energetskog potencijala solarnog sistema zasniva se na dugotrajnom mjerenju i statističkoj obradi podataka o zračenju Sunca na određenoj lokaciji. Najčešći i najlogičniji pristup je da se mjerenja obavljaju u odnosu na horizontalnu podlogu, a da se na osnovu takvih univerzalnih podataka, računskim metodama posredno izračunavaju vrijednosti za kolektore proizvoljne orijentacije. Primjeri dijagrama ukupne iradijanse na horizontalnu podlogu, izmjerene tokom pretežno vedrog i pretežno oblačnog dana, prikazani su na slikama 4.14 i 4.15, respektivno.

Na osnovu mjerene iradijanse, dalje se integracijom određuje insolacija na časovnom (I_H) i dnevnom nivou (H_H). Dugotrajnim mjerenjima formira se baza podataka i stvara se prostor za statističku obradu. Statistički je posebno važan podatak o prosječnoj dnevnoj insolaciji koji je usrednjen na nivou jednog mjeseca, koji se obilježava sa $\bar{H}_H$. Oznaka crtice iznad simbola promjenljive biće korišćena i kod drugih veličina čiji je prosjek određen na mjesečnom nivou. U mnogim bazama podataka vrijednost prosječne dnevne insolacije po pojedinačnim mjesecima predstavlja osnovni pokazatelj o solarnom potencijalu dostupnom na određenoj lokaciji. Vrijednosti za karakteristične gradove prikazani su u tabeli 4.9. U dodatku B, osim ovih podataka, pregledno su prezentovani i drugi korisni meteorološki i energetski pokazatelji za gradove u okruženju.

Mjesečne prosjeke koji su određeni za horizontalnu podlogu, potrebno je preračunati u prosjeke koji odgovaraju podlozi željene orijentacije. Prvi korak u tom postupku predstavlja razdvajanje globalne insolacije na direktnu i difuznu komponentu. Izdvojene komponente koje odgovaraju horizontalnoj podlozi preslikavaju se u ravan proizvoljnog nagiba po uzoru na ideje prezentovane u sekciji 0, s tim da je iradijansu potrebno integraliti da se pronađe vrijednost insolacije. Veličina koja je od presudne važnosti za provođenje navedene transformacije naziva se indeks vedrine. Ovom pokazatelju posvećujemo narednu sekciju.

**SLIKA 4.14**

Iradijansa horizontalne podloge izmjerena tokom pretežno vedrog dana [35]

**SLIKA 4.15**

Iradijansa horizontalne podloge izmjerena tokom pretežno oblačnog dana [35]

TABELA 4.9

Vrijednosti prosječne dnevne insolacije u kWh/m² usrednjene na mjesečnom nivou za gradove u okruženju, prema bazi PVGIS-CMSAF

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec
BL	1,13	1,69	2,98	4,37	5,03	5,83	6,26	5,55	3,67	2,34	1,50	1,05
BG	1,21	1,91	3,39	4,90	5,68	6,37	6,71	5,94	4,03	2,62	1,64	1,01
LJ	1,00	1,71	3,09	4,53	5,42	6,07	6,26	5,48	3,70	2,10	1,12	0,86
NI	1,28	2,05	3,42	4,87	5,55	6,57	7,00	6,23	4,27	2,72	1,74	1,15
NS	1,13	1,85	3,32	4,80	5,52	6,20	6,58	5,87	3,97	2,53	1,58	0,95
OS	1,11	1,79	3,29	4,97	5,68	6,33	6,55	5,84	3,93	2,50	1,49	0,93
PG	1,65	2,35	3,71	5,20	6,23	7,17	7,58	6,81	4,77	3,09	1,93	1,51
SA	1,27	1,85	3,01	4,40	5,06	6,03	6,45	5,81	3,93	2,50	1,59	1,11
SK	1,60	2,44	3,58	5,03	5,84	6,77	7,29	6,52	4,53	2,96	1,86	1,46
SP	1,56	2,39	3,71	5,20	6,26	7,00	7,42	6,55	4,67	2,99	1,74	1,43
TZ	1,15	1,77	3,11	4,57	5,16	5,93	6,35	5,68	3,80	2,39	1,52	1,02
ZG	1,04	1,75	3,14	4,70	5,52	6,27	6,32	5,65	3,70	2,27	1,26	0,89

4.4.1 Definicija indeksa vedrine

Indeks vedrine (eng. *clearness index*) u osnovi predstavlja odnos između realne insolacije na horizontalnu podlogu i insolacije koja bi na tu istu podlogu dospijevala u slučaju da atmosfera uopšte ne postoji. Definiše se na karakterističnim vremenskim intervalima.

Časovni indeks vedrine se određuje prema sljedećoj formuli

$$k_T = \frac{I_H}{I_{0H}} \quad (4.61)$$

gdje je sa I_H [kWh/m²] obilježena ukupna časovna insolacija na horizontalnu podlogu, a sa I_{0H} [kWh/m²] ukupna časovna insolacija na horizontalnu podlogu van atmosfere.

Dnevni indeks vedrine je definisan relacijom

$$K_T = \frac{H_H}{H_{0H}} \quad (4.62)$$

gdje je H_H [kWh/m²] ukupna dnevna insolacija na horizontalnu podlogu, a H_{0H} [kWh/m²] ukupna dnevna insolacija na horizontalnu podlogu van atmosfere.

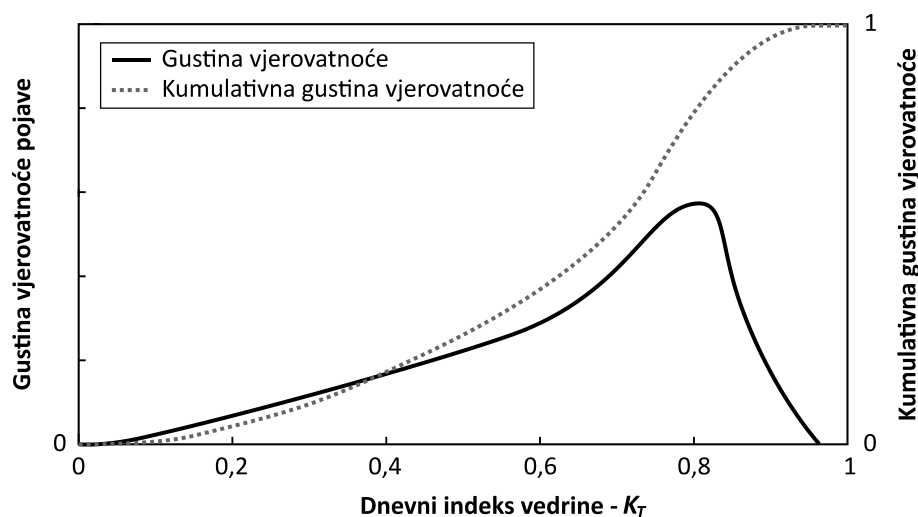
Mjesečni prosjek dnevnog indeksa vedrine se računa na sljedeći način

$$\bar{K}_T = \frac{\bar{H}_H}{\bar{H}_{0H}} \quad (4.63)$$

gdje $\bar{H}_H$ [kWh/m²] predstavlja mjesečni prosjek ukupne dnevne insolacije na horizontalnu podlogu, a $\bar{H}_{0H}$ [kWh/m²] mjesečni prosjek ukupne dnevne insolacije na horizontalnu podlogu van atmosfere.

Treba primijetiti da veličine I_H , H_H i $\bar{H}_H$ predstavljaju vrijednosti insolacije horizontalne podloge koje su realno izmjerene pomoću odgovarajućih instrumenata, dok se I_{0H} , H_{0H} i $\bar{H}_{0H}$ računaju na osnovu formula prezentovanih u sekciji 4.1.

Učestanost pojave pojedinih vrijednosti časovnog i dnevnog indeksa vedrine prikazuje se u formi funkcije raspodjele gustine vjerovatnoće (histograma), odnosno kumulativne funkcije raspodjele gustine vjerovatnoće (kumulativnog histograma). Primjeri histograma dnevnog indeksa vedrine prikazani su na slici 4.16.



SLIKA 4.16

Histogrami dnevnog indeksa vedrine

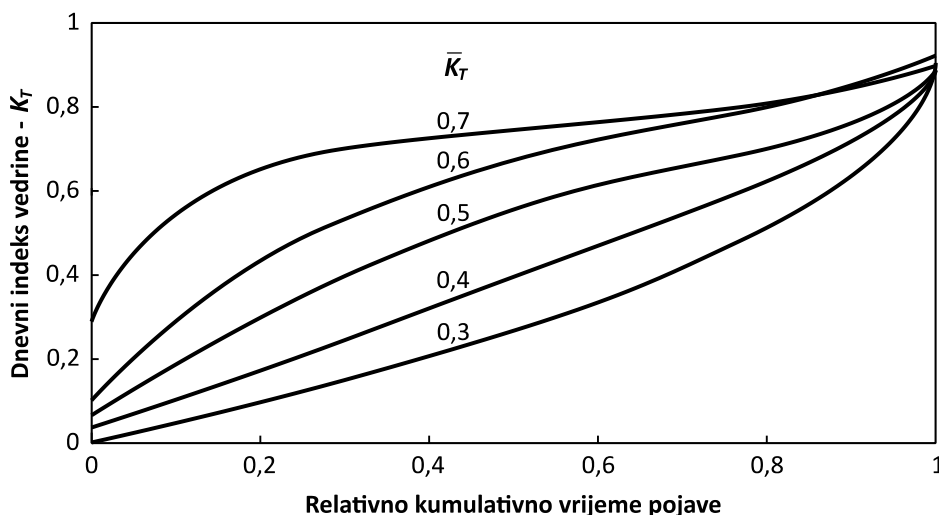
Liu i *Jordan* su pokazali da postoji veza između oblika histograma i prosječnog mjesečnog indeksa vedrine $\bar{K}_T$. Ukoliko je na nekoj lokaciji oblačnost izraženija, pa je prosječni indeks vedrine manji, maksimum histograma se pomjera ulijevo. U nekim slučajevima se pojavljuju i dva lokalna maksimuma, tako da raspodjela prerasta u bimodalnu. Oblik kumulativnog histograma, za određenu vrijednost prosječnog indeksa vedrine, ima znatno predvidljiviji oblik koji ne zavisi mnogo od geografske lokacije, što je ilustrovano generalizovanim krivima sa slike 4.17.

Mjesečni prosjeci dnevnog indeksa vedrine $\bar{K}_T$ za karakteristične gradove u okruženju prikazani su u tabeli 4.10.

TABELA 4.10

Vrijednosti dnevnih indeksa vedrine usrednjenih na mjesečnom nivou za gradove u okruženju, prema bazi PVGIS–CMSAF

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec
BL	0,33	0,35	0,43	0,47	0,46	0,50	0,56	0,57	0,49	0,44	0,42	0,35
BG	0,35	0,40	0,49	0,53	0,52	0,55	0,60	0,61	0,53	0,50	0,46	0,34
LJ	0,31	0,37	0,46	0,50	0,50	0,52	0,56	0,57	0,50	0,42	0,33	0,31
NI	0,35	0,41	0,48	0,52	0,51	0,57	0,62	0,63	0,55	0,50	0,45	0,36
NS	0,34	0,39	0,49	0,52	0,51	0,54	0,59	0,61	0,53	0,49	0,45	0,33
OS	0,34	0,38	0,48	0,54	0,52	0,55	0,59	0,60	0,53	0,49	0,43	0,33
PG	0,43	0,45	0,51	0,55	0,57	0,62	0,68	0,69	0,61	0,55	0,48	0,45
SA	0,36	0,37	0,43	0,47	0,46	0,52	0,58	0,59	0,51	0,46	0,42	0,36
SK	0,41	0,46	0,49	0,53	0,53	0,58	0,65	0,66	0,57	0,52	0,46	0,42
SP	0,43	0,48	0,52	0,56	0,57	0,60	0,66	0,67	0,61	0,55	0,46	0,45
TZ	0,33	0,37	0,45	0,49	0,47	0,51	0,57	0,58	0,50	0,45	0,42	0,34
ZG	0,32	0,38	0,46	0,51	0,51	0,54	0,57	0,58	0,50	0,45	0,37	0,32

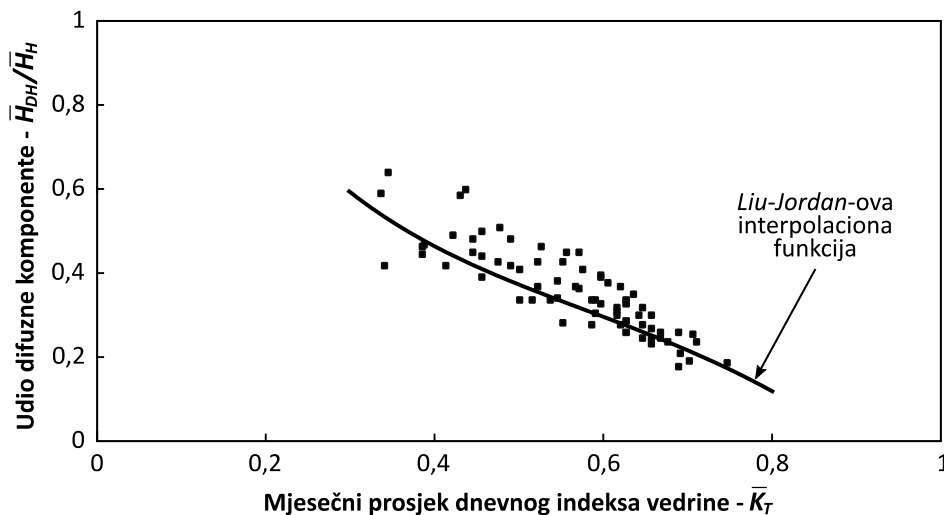


SLIKA 4.17

Generalizovana raspodjela dana po indeksu K_T u zavisnosti od mjesečnog prosjeka

4.4.2 Veza indeksa vedrine i difuzne komponente insolacije

Indeks vedrine je posebno koristan kod razdvajanja vrijednosti globalne insolacije horizontalne podloge na direktnu i difuznu komponentu. Metod dekompozicije je baziran na činjenici da postoji čvrsta veza između indeksa vedrine i difuzne komponente insolacije. Kada je potpuno oblačno, pa je indeks vedrine jednak nula, udio difuzne komponente u ukupnoj insolaciji je 100%, jer direktna komponenta ne može da prođe kroz oblake. S druge strane, kada je potpuno vedro i indeks vedrine ima najveću moguću vrijednost, udio difuzne komponente je minimalan. Navedenu negativnu korelaciju, nakon mjerenja i obrade rezultata, pokušali su matematički da opišu mnogi naučnici. Preciznost korelacionih formula je veća, što je duži period na kojem se insolacija usrednjava. Princip određivanja korelacije usrednjavanjem na mjesečnom nivou ilustrovan je dijagramom na slici 4.18. Na apscisi je prikazan dnevni indeks vedrine uprosječen na mjesečnom nivou, koji je definisan formulom (4.63). Na ordinati je prikazan relativni udio difuzne komponente u globalnoj insolaciji horizontalne podloge $\bar{H}_{DH}/\bar{H}_H$. Primjećuje se da, usljed usrednjavanja, realni indeks vedrine ulazi u uzani opseg od 0,3 do 0,8.

**SLIKA 4.18**

Veza između difuzne komponente insolacije i indeksa vedrine kada se usrednjava-
nje vrši na mjesečnom nivou

Pioniri u određivanju korelacije između udjela difuzne komponente i indeksa vedrine su *Liu* i *Jordan* koji su predložili ovakvu interpolacionu formulu [30]:

$$\frac{\bar{H}_{DH}}{\bar{H}_H} = 1,390 - 4,027\bar{K}_T + 5,531\bar{K}_T^2 - 3,108\bar{K}_T^3 \quad (4.64)$$

Potom su *Collares-Pereira* i *Rabl* primijetili da postoji uticaj sezone, kojeg je moguće uvažiti na sljedeći način [32]:

$$\begin{aligned} \frac{\bar{H}_{DH}}{\bar{H}_H} = & 0,775 + 0,00653(\omega_{IS} - 90^\circ) \\ & - [0,505 + 0,00455(\omega_{IS} - 90^\circ)\cos(115\bar{K}_T - 103^\circ)] \end{aligned} \quad (4.65)$$

gdje je ω_{IS} satni ugao izlaska Sunca za prosječni dan navedenog mjeseca, koji se određuje po formuli (3.15).

Erbs i saradnici su u svom istraživanju takođe predložili da se u obzir uzme uticaj sezone i to na sljedeći način [33]:

za $\omega_{IS} \leq 81,4^\circ$ i $0,3 \leq \bar{K}_T \leq 0,8$ koristi se korelacioni izraz

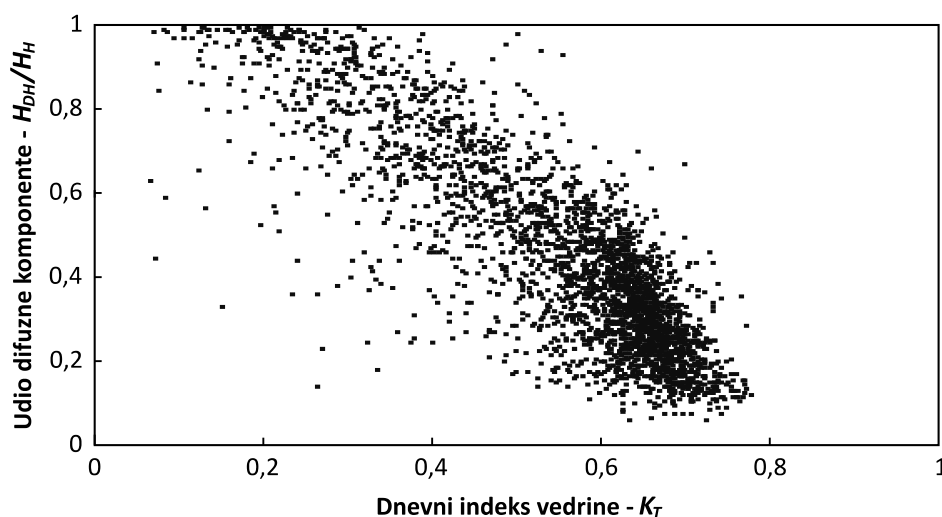
$$\frac{\bar{H}_{DH}}{\bar{H}_H} = 1,391 - 3,560\bar{K}_T + 4,189\bar{K}_T^2 - 2,137\bar{K}_T^3 \quad (4.66)$$

a za $\omega_{IS} > 81,4^\circ$ i $0,3 \leq \bar{K}_T \leq 0,8$ izraz

$$\frac{\bar{H}_{DH}}{\bar{H}_H} = 1,311 - 3,022\bar{K}_T + 3,427\bar{K}_T^2 - 1,821\bar{K}_T^3 \quad (4.67)$$

Navedeni načini određivanja korelacionih funkcija spadaju u klasične i kao takvi pominju se u mnogim udžbenicima. Osim njih postoje i razni drugi pokušaji modelovanja, ali nema ni smisla ni potrebe da ih ovdje sve prikazujemo.

Kako se sa prosječnog mjesečnog spušta na dnevni i časovni nivo, devijacija podataka oko srednje vrijednosti postaje znatno veća. To se može vidjeti sa slike 4.19 na kojoj je prikazan jedan primjer zavisnosti udjela difuzne komponente H_{DH}/H_H na dnevnom nivou u funkciji dnevnog indeksa vedrine K_T .



SLIKA 4.19

Veza difuzne komponente insolacije i indeksa vedrine na časovnom nivou

I u ovom slučaju moguće je predložiti različite interpolacione krive i zainteresovan čitalac može u literaturi da pronađe mnoge primjere. Pri tome, treba imati

u vidu da je tačnost takvih korelacionih modela, koji su urađeni bez usrednjavanja, ipak značajno manja. Kao ilustraciju navešćemo korelacionu formulu koju je sa saradnicima razvio *Argimiro De Miguel* [34]:

$$\frac{\bar{H}_{DH}}{\bar{H}_H} = \begin{cases} 0,952 & \text{za } K_T \leq 0,13 \\ 0,868 + 1,335K_T - 5,782K_T^2 + 3,721K_T^3 & \text{za } 0,13 < K_T \leq 0,8 \\ 0,141 & \text{za } K_T > 0,8 \end{cases} \quad (4.68)$$

Interpolacioni koeficijenti su određeni na osnovu mjerenja u 11 stanica u državama mediteranskog pojasa, tako da je formula posebno pogodna za primjenu u navedenom regionu.

Na kraju, treba reći da se kontinuirano istražuje takođe i na polju određivanja korelacije između difuzne komponente zračenja i indeksa vedrine na časovnom nivou. Kako nijedna od dosad predloženih formula ne pokazuje kvalitetnu preciznost za iole univerzalniju primjenu, nijedna od njih ovdje neće biti posebno istaknuta.

4.4.3 Određivanje insolacije na kolektoru proizvoljne orijentacije

Ranije je izloženo kako se na osnovu iradijanse horizontalne podloge određuju vrijednosti direktne, difuzne i reflektovane komponente iradijanse na kolektor proizvoljne orijentacije. Konačni izrazi po izotropskom principu su predstavljeni formulama (4.15), (4.20) i (4.35) koje ovdje ponavljamo

$$G_{BC} = G_{BH} \frac{\cos \theta}{\sin \beta} = R_B G_{BH}$$

$$G_{DC} = G_{DH} \left(\frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right)$$

$$G_{RC} = \rho (G_{BH} + G_{DH}) \left(\frac{1 - \cos \Sigma}{2} \right) = \rho G_H \left(\frac{1 - \cos \Sigma}{2} \right)$$

Da bismo na osnovu iradijanse dobili mjesečni prosjek dnevne insolacije potrebno je za obje strane jednačine potražiti integral na mjesečnom nivou i podijeliti ih sa brojem dana koliko ima razmatrani mjesec. Kod difuzne i reflektovane

komponente posao je znatno lakši zato što izrazi $(1 + \cos\Sigma)/2$ i $(1 - \cos\Sigma)/2$ ne zavise od vremena, tako da izrazi za prosječnu insolaciju imaju isti oblik kao i za trenutnu iradijansu:

$$\bar{H}_{DC} = \bar{H}_{DH} \left(\frac{1 + \cos\Sigma}{2} \right) \quad (4.69)$$

$$\bar{H}_{RC} = \rho \bar{H}_H \left(\frac{1 - \cos\Sigma}{2} \right) \quad (4.70)$$

Na osnovu dobijenih formula vidi se da se difuzna i reflektovana komponenta insolacije na proizvoljno orijentisanu podlogu može odrediti pomoću vrijednosti globalne insolacije na horizontalnu podlogu i njene difuzne komponente. Izračunavanje direktne komponente insolacije zahtijeva nešto složeniji postupak. Prva faza uključuje određivanje prosječne direktne insolacije na horizontalnu podlogu, koja se sprovodi tako što se difuzna komponenta odbije od ukupne insolacije:

$$\bar{H}_{BH} = \bar{H}_H - \bar{H}_{DH} \quad (4.71)$$

Druga faza predstavlja određivanje prosječne vrijednosti faktora nagiba R_B . *Liu* i *Jordan* su za rješavanje ovog zadatka predložili proceduru koja se zasniva na traženju prosječne dnevne vrijednosti kosinusa ugla incidencije θ i njegovim dijeljenjem sa prosječnom vrijednošću sinusa ugla elevacije Sunca β , tokom onih časova u danu kada je Sunce iznad horizonta. Navedenom procedurom, za kolektore koji su okrenuti ka jugu i u odnosu na podlogu postavljeni pod uglom Σ , prosječna vrijednost faktora nagiba za direktnu komponentu iskazuje se izrazom u zatvorenoj formi:

$$\bar{R}_B = \frac{\cos(L - \Sigma) \cos \delta \sin \omega'_{IS} + \omega'_{IS} \sin(L - \Sigma) \sin \delta}{\cos L \cos \delta \sin \omega_{IS} + \omega_{IS} \sin L \sin \delta} \quad (4.72)$$

pri čemu je ω_{IS} satni ugao izlaska Sunca (u radijanima) za prosječni dan navedenog mjeseca koji se određuje po formuli (3.15)

$$\omega_{IS} = \arccos(-\tan L \tan \delta)$$

dok je sa ω'_{IS} označen satni ugao pri kojem Sunce prvi put obasja prednju stranu kolektora ($\theta = 90^\circ$)

$$\omega'_{IS} = \min \left\{ \omega_{IS}, \arccos \left(-\tan(L - \Sigma) \tan \delta \right) \right\} \quad (4.73)$$

Prisjetimo se da se sa L označava geografska širina, sa Σ ugao nagiba kolektora, a sa δ deklinacioni ugao položaja Sunca.

Konačnu formulu za računanje dnevne insolacije na kolektor proizvoljne orijentacije, koja je usrednjena na mjesečnom nivou, pišemo u sljedećem obliku

$$\bar{H}_C = \bar{R}_B \bar{H}_H \left(1 - \frac{\bar{H}_{DH}}{\bar{H}_H} \right) + \bar{H}_{DH} \left(\frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right) + \rho \bar{H}_H \left(\frac{1 - \cos \Sigma}{2} \right) \quad (4.74)$$

PRIMJER 4.7

Prosječna insolacija na kolektoru zadatog nagiba

Prosječna dnevna insolacija horizontalne podloge usrednjena na nivou mjeseca jula za grad Podgoricu ($L = 42,43^\circ$ N) iznosi $7,58 \text{ kWh/m}^2$. Procijeniti kolika vrijednost insolacije se ostvaruje na kolektoru koji je po azimutu okrenut ka jugu i u odnosu na podlogu nagnut pod uglom od 35° . Smatrati da koeficijent refleksije podloge ima vrijednost 0,2.

Rješenje

Iz tabele 4.2 se čita da je za mjesec juli reprezentativan osamnaesti dan u mjesecu ($n = 199$). Ugao deklinacije Sunca za taj dan iznosi

$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (199 - 81) \right] = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (199 - 81) \right] = -21,00^\circ,$$

a satni ugao u trenutku izlaska Sunca

$$\omega_{IS} = \arccos \left(-\tan L \tan \delta \right) = \arccos \left[-\tan(42,49^\circ) \tan(-21^\circ) \right] = 86,07^\circ.$$

Iz iste tabele interpolacijom dobijamo da vanzemaljska insolacija horizontalne podloge za prosječan julski dan ima vrijednost

$$\bar{H}_0 = 11,22 \text{ kWh/m}^2,$$

što znači da odgovarajući indeks vedrine iznosi

$$\bar{k}_T = \frac{\bar{H}_H}{\bar{H}_0} = \frac{7,58}{11,22} = 0,676.$$

Udio difuzne komponente prema Liu-Jordan-ovoj korelacionoj formuli je

$$\frac{\bar{H}_{DH}}{\bar{H}_H} = 1,390 - 4,027\bar{K}_T + 5,531\bar{K}_T^2 - 3,108\bar{K}_T^3$$

$$= 1,390 - 4,027 \cdot 0,676 + 5,531 \cdot 0,676^2 - 3,108 \cdot 0,676^3 = 0,235$$

tako da difuzna komponenta ima vrijednost

$$\bar{H}_{DH} = 0,235 \cdot 7,58 = 1,78 \text{ kWh/m}^2 \text{ dnevno.}$$

Difuzna komponenta na kolektor se dobija po formuli (4.69)

$$\bar{H}_{DC} = \bar{H}_{DH} \left(\frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right) = 1,78 \left(\frac{1 + \cos 35^\circ}{2} \right) = 1,62 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2},$$

a reflektovana po formuli (4.70)

$$\bar{H}_{RC} = \rho \bar{H}_H \left(\frac{1 - \cos \Sigma}{2} \right) = 0,2 \cdot 7,58 \cdot \left(\frac{1 - \cos 30^\circ}{2} \right) = 0,10 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}.$$

Direktna komponenta insolacije na horizontalnu podlogu iznosi

$$\bar{H}_{BH} = \bar{H}_H - \bar{H}_{DH} = 7,58 - 1,78 = 5,80 \text{ kWh/m}^2.$$

Satni ugao izlaska Sunca za reprezentativni datum 18. juli je

$$\omega_{IS} = \arccos(-\tan L \tan \delta) = \arccos(-\tan 42,43^\circ \tan 21^\circ) \\ = 110,54^\circ = 1,93 \text{ rad},$$

dok se satni ugao izlaska Sunca na kolektor računa po formuli (4.73)

$$\omega'_{IS} = \min \{ \omega_{IS}, \arccos(-\tan(L - \Sigma) \tan \delta) \} \\ = \min \{ 110,54^\circ, \arccos(-\tan(42,43^\circ - 35^\circ) \tan 21^\circ) \} \\ = \min \{ 110,54^\circ, 92,87^\circ \} = 92,87^\circ = 1,62 \text{ rad}.$$

Korišćenjem formule (4.72) izračunava se usrednjeni faktor nagiba za direktnu komponentu insolacije

$$\bar{R}_B = \frac{\cos(L - \Sigma) \cos \delta \sin \omega'_{IS} + \omega'_{IS} \sin(L - \Sigma) \sin \delta}{\cos L \cos \delta \sin \omega_{IS} + \omega_{IS} \sin L \sin \delta} \\ = \frac{\cos(42,43^\circ - 35^\circ) \cos 21^\circ \sin 110,54^\circ + 1,93 \sin(42,43^\circ - 35^\circ) \sin 21^\circ}{\cos 42,43^\circ \cos 21^\circ \sin 92,87^\circ + 1,62 \sin 42,43^\circ \sin 21^\circ} \\ = 0,886.$$

Konačno se izračunava direktna komponenta insolacije koja dopijeva na kolektor

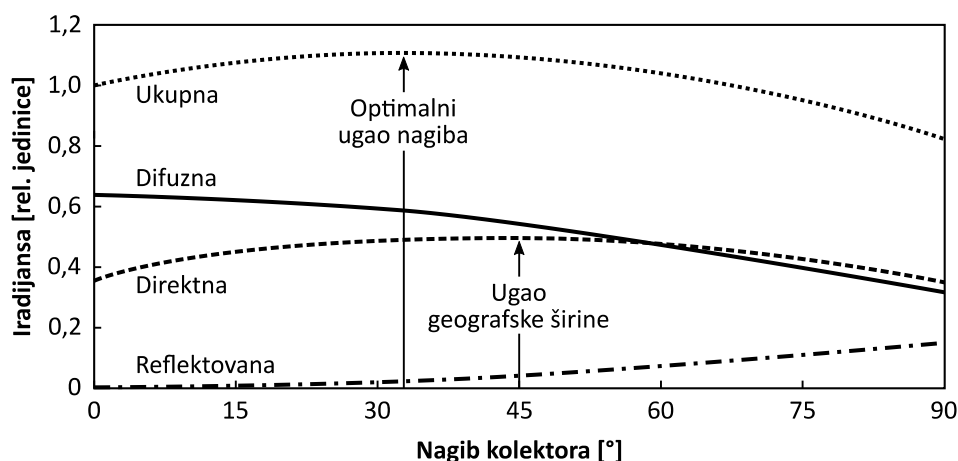
$$\bar{H}_{BC} = \bar{R}_B \bar{H}_{BH} = 0,886 \cdot 5,80 = 5,14 \text{ kWh/m}^2.$$

Ukupna insolacija kolektora iznosi

$$\bar{H}_C = \bar{H}_{BC} + \bar{H}_{DC} + \bar{H}_{RC} = 5,14 + 1,62 + 0,10 = 6,86 \text{ kWh/m}^2. \blacksquare$$

4.4.4 Optimalni nagib kolektora u prisustvu oblačnosti

Kada bi se posmatrala samo direktna komponenta zračenja Sunca, optimalni ugao nagiba kolektora jednostavno bi bio određen kao ugao geografske širine lokacije na kojoj je sistem instaliran. Što je god prisustvo oblačnosti veće, udio direktne komponente se smanjuje, a jača uticaj difuzne komponente. Za difuznu komponentu zračenja kolektor je optimalno postaviti u horizontalni položaj, jer se na taj način prikuplja sva raspoloživa difuzna iradijansa. Podizanjem nagiba kolektora, dio difuzne iradijanse se gubi. Nasuprot tome, reflektovana komponenta zračenja najbolje se prihvata kada je nagib kolektora jednak 90° , a opada kako se kolektor spušta. Ipak, treba imati u vidu da je zbog relativno male vrijednosti uticaj reflektovane komponente od najmanjeg značaja. Sumiranjem direktne, difuzne i reflektovane komponente zračenja, za različite nagibe kolektora, moguće je nacrtati dijagram zavisnosti i odrediti optimalni ugao. Logika razmišljanja je ilustrovana na slici 4.20.



SLIKA 4.20

Logika određivanja optimalnog nagiba kolektora u prisustvu oblačnosti

Iako je u igri dosta uticajnih faktora, može se formirati generalni zaključak da se za optimalni nagib kolektora uzima ugao geografske širine koji je umanjen za 10–30%. Procenat umanjenja je veći što je na razmatranoj lokaciji oblačnost izraženija. U tabeli 4.11 prikazane su vrijednosti optimalnog nagiba kolektora za karakteristične gradove u okruženju, koje su dobijene pomoću kalkulatora PVGIS.

TABELA 4.11

Optimalni nagibi kolektora za gradove u okruženju, prema bazi PVGIS–CMSAF

Grad	Geografska širina	Optimalni nagib
Banja Luka	44,7722° N	34°
Beograd	44,7866° N	34°
Ljubljana	46,0569° N	33°
Niš	43,3209° N	34°
Novi Sad	45,2671° N	35°
Osijek	45,5550° N	35°
Podgorica	42,4304° N	35°
Sarajevo	43,8563° N	33°
Skoplje	41,9973° N	33°
Split	43,5081° N	36°
Tuzla	44,5375° N	33°
Zagreb	45,8150° N	34°

4.5 Mjerenje i statistička obilježja Sunčevog zračenja

Proračune koji su predstavljeni u prethodnim sekcijama ne bi bilo moguće sprovesti bez ulaznih podataka dobijenih dugotrajnim mjerenjima i statističkom obradom. Način mjerenja i tražene klase tačnosti instrumenata su standardizovane da bi prikupljeni podaci bili validni i uporedivi. Aktuelni standard za klasifikaciju i specifikaciju uređaja za mjerenje Sunčevog zračenja koji se primjenjuje na međunarodnom nivou je ISO 9060:1990. Uobičajeni set mjerenih veličina čine ukupna iradijansa na horizontalnu podlogu (G_H), direktna komponenta iradijanse na normalnu podlogu (G_B) i difuzna komponenta iradijanse na horizontalnu podlogu (G_{DH}). Na osnovu navedenih veličina, izračunavaju se vrijednosti ostalih promjenljivih koje su potrebne. U statističku obradu podataka, između ostalog, spadaju određivanje prosječnih vrijednosti i vrijednosti standardne devijacije bitnih veličina, crtanje mapa solarnog potencijala i formiranje tipične meteorološke godine.

4.5.1 Uređaji za mjerenje

Piranometar je instrument pomoću koga se mjeri ukupna (globalna) iradijansa horizontalne podloge. Njime se registruje zračenje koje dopijeva iz svih pravaca hemisfere locirane iznad mjernog senzora (prostorni ugao 2π steradiana), čime su uključene, kako direktna, tako i difuzna komponenta zračenja. Danas se najčešće upotrebljavaju dva tipa piranometara, a suštinsku razliku predstavlja

tehnologija u kojoj je izrađen detektor (senzor) snage zračenja. Kvalitetniji, a samim tim i skuplji piranometri, imaju detektore zasnovane na termoelektričnom efektu. Osnova termoelektričnog senzora je *termopar*, veza dva metala različitih karakteristika na čijim se priključcima javlja napon proporcionalan njihovoj temperaturnoj razlici. Kako je navedeni napon mali, u praksi se on multiplicira formiranjem termobaterije od više termoparova povezanih redno. Jedan način za uspostavljanje temperaturne razlike, koja se mjeri termobaterijom, je upotreba kombinacije crnih prijemnih segmenata koji apsorbiraju Sunčevo zračenje i bijelih, koji ga reflektuju. U alternativnom pristupu mjeri se temperaturna razlika između jedinstvenog crnog prijemnika izloženog zračenju i unutrašnjosti kućišta instrumenta zaštićenog od uticaja Sunca.

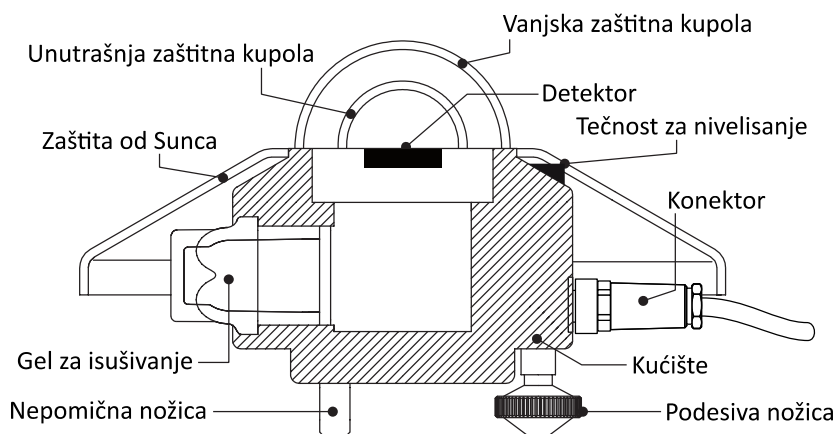
Primjer termobaterijskog piranometra sa crnim detektorom prikazan je na lijevoj fotografiji slike 4.21, dok su njegovi osnovni funkcionalni dijelovi označeni na slici 4.22. Zračenje se prima kroz dvije transparentne polusferne kupole montirane na gornjoj strani instrumenta. Kupole se izrađuju od stakla ili akrilne plastike, tako da što ravnomjernije propuštaju spektar zračenja od interesa (0,3 do 2,8 μm), a da prigušuju neželjeni infracrveni opseg. Skuplji i precizniji piranometri imaju zasebnu vanjsku i unutrašnju kupolu, a u jednostavnijim i jeftinijim varijantama zaštita se svodi na jednostruku. Kod instrumenta sa slike 4.22 unutrašnja kupola prevashodno služi za sprečavanje konvektivnog hlađenja detektora, koje bi inače dovodilo do povećanja greške mjerenja. Vanjska kupola dodatno pomaže kod termičke stabilizacije i uklanjanja nultog ofseta instrumenta, a takođe pruža i mehaničku zaštitu od nepovoljnih meteoroloških uslova (padavina, vjetrovi itd.). Termobaterija formirana od tipično 32 ili 64 termopara priključena je između crnog detektorskog diska izloženog Sunčevom zračenju i unutrašnje referentne tačke, čija je temperatura, zahvaljujući reflektujućem oklopu instrumenta, bliska temperaturi ambijenta. Unutrašnjost instrumenta mora biti zaštićena i od kondenzacije, koja bi se javljala usljed varijacije klimatskih uslova. Za isušivanje se koristi supstanca sa dobrim higroskopskim svojstvima, kao što je na primjer silikagel. Veoma je bitno da instrument bude postavljen tačno u horizontalnom položaju. Radi nivelisanja, na uređaj se pored nepomičnih montiraju i nožice podesive dužine. Obrtanjem vijaka podesivih nožica vrši se precizno dovođenje instrumenta u horizontalni položaj, što se verifikuje pozicijom mjehura tečnosti za nivelisanje, specijalno ugrađenom za ovu svrhu. Izlaz instrumenta je analogni naponski signal koji je funkcija mjerene iradijancije. Mjerni signal se odgovarajućim kablom vodi na sistem za memorisanje i obradu podataka. Uzimanje mjernih uzoraka se tipično vrši na nivou sekunde, dok se usrednjavanje odbiraka i pohranjivanje u memoriju obavlja na nivou minuta.

**SLIKA 4.21**

Piranometar: baziran na termobaterijskom detektoru (lijevo) i poluprovodničkom detektoru (desno) (reprodukovano sa dozvolom proizvođača Kipp & Zonen)

U drugoj varijanti piranometarski senzor je baziran na fotoelektričnom efektu. Primjer takvog instrumenta je prikazan na desnoj fotografiji slike 4.21. Sunčevo zračenje prihvata foto-dioda i, u zavisnosti od iradijancije, generiše odgovarajuću jačinu električne struje. Struja se vodi na kalibrisani otpornik čime se strujni mjerni signal konvertuje u naponski. Osnovni nedostatak fotoelektričnih piranometara, u poređenju sa termoparskim, je u tome što reaguju na uži spektar zračenja, a pored toga osjetljivost nije konstantna za sve talasne dužine zračenja. Manu, takođe, predstavlja i što osjetljivost varira sa promjenom temperature. Na primjer, instrument prikazan na slici 4.21 (desno) koristi silicijumsku foto-diodu kao senzor i reaguje na spektralni opseg od 0,4 do 1,1 μm . Osjetljivost se kreće od 60 do 100 $\mu\text{V}/(\text{W}/\text{m}^2)$, a nominalna temperaturna promjena iznosi 0,15%/°C. Kada se posmatra čitavi spektar, greška mjerenja, ipak, ulazi u interval $\pm 5\%$.

Svjetska meteorološka organizacija (WMO) i Međunarodna organizacija za standarde u aktuelnom standardu ISO 9060:1990 definišu tri klase piranometara. Najbolja klasa, koja je nazvana *sekundarni standard*, koristi se za precizna meteorološka mjerenja. Instrumenti *prve klase* koriste se za redovna meteorološka mjerenja, a *druge klase* za pogonska mjerenja, odnosno za praćenje rada fotonaponskih i solarno-termičkih sistema. Stroge standarde prvenstveno mogu da zadovolje piranometri izrađeni sa termobaterijskim detektorima. Poluprovodnički piranometri ne zadovoljavaju zahtjeve u pogledu spektralne osjetljivosti, ali zahvaljujući manjim dimenzijama, bržem odzivu i nižoj cijeni, takođe imaju primjenu u planiranju i eksploataciji fotonaponskih sistema.

**SLIKA 4.22**

Osnovni dijelovi piranometra (reprodukovano sa dozvolom proizvođača Kipp & Zonen)

Pirheliometar je instrument pomoću koga se mjeri samo direktna komponenta iradijanse. Očigledno je da se ovaj uređaj ne može postaviti u nepomični položaj, nego je neophodno koristiti mehanizam koji će mjerni senzor kontinuirano usmjeravati prema Sunčevom disku. Kao što se vidi na slici 4.23, pirheliometar posjeduje usmjerivačku cijev kojom se osigurava da na senzor dolazi zračenje samo iz uzane oblasti oko Sunca (ugao od 5 stepeni), a da je iz ostatka nebeske polusfere onemogućen prijem difuzne komponente zračenja. Mjerni senzor se nalazi na dnu cijevi, a realizovan je praktično na isti način kao i kod piranometra.

Kada je neophodno poznavati difuznu komponentu iradijanse horizontalne podloge, instalira se mjerni sistem koji ima, kako piranometar tako i pirheliometar, montiran na mehanizam za praćenje pozicije Sunca. Do vrijednosti difuzne komponente iradijanse dolazimo računski, tako što od globalne iradijanse koju izmjerimo piranometrom oduzmemo uticaj direktne komponente. To radimo na taj način da vrijednost direktne iradijanse mjerene pirheliometrom projektujemo na horizontalnu podlogu pomoću sinusa ugla elevacije Sunca β u posmatranom trenutku:

$$G_{DH} = G_H - G_B \sin \beta \quad (4.75)$$

**SLIKA 4.23**

Pirheliometar: kao samostalan instrument (lijevo) i montiran na uređaj za praćenje pozicije Sunca (desno)

(reprodukovano sa dozvolom proizvođača Kipp & Zonen)

U jeftinijoj varijanti moguće je difuznu komponentu iradijancije odrediti neposredno i to instrumentom koji nema pokretne dijelove. Riječ je o primjeni standardnog piranometra kojem je prigraden prsten za blokiranje direktne komponente zračenja, kao što je prikazano na slici 4.24. Da prsten ne postoji, piranometar bi registrovao sumu direktne i difuzne komponente zračenja. Prsten se pozicionira tako da, bez obzira na doba dana i položaj Sunca na nebu, njegova sjenka uvijek pada na detektor piranometra. Na taj način je prijem direktne komponente zračenja onemogućen, a senzor prihvata samo difuznu komponentu. Ovo će biti izvodljivo ukoliko je osa prstena paralelna osi Zemljine rotacije, što je ekvivalentno uslovu da ugao nagiba ravni prstena u odnosu na tlo bude jednak uglu geografske širine posmatrane lokacije. Pozitivno je što se navedeni nagib jednom podesi i više nikada se ne treba mijenjati. S druge strane, potrebno je povremeno korigovati dužinu šipki pomoću kojih je prsten pričvršćen. Tim postupkom se uvažava činjenica da putanja Sunca zavisi od dana u godini odnosno odgovarajućeg ugla deklinacije (za podsjećanje i bolje razumijevanje ilustrativna je slika 3.1). Logično je da će prsten, pored toga što blokira direktnu komponentu zračenja, zaustaviti i jedan manji procenat difuzne komponente. Da bi se greška određivanja difuzne iradijancije umanjila, koriste se korekzione formule koje proizvođači mjerne opreme navode u svojim katalozima.

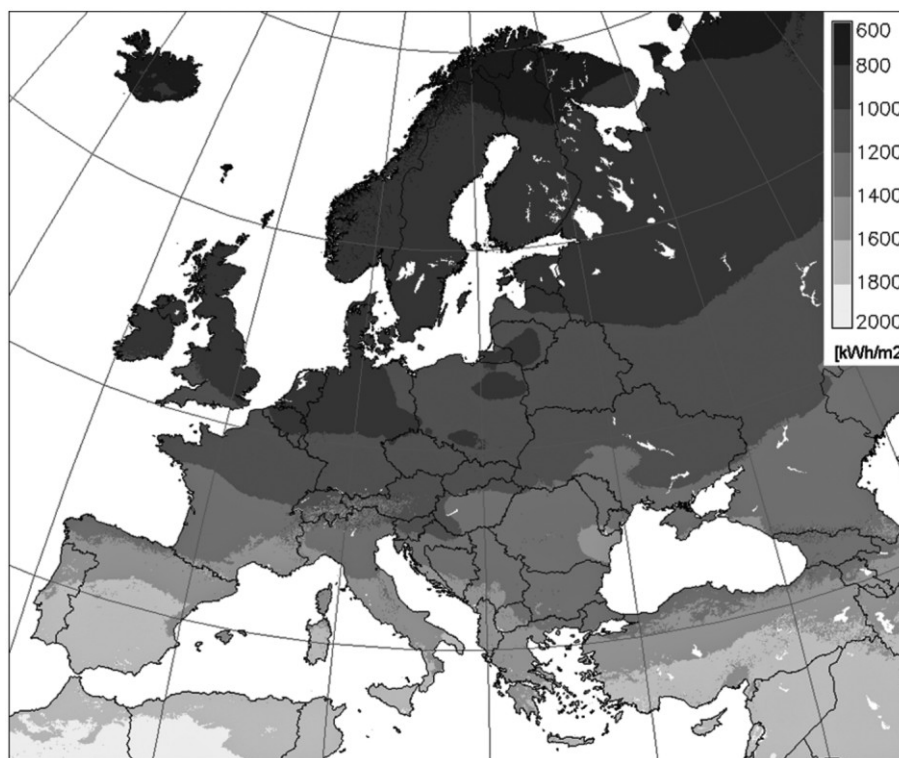
**SLIKA 4.24**

Piranometar sa prstenom koji blokira direktno zračenje (reprodukovano sa dozvolom proizvođača Kipp & Zonen)

Instrumenti koji su postavljeni horizontalno ili koji su pod nekim uglom usmjereni prema nebu, ne zahvataju zračenje koje se reflektuje od tla i od objekata na površini zemlje. Specijalno, kada se traži informacija o reflektovanoj komponenti zračenja, koriste se posebni uređaji za mjerenje koji se nazivaju *albedometri*. Takvi instrumenti su praktično piranometri montirani na dovoljnoj visini, kod kojih su senzor i zaštitne kupole, umjesto prema nebu, okrenuti prema zemlji.

4.5.2 Mape potencijala Sunčevog zračenja

Dugotrajnim mjerenjem iradijanse i njenim sumiranjem (integraljenjem) dolazi se do podataka o insolaciji. Karakteristični pokazatelji su npr. časovna, dnevna, mjesečna i godišnja insolacija. Da bi potencijalni korisnici stekli osnovni uvid u potencijal solarnog resursa u zavisnosti od lokacije, formiraju se mape potencijala Sunčevog zračenja. Primjer takve mape prikazan je na slici 4.25. Mapa je urađena za teritoriju Evrope, a kao mjerna veličina na njoj je prikazana prosječna godišnja insolacija na horizontalnu podlogu, koja je izražena u kWh/m². Na prvi pogled uočava se da južni dijelovi Evrope imaju više nego dvostruko veću insolaciju od teritorija na krajnjem sjeveru. Dok se insolacija u sjevernim dijelovima Norveške, Švedske i Finske kreće u intervalu od 600 do 800 kWh/m², na jugu Španije i Portugalije vrijednosti insolacije dostižu i do 1800 kWh/m².

**SLIKA 4.25**

Mapa godišnje insolacije horizontalne podloge za teritoriju Evrope [38]

Po uzoru na mapu solarnog potencijala Evrope, prave se i preciznije mape koje prikazuju podatke o insolaciji na nivou pojedinačnih država. Ovakve mape besplatno nude servisi kao što su PVGIS, Solargis, NREL itd. Jasno je da podatak o prosječnoj godišnjoj insolaciji predstavlja samo orijentacioni pokazatelj o podobnosti neke lokacije za eksploataciju solarnog resursa. Za preciznije i sigurnije energetske i ekonomske analize neophodni su detaljniji podaci.

4.5.3 Tipična meteorološka godina

Za primjene u kojima se traži kompromis između složenosti računskog modela i preciznosti dobijenih rezultata, razvijen je koncept tipične meteorološke godine (eng. *Typical Meteorological Year* – TMY). Tipična meteorološka godina predstavlja skup podataka, datih na nivou časa, o zračenju Sunca i pratećim meteorološkim veličinama koje utiču na solarne sisteme. Skup je formiran kao unija 12 pojedinačnih mjeseci koji su na osnovu višedecenijskih mjerenja prepoznati kao

reprezentativni i prosječni za posmatranu lokaciju. 8760 časovnih odbiraka tipične meteorološke godine, adekvatan su ulaz za determinističke simulacije solarnih sistema. Determinističkim simulacijama se kao rezultat dobijaju očekivane (prosječne) vrijednosti izlaznih veličina, dok se ekstremne vrijednosti, poput dugih perioda vedrog ili upečatljivo oblačnog vremena, u njima ne uvažavaju. Jedna od adekvatnih primjena TMY podataka je kod procjena očekivane proizvodnje fotonaponskih sistema na nivou cijelog životnog vijeka, koji normalno iznosi 20-30 godina. Iako postoje oscilacije u proizvodnji od godine do godine, one se međusobno poništavaju, te ukupna realno ostvarljiva proizvodnja bude približno jednaka umnošku broja godina i procjene određene korišćenjem podataka iz tipične meteorološke godine.

Prvobitni koncept tipične meteorološke godine razvila je američka Nacionalna laboratorija za obnovljivu energiju (eng. *National Renewable Energy Laboratory* – NREL), tokom osamdesetih godina prošlog vijeka, na osnovu mjerenja vršenih u periodu od 1952. do 1975. godine. TMY skup podataka sadrži informacije o ukupnoj iradijansi na horizontalnu podlogu, direktnoj iradijansi na normalnu podlogu, temperaturi ambijenta, relativnoj vlažnosti vazduha, te brzini i smjeru vjetra za svaki od 8760 časova u godini. Izvorni koncept je vremenom evoluirao tako što je proširivan set mjernih veličina i što su uključivane nove lokacije, a primjena se nije zadržala samo na teritoriji Sjedinjenih Američkih Država. Druga generacija tipične meteorološke godine, poznata pod skraćenicom TMY2, ozvaničena je 1995 godine. Skup veličina je znatno proširen, tako da TMY2 postaje kvalitetan set ulaznih podataka za evaluaciju performansi solarnih sistema i proračun energetskih bilansa u zgradarstvu. Uz podatke o iradijansi (vanzemaljskoj na horizontalnu podlogu, direktnoj na normalnu podlogu, difuznoj na horizontalnu podlogu itd.) dodate su informacije o direktnom, difuznom i globalnom osvjetljaju, koji se izražava u luksima. Značajno je proširen i skup meteoroloških veličina, kojem su dodati npr. količina padavina, visina snježnog pokrivača, vazdušni pritisak, oblačnost, tačka rosišta, vidljivost i slično. Sastavni dio predstavlja i podatak o izvoru informacija (da li je podatak dobijen mjerenjem, modelovanjem ili nedostaje), te o stepenu neizvjesnosti koji govori o pouzdanosti upotrebe prikazane vrijednosti određene veličine. Nakon desetak godina upotrebe TMY2, predstavljena je i treća verzija tipične meteorološke godine – TMY3. Stepenn promjene nije bio veliki i sveo se na prelazak na CSV format u datotekama za memorisanje podataka, te na male korekcije algoritma po kojem se biraju tipični mjeseci. Višestruko je povećan i broj lokacija za koje su podaci dostupni. Do informacija o tipičnim meteorološkim godinama za različite lokacije moguće je doći na internet stranici NREL-a, gdje takođe postoji i kalkulator *PVWatts*, pomoću kojeg se na osnovu navedenih

podataka vrši procjena proizvodnog potencijala fotonaponskih sistema. Sličnu bazu podataka (PVGIS) i odgovarajući javno dostupni kalkulator, posjeduje i laboratorija JRC (*Joint Research Centre*) Evropske komisije.

4.5.4 Vještačko generisanje podataka o Sunčevom zračenju

U realnim sistemima često nije dovoljno imati samo podatke o prosječnom ili tipičnom zračenju. Nekada je potrebno odrediti i ekstremne slučajeve, odnosno najbolje ili najgore rezultate koje bi postigao solarni sistem. Ovaj problem se posebno nameće prilikom određivanja proizvodnje samostalnog fotonaponskog sistema sa baterijom ili kod energetske analiza pasivnih zgrada koje su djelimično zaklonjene nekim preprekama. Kako su dugotrajne vremenske serije rijetko dostupne, traženi podaci se dobijaju pomoću stohastičkih simulacija. Vrijednosti insolacije se generišu vještački, prateći što je više moguće statističke osobine podataka koji su dostupni. Kao kompromis između preciznosti i trajanja proračuna najčešće se bira časovna rezolucija.

Jedan od danas najčešće korišćenih metoda razvili su *Aguiar* i *Collares-Pereira*. Navedeni metod u suštini ima sljedeće korake:

Korak 1: Inicijalizacija

Na početku se učitavaju ulazni podaci vezani za posmatranu lokaciju, kao što su geografske koordinate i mjesečni prosjeci indeksa vedrine.

Korak 2: Računanje dnevnih indeksa vedrine

Na osnovu mjesečnih indeksa vedrine metodom lanaca Markova generišu se vrijednosti po danima [41].

Korak 3: Računanje časovnih indeksa vedrine

Metodom autoregresije, vežući se samo za uticaj neposredno prethodnog časa, na osnovu dnevnih indeksa generišu se vrijednosti časovnih indeksa vedrine [42].

Korak 4: Računanje globalne iradijance na horizontalnu podlogu

Množenjem indeksa vedrine sa iradijansom iznad atmosfere na horizontalnu podlogu dobijaju se časovne vrijednosti ukupne iradijance na horizontalnu podlogu na Zemlji.

Korak 5: Razdvajanje ukupne iradijance na direktnu i difuznu komponentu

Primjenom korelacione formule, na osnovu indeksa vedrine, računa se procenat difuzne komponente u odnosu na globalnu. Ostatak predstavlja direktna komponenta.

Korak 6: Preračunavanje vrijednosti u ravan kolektora proizvoljnog nagiba

Na osnovu vrijednosti datih za horizontalnu podlogu, pomoću izotropskog ili nekog složenijeg modela, određuju se vrijednosti na podlogu traženog nagiba.

5

FOTONAPONSKA KONVERZIJA

Proces pretvaranja energije Sunčevog zračenja u električnu energiju zovemo *fotonaponska konverzija*. Ovakvo pretvaranje je elegantno i ima niz atraktivnih osobina. Prije svega, konverzija je direktna, što znači da nisu potrebni međukoraci u kojima se energija privremeno pretvara u neki drugi vid, kao što su na primjer toplotna ili hemijska energija. Pretvaranje se vrši bez obrtnih dijelova, bez buke i vibracija, a takođe nije praćeno emisijom štetnih gasova. Na osnovu termina na engleskom jeziku – *photovoltaic* – često se i kod nas za fotonaponsku tehnologiju koristi skraćenica PV, pa se tako govori o PV ćelijama, PV modulima, PV sistemima itd. Fotonaponski sistemi su modularni i njihova veličina može da varira od reda milivata, što je dovoljno za napajanje džepnog kalkulatora, do reda gigavata, veoma visokog praga instalisane snage koji je dostignut kod nekoliko najvećih fotonaponskih elektrana današnjice. Osnovna gradivna jedinica je *fotonaponska ćelija*, struktura načinjena od poluprovodničkog materijala, najčešće silicijuma. Rednim i paralelnim vezivanjem pojedinačnih PV ćelija formira se proizvodni sistem željene snage. Ovo poglavlje počinje kratkim osvrtom na istorijski razvoj fotonaponske tehnologije. Potom govorimo o fizičkim osobinama poluprovodnika koje su osnova za realizaciju fotonaponske ćelije. Za realne PV ćelije, izvodimo matematičke modele i razmatramo električne karakteristike.

5.1 Istorijski razvoj fotonaponske tehnologije

Na vremenskoj osi razvoja fotonaponske tehnologije kao prva tačka uobičajeno se postavlja 1839. godina i eksperiment kojeg je sproveo *Edmond Becquerel*. Devetnaestogodišnji fizičar je tada ustanovio da se između ploča od platine ili zlata, kada se urone u određene tipove rastvora i izlože međusobno različitom intenzitetu zračenja svjetlosti, pojavljuje električni napon. Desetak godina nakon *Bequerel*-ovog otkrića prvi put je upotrijebljen termin *fotonaponski efekat*. Termin je skovao *Alfred Smee*, engleski hirurg, metalurg i istraživač u oblasti elektrotehnike, upotrijebivši ga u svojoj knjizi *Elements of Electro-biology*.

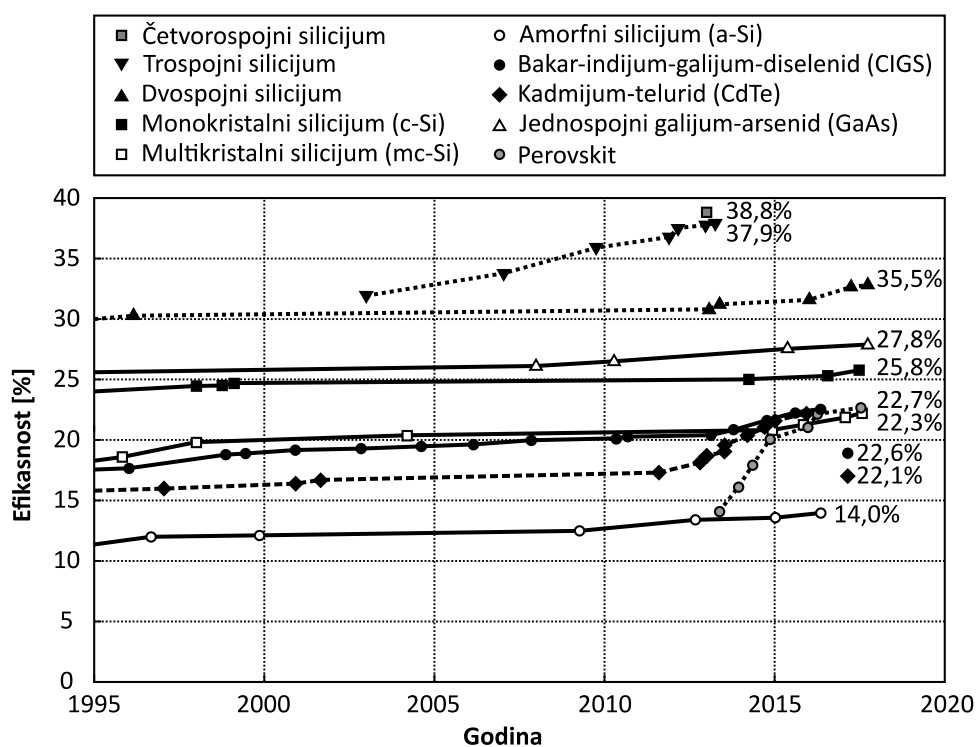
Fotonaponski efekat u materijalu koji se nalazi u čvrstom agregatnom stanju demonstrirali su engleski profesor *William Grylls Adams* i njegov student *Richard Evans Day* 1876. godine. Oni su testirali kako svjetlost utiče na poluprovodnički element selen. Na tom tragu, *Charles Edgar Fritts* je 1883. godine u Njujorku realizovao prvu solarnu ćeliju od čvrstog materijala. Njegova solarna ćelija je takođe bila načinjena od selen, presvučenog transparentnim slojem zlata, u ulozi priključnog kontakta. Efikasnost prvobitne solarne ćelije iznosila je svega oko 1%, a visoke cijene selen i zlata onemogućavale su njenu komercijalnu upotrebu.

Dotadašnja otkrića teorijski je opisao *Albert Einstein* u radu publikovanom 1905. godine. Suština *Einstein*-ove teorije je u činjenici da energija zračenja dolazi u diskretnim porcijama (kvantima) i to tako da su kvanti energije veći ako je talasna dužina zračenja manja. Ukoliko je kvant energije dovoljno veliki, on može da izazove oslobađanje elektrona u odgovarajućem materijalu, a ako se slobodni elektroni usmjere električnim poljem, dolazi do toka električne struje. Kasnije su kvanti energije nazvani fotonima, a *Einstein* je za objašnjenje fotoelektričnog efekta dobio *Nobel*-ovu nagradu za fiziku 1921. godine. Uprkos razjašnjenim teorijskim temeljima, u narednih pedesetak godina efikasnost praktično realizovanih fotonaponskih ćelija nije znatnije prevazišla 1%.

Prva moderna silicijumska fotonaponska ćelija napravljena je u *Bell*-ovim laboratorijama u *New Jersey*-ju 1954. godine. Ćelija zasnovana na silicijumskom *p-n* spoju, dostizala je efikasnost od 6%. Enormna cijena od reda 300 \$ po vatu vršne snage predstavljala je ograničavajući faktor i ova tehnologija je primjenu našla jedino za napajanje svemirskih letjelica, gdje su mala težina i visoka pouzdanost rada neuporedivo važniji od jeftine nabavke. Do kraja osamdesetih godina dvadesetog vijeka, efikasnost PV ćelija je uvećana više nego dvostruko, a cijena je smanjena preko deset puta. Uz upotrebu u svemirskim programima, fotonaponska tehnologija počinje da se koristi i na Zemlji, za napajanje malih elektronskih uređaja, morskih svjetionika, svjetiljki na autoputevima i malih potrošača u kućama koje su značajno udaljene od električne mreže.

Zahvaljujući političkim odlukama, posebno u razvijenim zemljama SAD, Japanu i Njemačkoj, krajem dvadesetog i početkom dvadeset prvog vijeka dolazi do još intenzivnijeg istraživanja u oblasti fotonaponske tehnologije. Direktna posljedica je i pad cijena do vrijednosti ispod 1 \$ po vatu vršne snage. Silicijumska tehnologija se dodatno usavršava, a posebno se proizvode monokristalne (c-Si), multikristalne (mc-Si) i amorfne (a-Si) silicijumske solarne ćelije. Uz jednospojne ćelije (*single-junction*) realizuju se i višespojne (*multi-junction*), koje imaju više od jednog *p-n* spoja i, zahvaljujući tome, mogu da postignu primjetno veću efikasnost. Osim silicijuma, testira se upotreba i drugih poluprovodničkih materijala. Uspješna

realizacija ostvarena je sa galijum-arsenidom (GaAs), kadmijum-teluridom (CdTe), indijum-fosfidom (InP), bakar-indijum-galijum-diselenidom (CIGS) i dr. U posljednjih nekoliko godina dešava se rapidni razvoj u oblasti primjene posebnog minerala koji se po pronalazaču Perovskom naziva *perovskit*. Za kratko vrijeme, efikasnost ćelija baziranih na perovskitu podignuta je na preko 22%. Posebna prednost ovih ćelija ogleda se u veoma jednostavnoj i jeftinoj proizvodnji, pa se predviđa da će se njihova cijena u bliskoj budućnosti spustiti na svega 0,1–0,2 \$ po vatu vršne snage. U aktuelnom trenutku, ipak, ćelije od perovskita još uvijek nisu dovoljno usavršene da stabilno rade u atmosferskim uslovima i vrijeme će pokazati da li će biti sposobne da uskoro preuzmu primat u odnosu na druge zrele PV tehnologije. Na slici 5.1 je prikazan trend maksimalne efikasnosti PV ćelija koje su ostvarene u laboratorijskim uslovima, za karakteristične tehnologije.



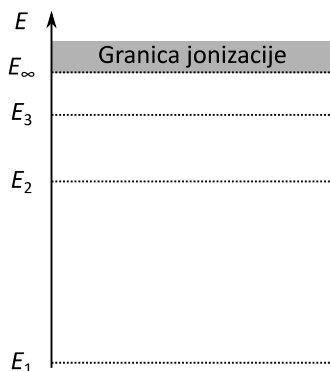
SLIKA 5.1

Maksimalna efikasnost ostvarena u laboratorijskim uslovima kod pojedinih tehnologija PV ćelija (bazirano na istraživanju američke laboratorije NREL)

5.2 Osnove fizike poluprovodnika

5.2.1 Energetski nivoi i zone

Za razumijevanje fotoelektričnog efekta neophodno je da se prisjetimo osnovnih principa fizike poluprovodnika. Prema *Bohr*-ovom modelu, u jezgru atoma se nalaze neutroni i pozitivno naelektrisani protoni, a oko jezgra kruže negativno naelektrisani elektroni. Elektroni kruže u orbitama oko jezgra, zahvaljujući balansu uspostavljenom između centrifugalne sile rotacionog kretanja i privlačne *Coulomb*-ove elektrostatičke sile. U skladu sa principima kvantne mehanike, broj mogućih orbita je konačan i svakoj odgovara tačno određen energetski nivo. One su zato numerisane prirodnim brojevima, kao što je ilustrovano na slici 5.2. Maksimalni broj elektrona koji kruže u pojedinim orbitama je takođe ograničen i precizno definisan. U prvoj orbiti može postojati maksimalno dva elektrona, u drugoj osam, a u narednim sukcesivno 18, 32, 50 itd. Elektroni iz posljednje orbite (ljuske) nazivaju se i valentni elektroni. Njihov energetski nivo je najveći, jer na njih djeluje najmanja privlačna sila jezgra. Valentni elektroni zato jedini mogu da reaguju sa drugim atomima i da kreiraju veze.

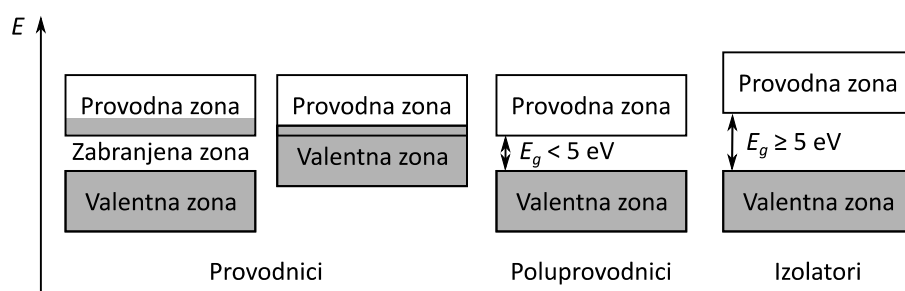


SLIKA 5.2

Energetski nivoi atomskih orbita

Dok elektroni u atomima mogu da posjeduju samo diskretne vrijednosti energetskih nivoa, u molekulima sačinjenim od više atoma situacija je malo drugačija. Interakcija između pojedinih elektrona unutar molekula, rezultuje da se diskretni energetski nivoi proširuju u energetske zone. Energetske zone i dalje mogu da sadrže ograničen broj elektrona. Zone se popunjavaju od najnižeg ka najvišem nivou energije. Zona najveće energije, koja je u potpunosti popunjena naziva se

valentna zona. Naredna zona, koja može biti djelimično popunjena ili u potpunosti prazna naziva se provodna zona. Prostor između valentne i provodne zone naziva zabranjena zona, a energetska razlika između njih predstavlja energetski procjep (eng. *gap*). Vrijednost energetskog procjeka obilježava se sa E_g , a uobičajeno se iskazuje u elektron-voltima ($1 \text{ eV} = 1,602 \times 10^{-19} \text{ J}$). Prema položaju i popunjenosti energetskih zona, materijali se dijele na provodnike, poluprovodnike i izolatore, što je ilustrovano na slici 5.3.



SLIKA 5.3

Energetske zone kod provodnika, poluprovodnika i izolatora

Kod *provodnika* provodna zona je djelimično popunjena, a valentna i provodna zona mogu da budu međusobno i preklapljene, tako da ni ne postoji energetski procjep. Zahvaljujući visokoj energiji, elektroni su oslobođeni od privlačnih sila jezgra i mogu se kretati u električnom polju formirajući električnu struju. U provodnike po pravilu spadaju metali.

Kod *izolatora* provodna zona je prazna. Zbog znatne vrijednosti energetskog procjeka ($E_g \geq 5 \text{ eV}$), potrebno je dovesti veliki kvant energije spolja da bi se elektron doveo u provodnu zonu.

Poluprovodnici su posebno interesantni za fotonaponsku tehnologiju. Slično kao kod izolatora, i kod njih je provodna zona takođe prazna. S druge strane, zahvaljujući manjoj vrijednosti energetskog procjeka ($E_g < 5 \text{ eV}$), potreban je manji kvant spoljne energije da se elektron ekscituje u provodnu zonu. Jednu varijantu dovođenja energije iz spoljne sredine predstavlja zagrijavanje poluprovodnika, kada se broj elektrona u provodnoj zoni povećava i električna otpornost materijala smanjuje. U drugoj varijanti, suštinski važnoj za fotonaponsku konverziju, energiju donose fotoni Sunčevog zračenja. Kada foton pogodi elektron, predaje mu kvant energije koju posjeduje, čime ga oslobađa od privlačnih sila jezgra i oспособljava ga da učestvuje u formiranju električne struje.

5.2.2 Poluprovodnički materijali

Poluprovodnički materijali pogodni za primjenu u fotonaponskim ćelijama imaju u prosjeku četiri valentna elektrona. Poluprovodnici od primarnog interesa koji se nalaze u elementarnom stanju su silicijum (Si) i germanijum (Ge). Ovi elementi četvrte grupe periodnog sistema su od samih početaka razvoja elektronike baza za izgradnju poluprovodničkih komponenti – dioda, tranzistora i integriranih kola. Uz elementarne materijale, za fotonaponsku konverziju primjenljiva su i određena jedinjenja. Posebno su upotrebljiva jedinjenja elemenata treće grupe periodnog sistema sa elementima pete grupe, kao što su na primjer galijum-arsenid (GaAs) i indijum-fosfid (InP), te jedinjenja elemenata druge grupe sa elementima šeste grupe, kao što je na primjer kadmijum-telurid (CdTe). Dokazana je mogućnost primjene jedinjenja i legura koje se sastoje od tri ili više elemenata. Primjer takvog materijala predstavlja bakar-indijum-galijum-diselenid (uobičajeno označen skraćenicom CIGS). Elementi koji su interesantni za primjenu u fotonaponskoj tehnologiji istaknuti su u dijelu periodnog sistema prikazanog na slici 5.4. Vrijednosti energetskog procjepa, za neke od poluprovodničkih materijala, dati su u tabeli 5.1.

							VIIa	
							2	
							He	
							4,003	
			IIIa	IVa	Va	VIa	VIIa	
			5	6	7	8	9	10
			B	C	N	O	F	Ne
			10,811	12,011	14,007	15,999	18,998	20,183
			13	14	15	16	17	18
			Al	Si	P	S	Cl	Ar
			26,982	28,086	30,978	32,064	35,453	39,948
Ib	IIb							
29	30	31	32	33	34	35	36	
Cu	Zn	Ga	Ge	As	Se	Br	Kr	
63,54	65,37	69,72	72,59	74,922	78,96	79,909	83,80	
47	48	49	50	51	52	53	54	
Ag	Cd	In	Sn	Sb	Te	I	Xe	
107,870	112,40	114,82	118,69	121,75	127,60	126,086	131,30	
79	80	81	82	83	84	85	86	
Au	Hg	Tl	Pb	Bi	Po	At	Rn	
196,967	200,59	204,37	207,19	208,980	(210)	(210)	(222)	

SLIKA 5.4

Elementi periodnog sistema koji su od najvećeg interesa za primjenu u fotonaponskoj tehnologiji: aluminijum (Al), silicijum (Si), fosfor (P), sumpor (S), bakar (Cu), cink (Zn), galijum (Ga), germanijum (Ge), arsen (As), selen (Se), kadmijum (Cd), indijum (In), antimon (Sb) i telur (Te)

TABELA 5.1

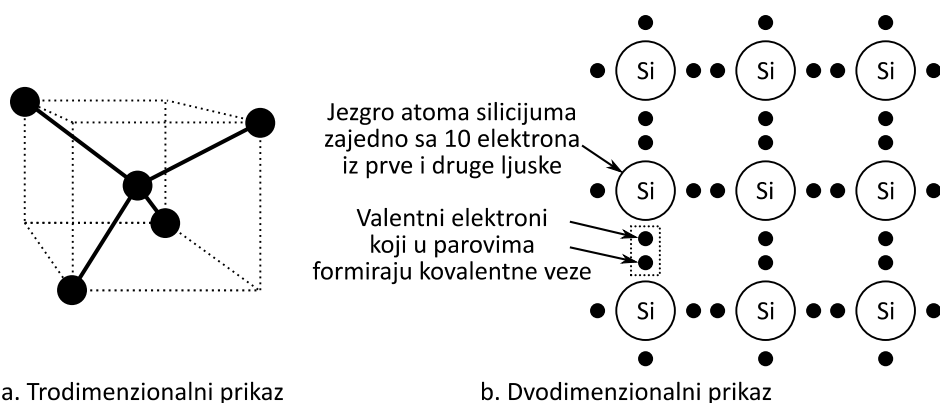
Vrijednost energetskeg procjepa različitih poluprovodničkih materijala [44]

Materijal	E_g [eV]	Materijal	E_g [eV]	Materijal	E_g [eV]
Si	1,11	GaAs	1,40	In ₂ Te ₃	1,20
Ge	0,67	GaP	2,24	In ₂ O ₃	2,80
Se	1,60	Cu ₂ S	1,80	Zn ₃ P ₂	1,60
SiC	2,60	CuO	2,00	ZnTe	2,20
CdAs ₂	1,00	Cu ₂ Se	1,40	ZnSe	2,60
CdTe	1,44	CuInS ₂	1,50	AlP	2,43
CdSe	1,74	CuInSe ₂	1,01	AlSb	1,63
CdS	2,42	CuInTe ₂	0,90	As ₂ Se ₃	1,60
CdSnO ₄	2,90	InP	1,27	Sb ₂ Se ₃	1,20

5.2.3 Fotonaponski efekat

Pojavu fotonaponskog efekta objasnimo na primjeru čistog kristalnog silicijuma. Ovaj poluprovodnički element zauzima četrnaestu poziciju u periodnom sistemu, pa prema tome u prvoj orbiti (ljusci) ima dva, u drugoj osam, a u trećoj (valentnoj) ljusci ima četiri elektrona. Pojedinačni atomi se vežu kovalentnom vezom. Kovalentna veza predstavlja ravnopravnu vezu dva atoma u kojoj svaki od njih obezbjeđuje po jedan elektron iz valentne ljuske. Pošto silicijum ima četiri elektrona u valentnoj ljusci, svaki atom može da uspostavi četiri kovalentne veze. Čisti silicijum formira kristalne rešetke tetraedarskog tipa kao što je prikazano na slici 5.5a. Pojednostavljena dvodimenzionalna vizuelizacija kristalne rešetke silicijuma je ilustrovana na slici 5.5b.

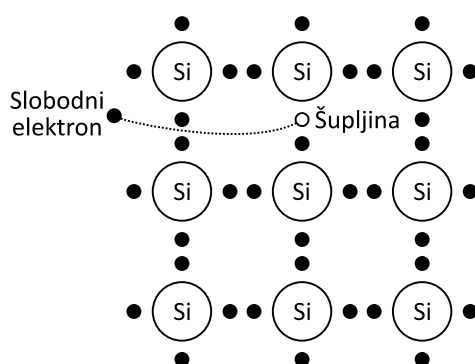
Korišćenjem modela energetskeg zona, možemo da kažemo da je kod kristalnog silicijuma valentna zona u potpunosti popunjena, dok je provodna zona prazna. Dovodjenjem energije iz spoljne sredine, grijanjem ili izlaganjem Sunčevom zračenju, određeni broj elektrona može da pređe iz valentne u provodnu zonu. Ekscitovani elektroni nesmetano se kreću kroz kristalnu rešetku i razlog su za povećanje provodnosti poluprovodničkog materijala. Oslobođanjem elektrona, na njegovom mjestu u valentnoj zoni nastaje defekt, koji se naziva *šupljina*. Koncentracija elektrona i šupljina je jednaka u poluprovodničkom materijalu, tako da se oslobođanje elektrona često naziva i *generisanje para elektron–šupljina*. Navedena pojava je skicirana na slici 5.6.

**SLIKA 5.5**

Model kristalne rešetke silicijuma i uprošćena dvodimenzionalna predstava

Ukoliko se na kristal silicijuma spolja priključi izvor jednosmjernog napona, elektroni će se kretati ka anodi. Tokom kretanja, elektron može da napuštanjem određene pozicije kreira šupljinu, a da potom popuni mjesto gdje je prije toga egzistirala šupljina. Dok elektroni putuju ka anodi, istovremeno se dešava da šupljine putuju u suprotnom smjeru.

Termičko generisanje parova elektron-šupljina nije od direktnog interesa u fotonaponskoj tehnologiji. Promjena provodnosti poluprovodničkog materijala u funkciji temperature eksploatiše se, na primjer, u tehnologiji izrade preciznih temperaturnih senzora. U nastavku se fokusiramo na generisanje parova elektron-šupljina koje predstavlja posljedicu Sunčevog zračenja.

**SLIKA 5.6**

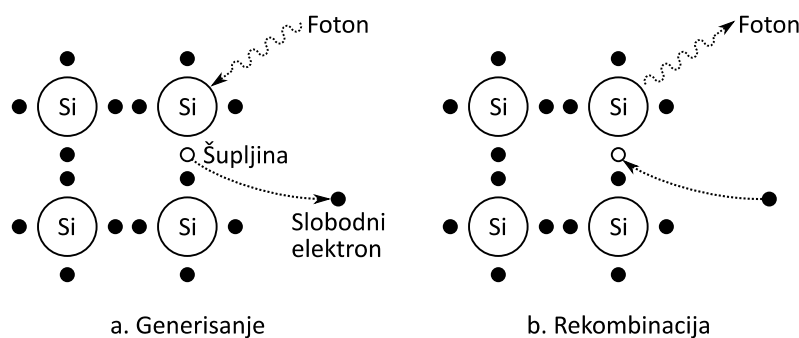
Generisanje para elektron-šupljina u čistom poluprovodničkom materijalu

U drugom poglavlju rečeno je da se za opisivanje elektromagnetskog zračenja koristi takozvana talasno-korpuskularna dualnost. Prema tom načinu modelovanja, zračenje se može posmatrati ili kao elektromagnetski talas određene frekvencije odnosno talasne dužine ili kao mlaz čestica – fotona – koji raspolažu odgovarajućom jediničnom energijom. Formulom (2.25) data je energija fotona:

$$E_f = h\nu = h \frac{c}{\lambda}$$

gdje je ν frekvencija, a λ talasna dužina zračenja, dok su c brzina svjetlosti (3×10^8 m/s) i h Planck-ova konstanta ($6,626 \times 10^{-34}$ Js).

Da bi foton Sunčevog zračenja izazvao oslobađanje elektrona u kristalnoj rešetki silicijuma, odnosno proizveo njegovu ekscitaciju iz valentne u provodnu zonu, potrebno je da raspolaže energijom koja je veća od vrijednosti energetskog procjepa silicijuma (1,11 eV). Prema ilustraciji sa slike 5.7a, apsorpcija energije fotona dovešće do pojave slobodnog elektrona i, posljedično, do pojave šupljine u kristalnoj rešetki. Kako prikazuje slika 5.7b, ukoliko se slobodni elektron ne odvede, moguće je da se ponovo rekombinuje sa šupljinom. S obzirom na to da se tada energetski nivo elektrona smanjuje, višak energije se oslobađa u formi fotona.



SLIKA 5.7

Foton dovodi do generisanja para elektron-šupljina (a), dok rekombinacija elektrona i šupljine rezultuje emitovanjem fotona (b)

PRIMJER 5.1

Fotoni koji mogu da generišu par elektron-šupljina u silicijumu

Odrediti maksimalnu talasnu dužinu pri kojoj foton ima dovoljan kvant energije da izazove generisanje para elektron-šupljina u čistom silicijumu? Vrijednost energetskog procjepa silicijuma iznosi 1,11 eV.

Rješenje

Energija fotona se računa pomoću formule:

$$E_f = h\nu = \frac{hc}{\lambda}.$$

Da bi foton mogao da dovede do ekscitacije elektrona, talasna dužina mora da bude manja od granične vrijednosti:

$$\lambda \leq \frac{hc}{E_g} = \frac{6,626 \times 10^{-34} \text{ Js} \cdot 3 \times 10^8 \text{ m/s}}{1,11 \text{ eV} \cdot 1,602 \times 10^{-19} \text{ J/eV}} = 1,12 \times 10^{-6} = 1,12 \mu\text{m}.$$

Budući da talasna dužina od 1,12 μm pripada infracrvenom dijelu spektra, zaključujemo da generisanje para elektron-šupljina u silicijumu takođe može da izvede zračenje iz ultraljubičastog i vidljivog dijela spektra. ■

Pojava da foton dovodi do oslobađanja elektrona, na prvi pogled izgleda idealno, ali problemi se javljaju ukoliko se energija fotona značajnije razlikuje od vrijednosti energetskog procjepa poluprovodničkog materijala. Ukoliko je talasna dužina fotona veća od granične vrijednosti, energija fotona nije dovoljna za generisanje para elektron-šupljina. Dolazna energija zračenja biva apsorbovana u materijalu u termičkoj formi i samo nepotrebno zagrijava fotonaponsku ćeliju. S druge strane, ukoliko je talasna dužina značajno manja od granične vrijednosti, foton raspolaže energijom koja je dosta veća od energije potrebne za generisanje para elektron-šupljina. Pošto prema kvantnim principima jedan foton može da ekscituje samo jedan elektron, energija od 1,11 eV se utroši na oslobađanje elektrona, dok se sav preostali višak opet apsorbuje u termičkoj formi i takođe nepotrebno zagrijava fotonaponsku ćeliju.

Budući da neminovno postoji neželjeni gubitak energije dolaznog zračenja, postavlja se pitanje koliki je teorijski maksimum iskoristivosti procesa fotonaponske konverzije u funkciji vrijednosti energetskog procjepa fotonaponskog materijala. Ako bi energetski procjep bio mali, lako bi dolazilo do generisanja parova elektron-šupljina, ali bi se velika količina energije uzalud gubila, pa bi efikasnost bila mala. Ako bi energetski procjep bio preveliki, mnogi fotoni ne bi izvršili

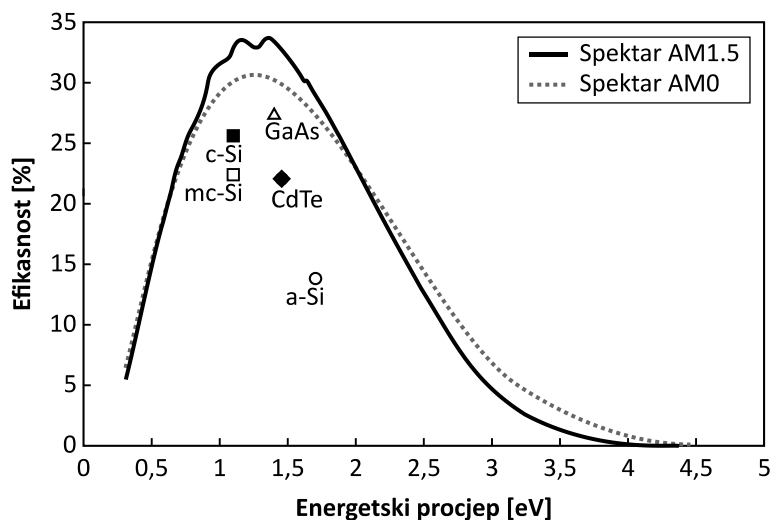
oslobađanje elektrona, čime bi se mnogo energije gubilo i efikasnost bi opet bila mala. Zaključujemo da kriva efikasnosti u funkciji energetskeg procjepa mora biti konkavnog oblika, te da postoji određena vrijednost energetskeg procjepa pri kojoj se javlja teorijski maksimalna efikasnost. Maksimalna moguća efikasnost nazvana je, prema svojim pronalazačima, *Shockley–Queisser*-ov limit. Na nju utiče i oblik spektra upadnog zračenja.

U drugom poglavlju diskutovano je o obliku spektra zračenja Sunca. Rečeno je da je spektar zračenja koji se mjeri iznad Zemljine atmosfere prilično gladak i da je veoma sličan teorijskom spektru zračenja crnog tijela površinske temperature 5780 K (slika 2.7). Potom je objašnjeno kako atmosfera značajno utiče na spektar zračenja, tako što pojedine talasne dužine apsorbira i rasijava. Kao posljedica, spektar koji se mjeri na Zemljinom tlu ima nepravilniji oblik (slika 2.14). Snaga zračenja i oblik spektra prevashodno zavise od debljine vazdušne mase koju zračenje prolazi kroz atmosferu. Vazdušna masa AM1 znači da je Sunce u zenitu i da zračenje prolazi najmanji mogući put kroz atmosferu. Vazdušna masa AM1.5, kada elevacioni ugao Sunca iznosi 42° , smatra se prosječnim odnosno referentnim slučajem, pri kojem se testiraju fotonaponske ćelije. Vanzemaljski spektar je obilježen vazdušnom masom AM0, jer tada uticaj atmosfere ne postoji.

Na slici 5.8 prikazane su krive maksimalne efikasnosti u zavisnosti od vrijednosti energetskeg procjepa, posebno za vanzemaljski spektar AM0 i referentni spektar na Zemlji AM1.5. Teorijska maksimalna efikasnost za spektar AM1.5 iznosi 33,7% i postiže se pri vrijednosti energetskeg procjepa od 1,34 eV. To znači da se od 1000 W/m^2 , koliko iznosi ukupna gustina snage zračenja referentnog spektra AM1.5, u električnu energiju ne može pretvoriti više od 337 W/m^2 . Energetski procjep silicijuma od 1,11 eV nije savršen, ali njegova najveća efikasnost od 32% nije mnogo lošija od teorijskog maksimuma. Sa slike 5.1 možemo da pročitamo maksimalne efikasnosti koje su u laboratorijskim uslovima ostvarene do 2018. godine, te neke od njih možemo da ucrtamo na slici 5.8 ispod krive *Shockley–Queisser*-ov limita. Primjera radi, za monokristalni silicijum (c-Si) rekordna laboratorijska efikasnost iznosi 25,8%. Maksimalna efikasnost komercijalnih fotonaponskih modula baziranih na monokristalnom silicijumu je, logično, još manja, i u 2018. godini iznosi oko 17%. Neki od razloga zbog kojih je realna efikasnost značajno manja od teorijskog maksimuma su: pojava rekombinacije parova elektron-šupljina koja smanjuje struju fotonaponske ćelije, disipacija energije na unutrašnjoj otpornosti ćelije, neuspjela apsorpcija fotona zato što je prošao kroz ćeliju ili je reflektovan od priključnog provodnika ili površinskog sloja ćelije itd.

Navedena analiza efikasnosti odnosi se na ćelije koje su bazirane na jednostrukom *p-n* spoju i kod kojih nije primijenjeno koncentrisanje Sunčevog zračenja.

Efikasnost se povećava ukoliko se, umjesto sa jednim, formiraju ćelije koje imaju više p - n spojeva načinjenih od različitih poluprovodničkih materijala (višespojne). Ako se dodatno, sistemom sočiva ili zakrivljenih ogledala, izvrši koncentrisanje zračenja, konverzija postaje još efikasnija. Kod višespojnih ćelija sa veoma mnogo spojeva i uz upotrebu sistema za koncentrisanje teorijski limit dostiže 86,8%.



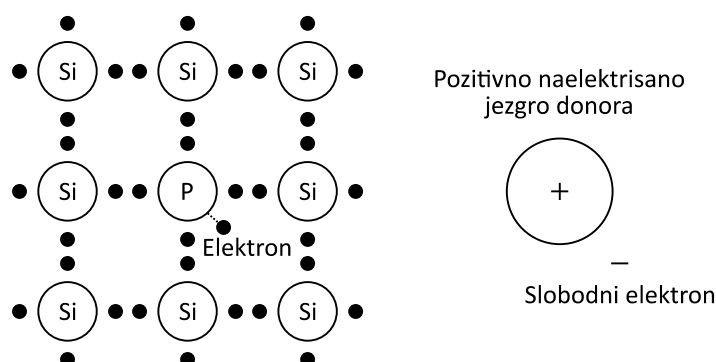
SLIKA 5.8

Krive teorijskog maksimuma efikasnosti fotonaponske konverzije u zavisnosti od vrijednosti energetskog procjepa PV materijala. Tačkama su obilježene praktično ostvarene efikasnosti u laboratorijskim uslovima za nekoliko tipičnih materijala.

5.2.4 Dopiranje

U namjeri da se poveća provodnost čistog poluprovodničkog materijala, dodaje mu se kontrolisana količina primjesa. Jedna varijanta dopiranja je dodavanje male koncentracije elementa iz pete grupe periodnog sistema kao što su na primjer fosfor (P), arsen (As) ili antimon (Sb). Za razliku od silicijuma, koji u valentnoj ljusci posjeduje četiri elektrona, elementi pete grupe raspolažu sa pet. Ugrađivanjem u kristalnu rešetku silicijuma fosfor daje četiri elektrona za građenje kovalentne veze, dok je veza preostalog petog elektrona sa jezgrom atoma daleko slabija. S obzirom na pojavu slobodnih nosilaca negativnog naelektrisanja, ovako formiran materijal se naziva *poluprovodnički materijal n-tipa*. Ilustracija njegove strukture je prikazana na slici 5.9. Treba primijetiti da je ovakav materijal elektrostatički

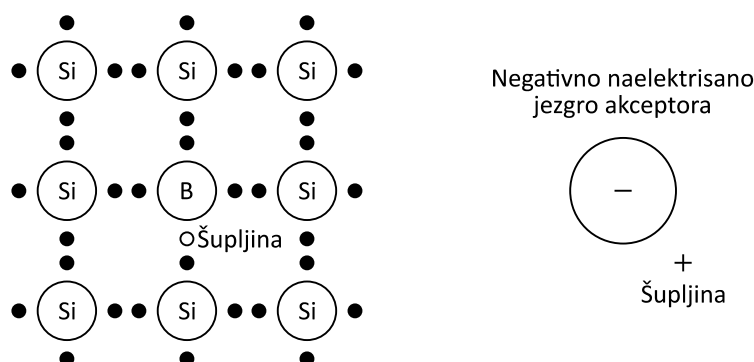
neutralan, ali ukoliko bi slobodni elektroni bili uklonjeni, dominiralo bi pozitivno naelektrisanje. Element koji se koristi kao primjesa i koji obezbeđuje dodatne slobodne elektrone zove se *donor*. Koncentracija donorskih atoma iznosi tipično jedan donorski atom na hiljadu atoma silicijuma, mada u zavisnosti od primjene može biti i znatno manja.



SLIKA 5.9

Silicijumski n-materijal nastao dopiranjem fosfora i njegova šematska reprezentacija

Komplementarnu varijantu dopiranja predstavlja dodavanje elementa iz treće grupe periodnog sistema, kao što su na primjer bor (B) ili aluminijum (Al). U treću grupu su smješteni takozvani trovalentni elementi koji u valentnoj ljusci raspolažu sa tri elektrona. Ugrađivanjem u kristalnu rešetku silicijuma, trovalentni element ulaže tri elektrona u stvaranje kovalentne veze, ali se na četvrtom mjestu, usljed nedostatka elektrona, javlja šupljina. Prema ranijim tumačenjima, šupljine su lako pokretni nosioci pozitivnog naelektrisanja. Na ovaj način nastaje *poluprovodnik p-tipa* (slika 5.10). I materijal *p-tipa* je elektrostatički neutralan, a ukoliko bismo dodatnim elektronima popunili šupljine, kristalna struktura bi postala uniformna, ali tada bi u integralnom pogledu dominiralo negativno naelektrisanje. Element koji se koristi kao primjesa i koji može da prihvata slobodne elektrone naziva se *akceptor*.



SLIKA 5.10

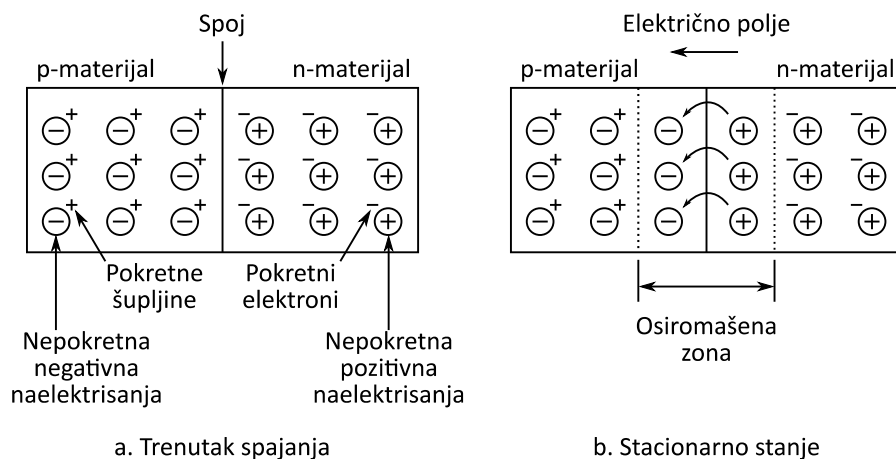
Silicijumski p-materijal nastao dopiranjem bora i njegova šematska reprezentacija

5.2.5 P-N spoj

U poluprovodničkom materijalu izloženom mlazu fotona dolazi do fotonaponskog efekta i generisanja parova elektron-šupljina. Izvršeni rad bi bio uzaludan ukoliko bi došlo do ponovne rekombinacije, odnosno vraćanja elektrona na pozicije šupljina. Da bi pojava rekombinacije bila spriječena, potrebno je obezbijediti mehanizam kojim bi se oslobođeni elektroni kontinuirano odvodili od šupljina. Jedan od efikasnih načina za to je stvaranje unutrašnjeg električnog polja u poluprovodniku, koje elektrone pokreće u jednom smjeru, a šupljine u suprotnom.

Poluprovodnička struktura u kojoj se stvara snažno unutrašnje električno polje je spoj materijala *p*-tipa i *n*-tipa, takozvani *p-n spoj*. Ilustracija načina kako nastaje električno polje u *p-n* spoju prikazana je na slici 5.11. Čim dođe do spajanja dva raznorodna materijala dolazi do procesa difuzije elektrona i šupljina. Pokretni elektroni iz materijala *n*-tipa prelaze u materijal *p*-tipa, popunjavajući slobodne šupljine. Analogno, šupljine se premještaju iz materijala *p*-tipa u materijal *n*-tipa. Dolazi do debalansa naelektrisanja tako što u *p*-materijalu dominira negativno, a u *n*-materijalu pozitivno naelektrisanje. Direktna posljedica je i stvaranje internog električnog polja, koje djeluje u smjeru od pozitivnog ka negativnom naelektrisanju. U uskoj oblasti oko samog spoja nastaje takozvana *osiromašena zona*, prostor bez lako pokretnih nosilaca naelektrisanja, kao posljedica pojave da su elektroni iz *n*-materijala popunili sve šupljine iz *p*-materijala. Električno polje dovodi do stvaranja sile na naelektrisane čestice i to tako da se smjerovi polja i sile poklapaju za pozitivna, a suprotni su za negativna naelektrisanja. Iz navedenog razloga, jačanje

internog električnog polja dovodi do zaustavljanja procesa difuzije i u p - n strukturi se uspostavlja stacionarno stanje.



SLIKA 5.11

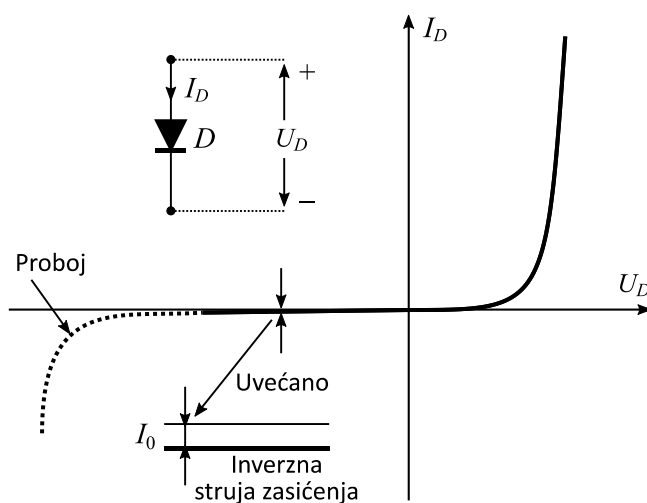
Pojave unutar p - n spoja: (a) u trenutku spajanja i (b) u stacionarnom stanju

Zatvaranjem p - n spoja u neprozirno kućište nastaje osnovna elektronska komponenta – *dioda*. Dioda ispoljava usmjerivačka svojstva, tako što omogućava provođenje jednosmjerne struje u jednom smjeru, dok u drugom smjeru predstavlja veoma visoku otpornost. Kada se na p -materijal spoji pozitivni pol baterije, a na n -materijal negativni, dioda je direktno polarisana. Električno polje koje stvara baterija nadjačava interno polje p - n spoja, osiromašena zona se sužava i nestaje, pa je protok struje kroz diodu ostvarljiv. U suprotnom slučaju, kada se na p -materijal spoji negativni pol baterije, a na n -materijal pozitivni, dolazi do inverzne polarizacije diode. Električno polje koje stvara baterija superponira se na interno polje, te se osiromašena zona oslobođena pokretnih nosilaca naelektrisanja dodatno proširuje i protok struje je onemogućen. Javlja se tek izuzetno mala struja I_0 , tzv. *inverzna struja zasićenja*, koja je posljedica termičke ekscitacije slobodnih nosilaca naelektrisanja.

Struju diode, u funkciji napona baterije koja je priključena spolja, opisuje *Shockley*-jeva diodna jednačina:

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{qU_D}{k_B T}} - 1 \right) \quad (5.1)$$

gdje je sa I_D obilježena struja diode orijentisana prema direktnom smjeru polarizacije, sa U_D napon između priključaka p i n materijala, sa I_0 inverzna struja zasićenja, a sa T apsolutna temperatura. Koriste se i oznake za konstante: q za naelektrisanje elektrona ($1,602 \times 10^{-19}$ C) i k_B za Boltzmann-ovu konstantu ($1,38065 \times 10^{-23}$ J/K). Karakteristika diode i njena šematska oznaka prikazane su na slici 5.12.



SLIKA 5.12

Karakteristika p-n spoja (dioda) u uslovima bez prisustva Sunčevog zračenja

PRIMJER 5.2

Pad napona na p-n spoju

Posmatra se p - n spoj inverzne struje zasićenja od 10^{-10} A, pri temperaturi od 25°C . Koliki pad napona će se javiti na spoju u slučajevima da kroz njega: (a) teče struja od 1 A i (b) teče struja od 10 A?

Rješenje

Izražavanjem napona iz Shockley-eve diodne jednačine, dobija se:

$$U_D = \frac{k_B T}{q} \ln \left(\frac{I_D}{I_0} + 1 \right).$$

(a) Kada je struja jednaka 1 A, napon na p - n spoju iznosi:

$$U_D = \frac{1,38 \times 10^{-23} \cdot (273,15 + 25)}{1,602 \times 10^{-19}} \ln \left(\frac{1}{10^{-10}} + 1 \right) = 0,592 \text{ V}.$$

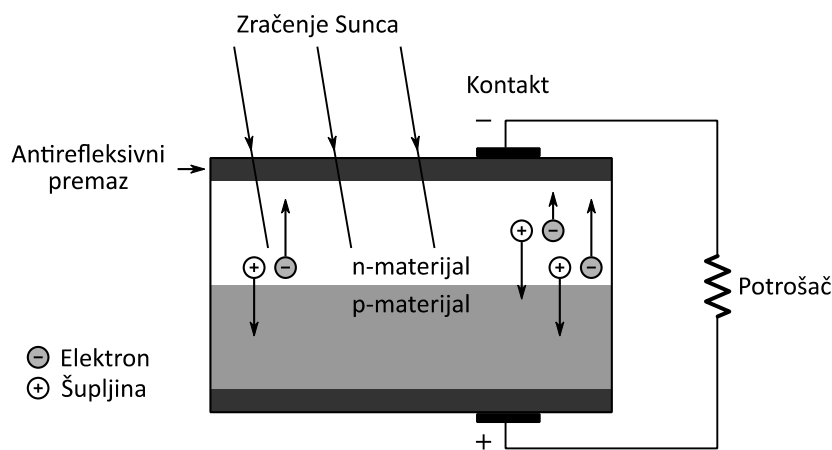
(b) U slučaju da je struja deset puta veća, dobija se da je napon na spoju:

$$U_D = \frac{1,38 \times 10^{-23} \cdot (273,15 + 25)}{1,602 \times 10^{-19}} \ln \left(\frac{10}{10^{-10}} + 1 \right) = 0,651 \text{ V}.$$

Zanimljiva je činjenica da je desetostruko povećanje struje dovelo do neuporedivo manje promjene napona na p - n spoju. Promjena od 0,06 V predstavlja svega oko 10%. ■

5.3 Fotonaponska ćelija

Kada se p - n spoj izloži zračenju Sunca, u njemu se javlja fotonaponski efekat. Energija upadnih fotona dovodi do generisanja parova elektron-šupljina. Unutrašnje električno polje elektrone pokreće ka n -materijalu, a šupljine ka p -materijalu, kao što je ilustrovano na slici 5.13. Nakupljanje elektrona u n -materijalu i šupljina u p -materijalu rezultuje pojavom električnog napona, a ukoliko bismo zatvorili električno kolo kroz potrošač, potekla bi električna struja.

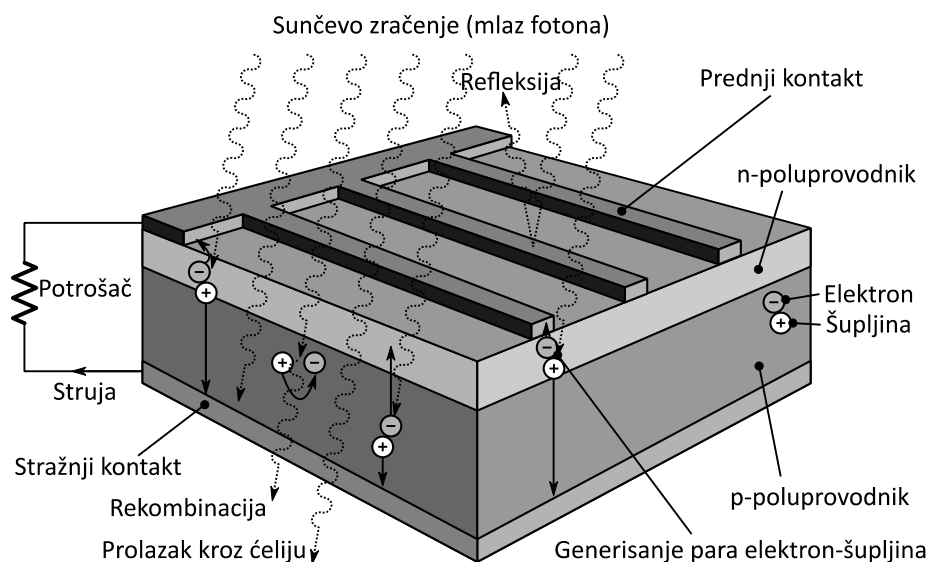


SLIKA 5.13

Razdvajanje nosilaca naelektrisanja usljed električnog polja u p - n spoju

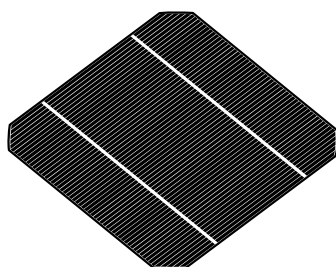
Kod realne fotonaponske ćelije realizovane u tehnologiji monokristalnog silicijuma, debljina sloja n -materijala iznosi reda 0,5 μm , a p -materijala reda 0,25 mm. Osim aktivnog materijala, na ćeliju se postavljaju metalne mrežice koje

služe kao kontakti za odvođenje struje. Površina se presvlači antirefleksivnim premazom i sve se smješta u ram koji daje mehaničku čvrstoću i predstavlja zaštitu od atmosferskih uticaja. Osnovni elementi fotonaponske ćelije su prikazani na slici 5.14. Na crtežu su ilustrovane i neke pojave koje su uticajne na rad i efikasnost ćelije, kao što su na primjer neuspješna apsorpcija fotona zbog prolaska kroz ćeliju, refleksija fotona od prednjeg priključnog kontakta ćelije i unutrašnja rekombinacija para elektron-šupljina umjesto njihovog razdvajanja i slanja elektrona u spoljnje električno kolo.



SLIKA 5.14

Osnovni elementi fotonaponske (PV) ćelije i pojave koje se u njoj dešavaju

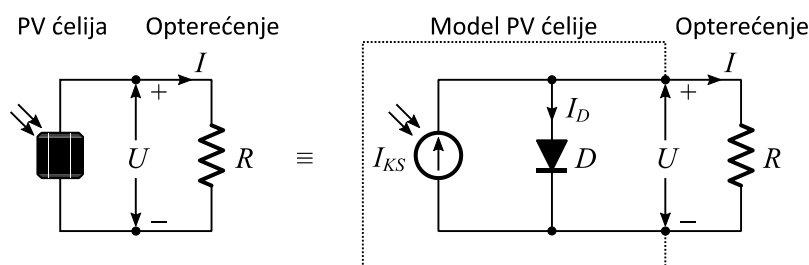


SLIKA 5.15

Izgled realne fotonaponske (PV) ćelije

5.3.1 Osnovni model fotonaponske ćelije

Najjednostavnije ekvivalentno kolo fotonaponske ćelije prikazano je na slici 5.16. Model je sačinjen od dva elementa – idealnog strujnog izvora i poluprovodničke diode. Diodom se modeluju pojave u p - n spoju, u skladu sa zaključkom da se zatamnjeni p - n spoj ponaša kao usmjerivački element. Strujnim izvorom se modeluje pojava struje usljed fotonaponskog efekta. Jačina struje strujnog generatora proporcionalna je iradijansi zračenja Sunca. U graničnom slučaju, kada je iradijansa jednaka nuli (noću), strujni izvor ne daje nikakvu struju.



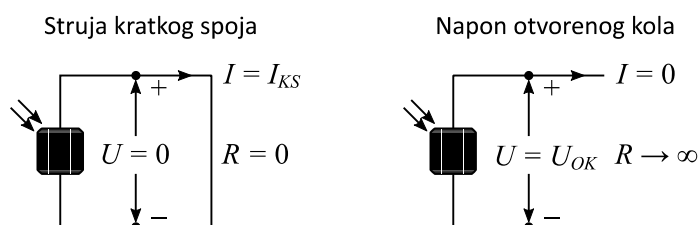
SLIKA 5.16

Osnovni model fotonaponske (PV) ćelije

Napon na spoljnim priključcima PV ćelije jednak je naponu na diodi U_D . Struju koja teče u spoljašnje kolo određujemo na sljedeći način:

$$I = I_{KS} - I_D = I_{KS} - I_0 \left(e^{\frac{qU_D}{k_B T}} - 1 \right) \quad (5.2)$$

Dva su granična režima PV ćelije: (a) režim kratkog spoja i (b) režim praznog hoda. Ti su režimi šematski prikazani na slici 5.17.



SLIKA 5.17

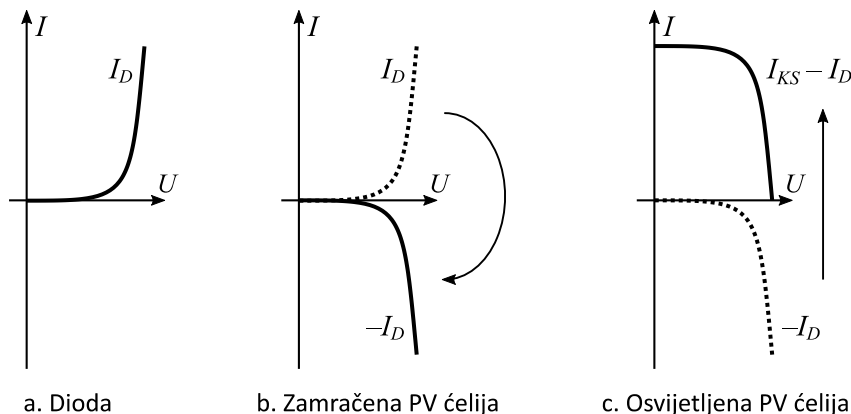
Definicije struje kratkog spoja I_{KS} i napona otvorenog kola U_{OK} fotonaponske ćelije

Režim kratkog spoja podrazumijeva da je otpornost potrošača jednaka nuli. U tom slučaju, napon na priključcima ćelije takođe iznosi nula. Posmatrajući ekvivalentno kolo ćelije sa slike 5.16, lako se zaključuje da je i struja diode I_D jednaka nuli, te da se struja ćelije svodi na struju iz strujnog generatora I_{KS} . Iz navedenog razloga, struja idealnog strujnog generatora naziva se *struja kratkog spoja* ćelije i obilježava indeksom KS.

U drugom graničnom slučaju, kada otpornost potrošača teži beskonačnosti, kolo je otvoreno i iz priključaka ćelije ne teče nikakva struja. Uvrštavanjem u izraz (5.2) uslova da vrijedi $I = 0$ i izražavanjem napona, dobija se formula za računanje *napona otvorenog kola* PV ćelije:

$$U_{OK} = \frac{k_B T}{q} \ln \left(\frac{I_{KS}}{I_0} + 1 \right) \quad (5.3)$$

Svi ostali režimi fotonaponske ćelije smješteni su između navedene dvije krajnosti: kratkog spoja i otvorenog kola. U zavisnosti od otpornosti priključenog potrošača i konstrukcionih parametara ćelije, uspostaviće se određena struja I pri određenom naponu između priključaka U . Zavisnost struje od napona naziva se *I-U karakteristika* PV ćelije. Kojeg je oblika *I-U* karakteristika, može se dokučiti korišćenjem formule (5.2) i procedure prikazane na slici 5.18.



SLIKA 5.18

Crtaње I-U karakteristike PV ćelije: (a) karakteristika diode, (b) invertovana karakteristika diode koja predstavlja karakteristiku neosvijetljene ćelije i (c) translirana invertovana karakteristika diode koja predstavlja karakteristiku osvijetljene ćelije

U prvom koraku se crta strujno-naponska karakteristika diode, a potom se traži njena slika simetrična u odnosu na apscisu, jer u formuli (5.2) struja diode figuriše sa negativnim predznakom. U finalnom koraku, kriva negativne struje diode translatorno se pomjera duž ordinate za vrijednost struje kratkog spoja I_{KS} .

PRIMJER 5.3

I-U karakteristika fotonaponske ćelije u zavisnosti od iradijance

Fotonaponska ćelija površine 170 cm^2 , pri temperaturi od 25°C , ima inverznu struju zasićenja od $1,7 \times 10^{-8} \text{ A/m}^2$. Pri iradijansi od 1000 W/m^2 , ćelija generiše struju kratkog spoja od 350 A/m^2 . Odrediti osnovne parametre ćelije i skicirati njenu I-U karakteristiku kada iradijansa iznosi 1000 W/m^2 . Ponoviti proceduru za polovičnu vrijednost iradijance od 500 W/m^2 .

Rješenje

Budući da je površina ćelije 170 cm^2 (što je jednako $0,017 \text{ m}^2$), inverzna struja zasićenja iznosi

$$I_0 = 1,7 \times 10^{-8} \cdot 0,017 = 2,89 \times 10^{-10} \text{ A},$$

a struja kratkog spoja pri iradijansi od 1000 W/m^2

$$I_{KS} = 350 \cdot 0,017 = 5,95 \text{ A}.$$

Napon otvorenog kola pri punoj iradijansi računamo pomoću formule

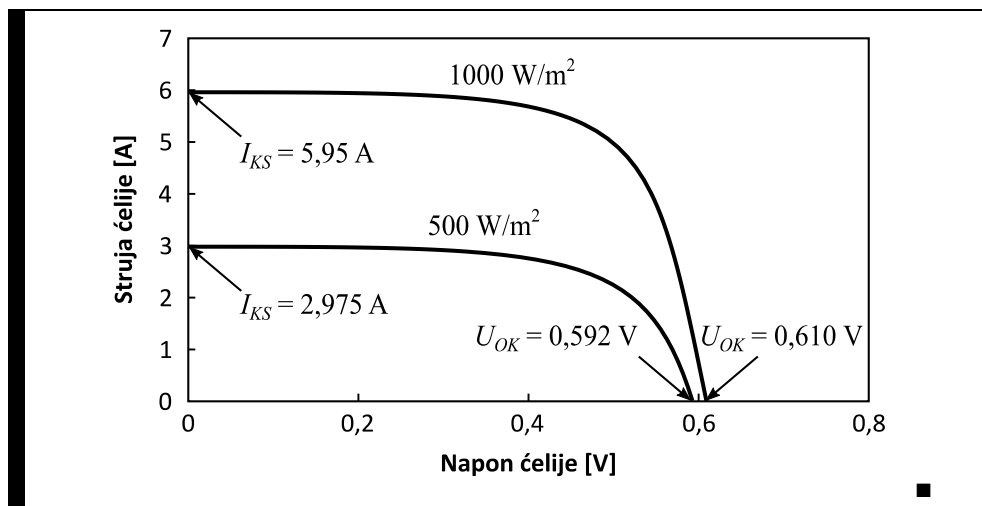
$$U_{OK} = \frac{k_B T}{q} \ln \left(\frac{I_{KS}}{I_0} + 1 \right) = \frac{1,38 \times 10^{-23} \cdot (273,15 + 25)}{1,602 \times 10^{-19}} \ln \left(\frac{5,95}{2,89 \times 10^{-10}} + 1 \right)$$

i dobijamo da iznosi $U_{OK} = 0,610 \text{ V}$.

S obzirom na to da je struja kratkog spoja proporcionalna snazi Sunčevog zračenja, pri polovičnoj iradijansi od 500 W/m^2 , struja kratkog spoja će se takođe smanjiti na pola i biće jednaka $I_{KS} = 5,95/2 = 2,975 \text{ A}$. Napon otvorenog kola u tom slučaju postaje

$$U_{OK} = \frac{1,38 \times 10^{-23} \cdot (273,15 + 25)}{1,602 \times 10^{-19}} \ln \left(\frac{2,975}{2,89 \times 10^{-10}} + 1 \right) = 0,592 \text{ V}.$$

I-U karakteristike sa označenim parametrima prikazane su na sljedećoj slici:



Fotonaponska ćelija predstavlja izvor jednosmjerne struje, tako da se snaga koja se predaje potrošaču jednostavno računa kao proizvod napona i struje

$$P = UI \quad (5.4)$$

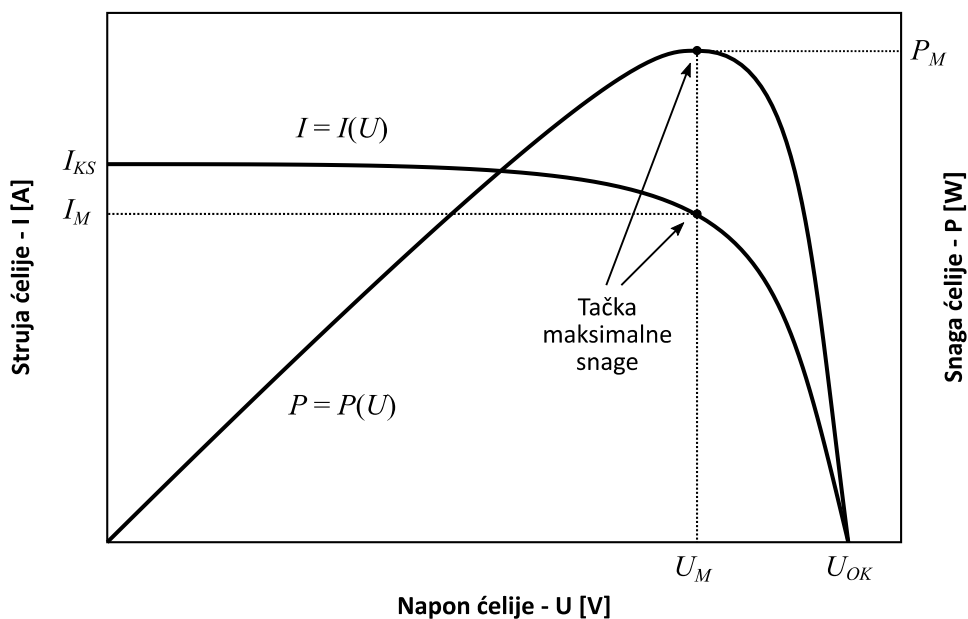
Na bazi I - U karakteristike ćelije, množenjem struje i napona, moguće je konstruisati karakteristiku snage $P = P(U)$, kao što je prikazano na slici 5.19. U graničnim režimima snaga ćelije se izjednačava sa nulom. To se dešava zato što je u režimu kratkog spoja napon jednak nuli, a u režimu praznog hoda struja jednaka nuli. Između dvije granične tačke, snaga je uvijek veća od nule, a postoji jedinstvena radna tačka ($I = I_M$, $U = U_M$) u kojoj se postiže maksimalna snaga

$$P_M = U_M I_M \quad (5.5)$$

Geometrijska interpretacija traženja tačke maksimalne snage svodi se na pronalaženje pravougaonika maksimalne površine koji se može upisati pod I - U karakteristiku ćelije. Teorijski maksimum, koji se u praksi ne može ni približno ostvariti, bio bi da površina pravougaonika maksimalne snage $U_M I_M$ bude jednaka proizvodu $U_{OK} I_{KS}$. Kao jedna od mjera performansi solarnih ćelija definiše se *faktor popunjenosti* (eng. *fill factor*)

$$FF = \frac{U_M I_M}{U_{OK} I_{KS}} \quad (5.6)$$

Kod dobrih fotonaponskih ćelija rađenih u tehnologiji kristalnog silicijuma, faktor popunjenosti se kreće od 0,7 do 0,75.



SLIKA 5.19

Struja i snaga fotonaponske ćelije u zavisnosti od napona

Ukoliko je ćelija spojena na potrošač otpornosti R , njena radna tačka može biti određena kao mjesto presjeka I - U karakteristika ćelije i potrošača. Kako za linearni otpornik vrijedi jednostavna *Ohm*-ova relacija $U = RI$, zaključujemo da je karakteristika otpornika u I - U ravni opisana pravom koja prolazi kroz koordinatni početak:

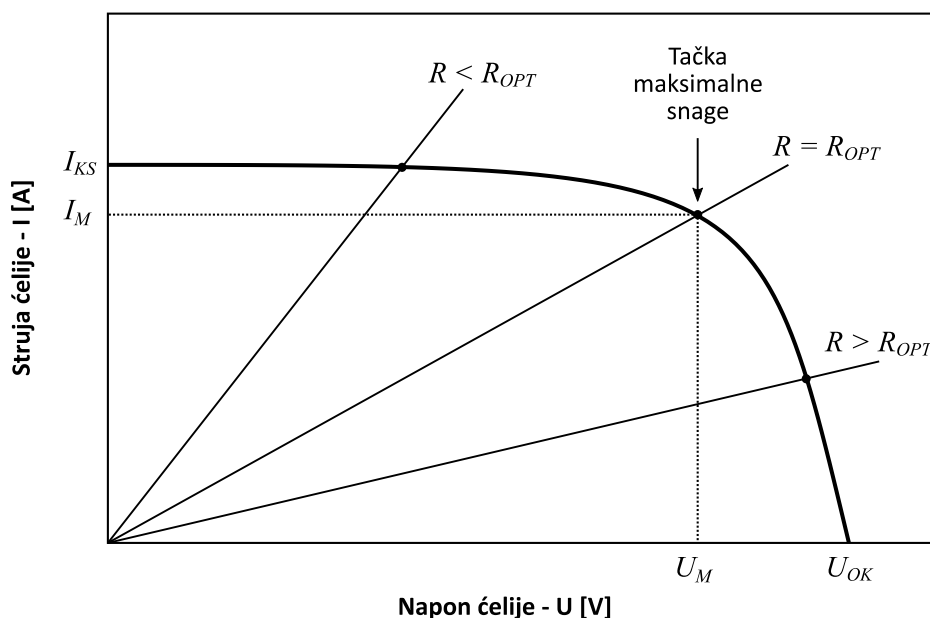
$$I = \frac{1}{R} U \quad (5.7)$$

Moguće tačke presjeka karakteristika ćelije i otpornika prikazane su na slici 5.20. Najveća snaga ćelije bila bi postignuta kada bismo odabrali optimalnu vrijednost otpornosti

$$R_{OPT} = \frac{U_M}{I_M} \quad (5.8)$$

Ako bi otpornost potrošača bila veća od optimalne ($R > R_{OPT}$), nagib I - U karakteristike otpornika bi se smanjio. Napon na ćeliji bi se doduše nešto povećao, ali bi smanjenje struje bilo znatnije. Sveukupno gledano, snaga koja se predaje potrošaču bila bi manja od maksimalne moguće vrijednosti.

Ako bi otpornost potrošača bila manja od optimalne ($R < R_{OPT}$), nagib I - U karakteristike otpornika bi se povećao. U ovom slučaju struja bi se malo povećala, ali bi se napon znatno smanjio. Integralno gledano, snaga koja se predaje potrošaču opet bi bila manja od maksimalne moguće vrijednosti.

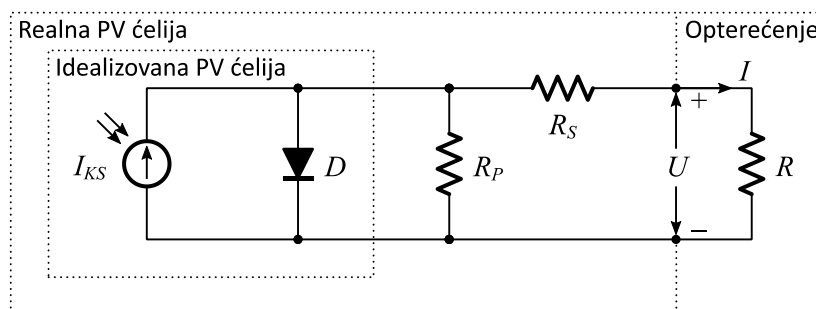


SLIKA 5.20

Određivanje optimalne otpornosti opterećenja

5.3.2 Detaljniji modeli fotonaponske ćelije

Korišćenjem osnovnog modela, možemo da opišemo suštinski princip funkcionisanja fotonaponske ćelije. S druge strane, osnovni model je uprošćen, jer sadrži samo idealizovane elemente. Kako realna ćelija nije idealna, nego se u njoj javljaju gubici usljed nesavršenosti, za njeno opisivanje neophodni su precizniji i složeniji modeli. Adekvatniji model je prikazan na slici 5.21.



SLIKA 5.21

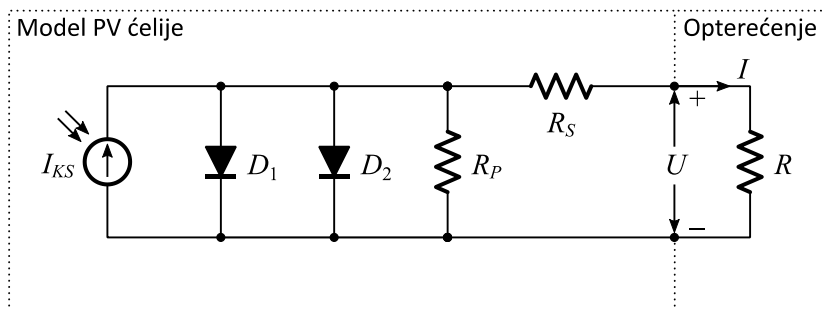
Precizniji (i složeniji) model fotonaponske (PV) ćelije

Uz već korišćene idealizovane elemente, strujni izvor i diodu, u navedenom modelu dodata su još dva otpornika. Paralelnim (otočnim) otpornikom R_P modeluju se interni gubici koji su posljedica struja curenja na ivicama ćelije i defekata nastalih u procesu proizvodnje. Ekvivalentna struja koja prolazi kroz paralelni otpornik, zatvara se unutar ćelije i ne doprinosi snazi spoljašnjeg potrošača. Serijskim (rednim) otpornikom R_S modeluju se *Joule*-ovi gubici koji se javljaju usljed proticanja struje kroz ćeliju, odnosno uvažava se pad napona na priključcima ćelije. Kod kvalitetno realizovane ćelije, paralelna otpornost mora biti što veća, a serijska što manja. Vrijednosti otpornosti R_P uglavnom su veće od $10\ \Omega$, dok su vrijednosti otpornosti R_S tipično reda nekoliko $m\Omega$. Struja ćelije, prema detaljnijem modelu, određuje se pomoću relacije

$$I = I_{KS} - I_0 \left[e^{\frac{q(U+R_S I)}{k_B T}} - 1 \right] - \frac{U + R_S I}{R_P} \quad (5.9)$$

5.3.3 Model sa dvije diode

Model sa jednom diodom solidno opisuje ponašanje fotonaponske ćelije koja je izložena nominalnoj snazi Sunčevog zračenja. Greška ovakvog modela postaje značajnija u režimima sa slabijim zračenjem. Odstupanje se objašnjava činjenicom da se pri manjem naponu pojavljuju gubici usljed rekombinacije u osiromašenoj zoni oko p - n spoja, tako da I - U karakteristika ne odgovara *Shockley*-evoj jednačini za idealan slučaj. Jedan od načina da se model poboljša baziran je na dodavanju još jedne diode sa drugačijom karakteristikom, kao što je prikazano slici 5.22.



SLIKA 5.22

Model PV ćelije sa dvije diode

U modelu sa dvije diode, struja ćelije je opisana sljedećim izrazom:

$$I = I_{KS} - I_{01} \left[e^{\frac{q(U+R_S I)}{\eta_1 k_B T}} - 1 \right] - I_{02} \left[e^{\frac{q(U+R_S I)}{\eta_2 k_B T}} - 1 \right] - \frac{U + R_S I}{R_P} \quad (5.10)$$

gdje su I_{01} i I_{02} inverzne struje zasićenja prve i druge diode, a η_1 i η_2 su njihovi faktori idealnosti. Uobičajene vrijednosti faktora idealnosti su $\eta_1 = 1$ i $\eta_2 = 2$. Vrijednosti ostalih pet parametara modela (I_{KS} , I_{01} , I_{02} , R_P i R_S) određuju se mjerenjima na realnoj ćeliji i interpolacijom, tako da se minimizuje odstupanje modelovanih od izmjerenih vrijednosti napona i struja.

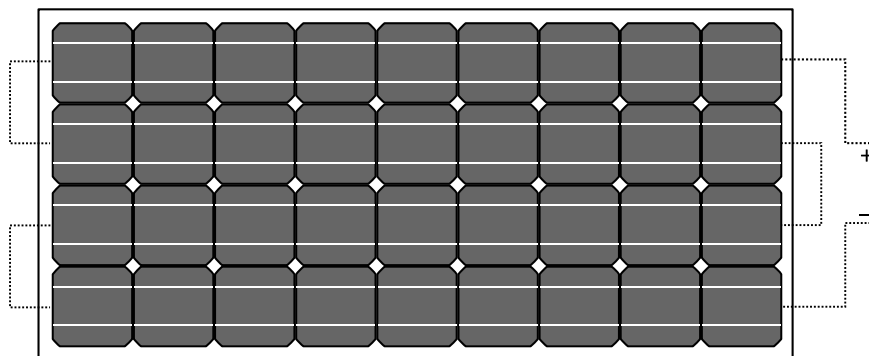
5.4 Fotonaponski moduli i paneli

Napon i struja jedne fotonaponske ćelije su mali za bilo kakav ozbiljniji vid praktične eksploatacije. Postoji srećna okolnost da je moguće ćelije vezivati redno i paralelno da bi se ukupna izlazna snaga povećala, a napon i struja prilagodili karakteristikama realnih potrošača.

5.4.1 Fotonaponski moduli

Na primjeru silicijumske PV ćelije vidjeli smo da napon otvorenog kola iznosi oko 0,6 V. Napon u režimu maksimalne snage još je manji. Ovako niske vrijednosti napona nisu dovoljne za napajanje čak ni elektronskih kola veoma male potrošnje. Vezivanjem određenog broja identičnih ćelija na red, otklanja se navedeni nedostatak. Formirani blok nazivamo fotonaponski *modul*. Na priloženim mo-

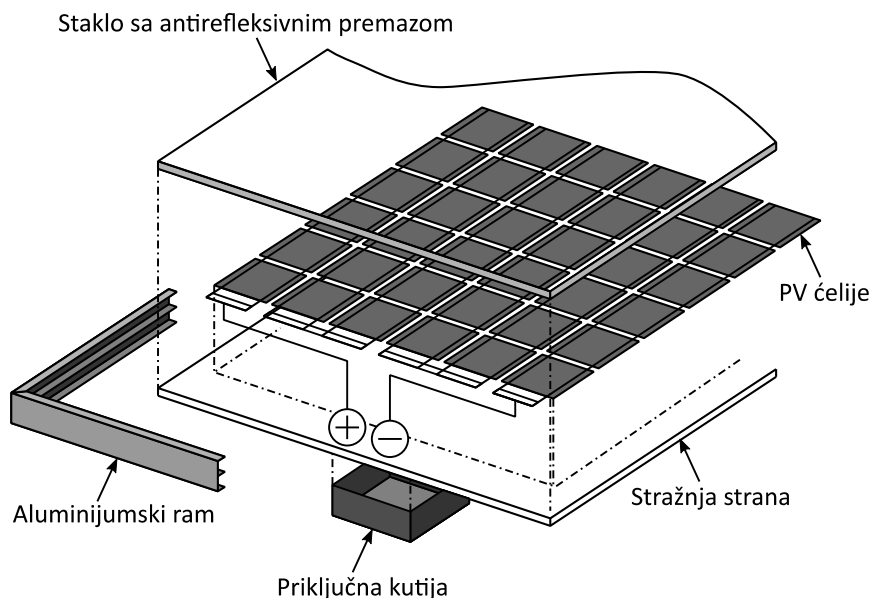
dula dobija se napon koji je primjereniji praktičnoj upotrebi. Ideja rednog vezivanja PV ćelija je ilustrovana na slici 5.23.

**SLIKA 5.23**

Tipičan fotonaponski modul sa redno vezanih 36 ćelija

Ćelije unutar fotonaponskog modula se povezuju tako što se prednji kontakti jedne ćelije leme za stražnje kontakte susjedne ćelije i tako redom. Sve ćelije se zatvaraju u hermetičko kućište koje ih štiti od atmosferskih uticaja i drugih potencijalnih mehaničkih oštećenja. Zaštitni sloj sa prednje strane pravi se od stakla ili od specijalnih plastičnih masa koje moraju da imaju visok stepen prozirnosti. Pozitivni i negativni terminalni kontakti uvide se u priključnu kutiju koja se montira sa stražnje strane modula. Svi elementi zajedno ugrađuju se u aluminijumski ram, koji obezbeđuje čvrstoću i olakšava montažu. Struktura fotonaponskog modula prikazana je na slici 5.24.

Broj ćelija koje se vežu redno u sklopu jednog modula nije isti kod svih proizvođača, nego postoji više varijanti koje su se ustalile u praksi. Opcija sa 36 ćelija, koja je prikazana na slici 5.23, zadržala se u primjeni od najranijih dana sve do danas. Napon otvorenog kola kod ovakvog modula iznosi reda $36 \times 0,6 = 21,6$ V, dok je napon u režimu maksimalne snage oko 17 V, čime se ostvaruje dovoljna margina za uspješno direktno punjenje akumulatora nominalnog napona 12 V. U savremeno doba, kada je velika većina fotonaponskih sistema spregnuta sa elektroenergetskom mrežom preko konvertora sa mogućnošću regulacije napona, izbor broja ćelija u sklopu modula je mnogo fleksibilniji. Među češćim varijantama možemo da izdvojimo module koji imaju 48, 54, 60 ili 72 redno vezanih ćelija.

**SLIKA 5.24**

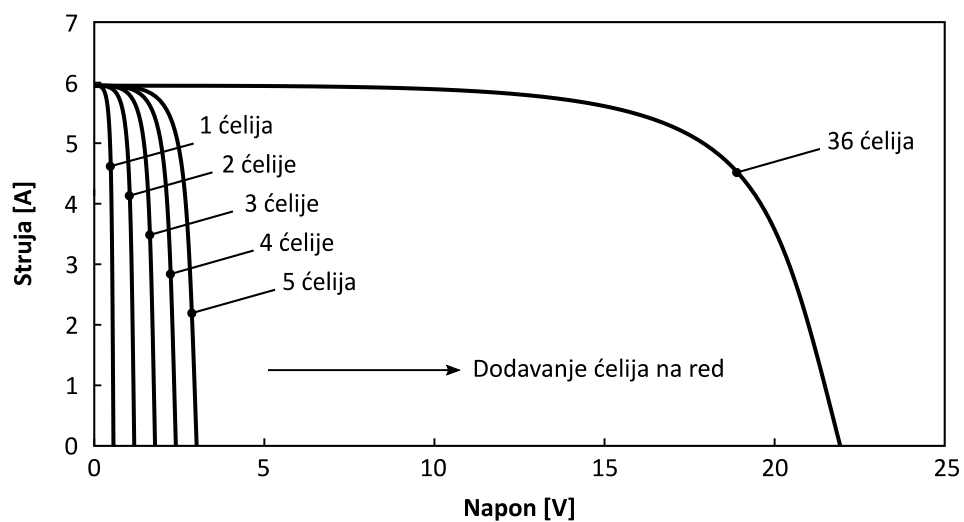
Osnovni elementi fotonaponskog modula

Dok vezivanje ćelija na red dovodi do povećanja izlaznog napona, izlazna struja modula jednaka je struji pojedinačnih ćelija, pošto ista struja teče kroz sve ćelije. I - U karakteristika modula nastaje tako što se naponi pojedinačnih ćelija sabiraju, a struja se ostavlja nepromijenjena, u skladu sa ilustracijom datom na slici 5.25. Primjećujemo da dolazi samo do skaliranja karakteristike ćelije duž apscise, a da oblik I - U krive kvalitativno ostaje isti.

5.4.2 Fotonaponski paneli

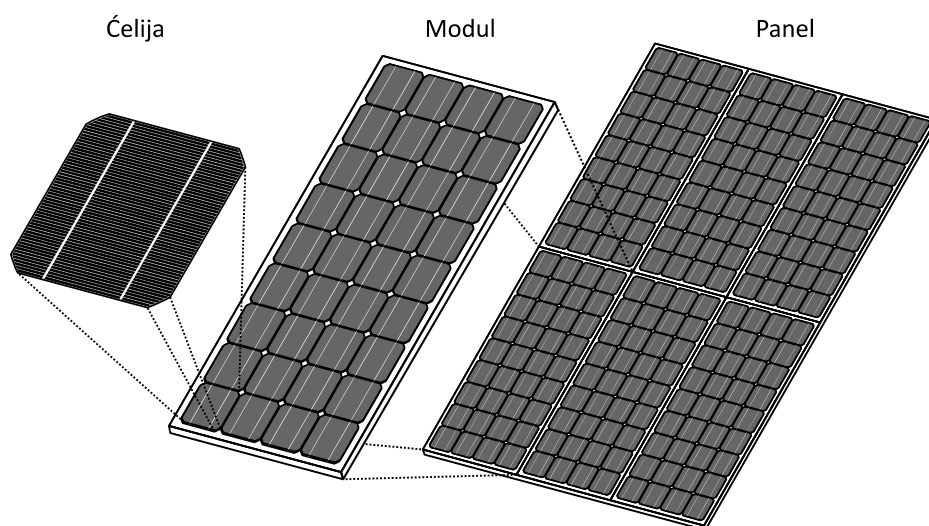
Snaga jednog fotonaponskog modula tipično iznosi od nekoliko desetaka do nekoliko stotina vati. Radi postizanja još veće izlazne snage, dodaju se novi moduli i formiraju se tzv. *fotonaponski paneli*, kao što je prikazano na slici 5.26. Veza pojedinačnih modula unutar panela može biti redna, paralelna ili kombinacija oba navedena načina. Rednom vezom se povećava napon, a paralelnom struja panela. Za rednu vezu više modula u literaturi na engleskom jeziku uobičajen je izraz *string*, kojeg možemo da prevedemo kao *niz*. Veza više stringova u paralelu označena je kao *array*, što ćemo u ovoj knjizi nazivati *grupa*. Redno-paralelnim vezivanjem modula I - U karakteristika se proporcionalno skalira, zadržavajući

izvorni oblik. Primjer strujno-naponske karakteristike panela koji je sačinjen od 6 modula (vezani u konfiguraciji 2 paralelno $\times$ 3 redno) dat je na slici 5.27.



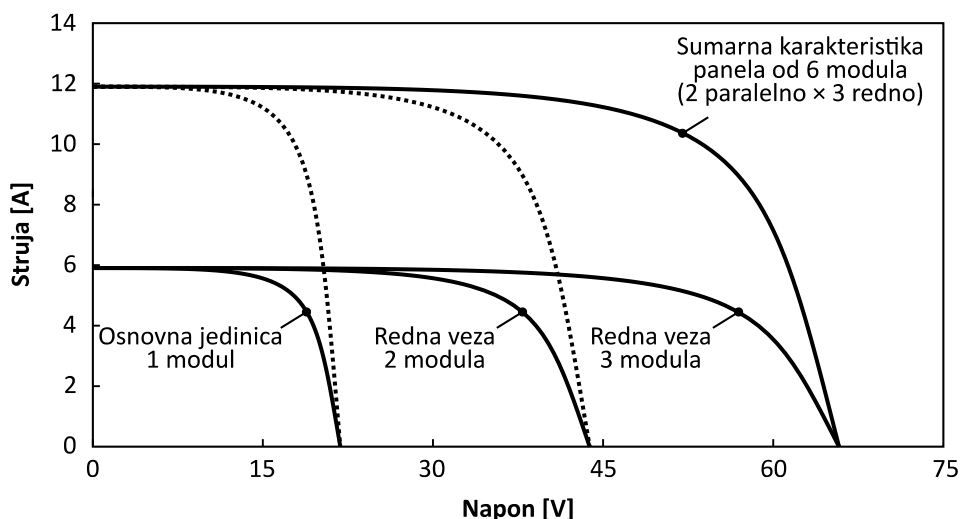
SLIKA 5.25

Strujno-naponska karakteristika modula sačinjenog od 36 ćelija



SLIKA 5.26

Od fotonaponske ćelije do panela



SLIKA 5.27

I-U karakteristika fotonaponskog panela sačinjenog od 6 modula

5.5 Uticaj iradijance i temperature na karakteristiku PV modula

Na osnovu dosadašnjeg izlaganja, može se zaključiti da tri ambijentalne varijable posebno utiču na performanse fotonaponskih elemenata: snaga Sunčevog zračenja, spektralna raspodjela i temperatura. Snaga zračenja (iradijansa) direktno utiče na broj generisanih parova elektron-šupljina i, posredno, na struju koju proizvodi fotonaponski modul. Oblik spektra zračenja daje odgovor na pitanje koliki procenat od ukupnog broja fotona će imati dovoljno energije da u određenom poluprovodničkom materijalu izazove fotonaponski efekat. Temperatura utiče na proces termičkog generisanja nosilaca naelektrisanja i na unutrašnju otpornost poluprovodničkog materijala.

5.5.1 I-U karakteristika modula pri standardnim uslovima

Da bi se karakteristike fotonaponskih modula različitih proizvođača poredile u ravnopravnim okolnostima, nameće se potreba da se definišu *standardni uslovi ispitivanja* (eng. *standard test conditions – STC*). Standardni uslovi propisuju da se testiranje modula obavlja pri ukupnoj iradijansi od 1000 W/m^2 i spektralnoj raspodjeli AM1.5, a da pri tom temperatura ćelija u sklopu modula bude 25°C .

Spektralna raspodjela AM1.5 precizno je definisana standardom, na šta nas može podsjetiti slika 2.14 i prateći tekst iz drugog poglavlja.

Fotonaponski moduli se uobičajeno testiraju u zatvorenim prostorijama korišćenjem generatora vještačke svjetlosti, budući da nije moguće jednostavno regulisati intenzitet Sunčevog zračenja u prirodnim uslovima. Laboratorijski sistem se postavlja u mračnu komoru u kojoj je moguće podešavati temperaturu. Uz izvor vještačkog svjetlosnog zračenja, neophodna je oprema za montiranje modula za testiranje, te odgovarajući računarski mjerno-akvizicioni sistem. Testovi trebaju da traju što kraće, pošto dugotrajnije izlaganje zračenju dovodi do povećanja temperature modula i odstupanja od uslova ispitivanja propisanih standardom.

Parametre modula verifikovane testiranjem proizvođač navodi na natpisnoj pločici. Primjer natpisne pločice jednog PV modula, zajedno sa prevodom izraza koji su originalno napisani na engleskom jeziku, prikazan je na slici 5.28.

Proizvođač	
Oznaka modela	smart energy Viasolar
Tehnologija izrade	Electrical Ratings
Maksimalna snaga P_M	Model No. VSM-100W-18V
Moguća greška maksimalne snage	Cell type Monocrystalline
Napon otvorenog kola U_{OK}	Solar Cell Solar World
Napon pri maks. snazi U_M	Peak power (Pmax) 100Wp
Struja kratkog spoja I_{KS}	Power tolerance range (%) $\pm 3\%$
Struja pri maks. snazi I_M	Open circuit voltage / Voc (V) 21.3
Dimenzije modula	Max. power voltage / Vmp (V) 17.8
Standardni uslovi testiranja	Short circuit current / Isc (A) 6.08
	Max. power current / Imp (A) 5.62
	Max. System Voltage (V) 1000V DC
	Dimension (mm) 670×945×30
	Above Specification at standard test conditions (STC): 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5

SLIKA 5.28

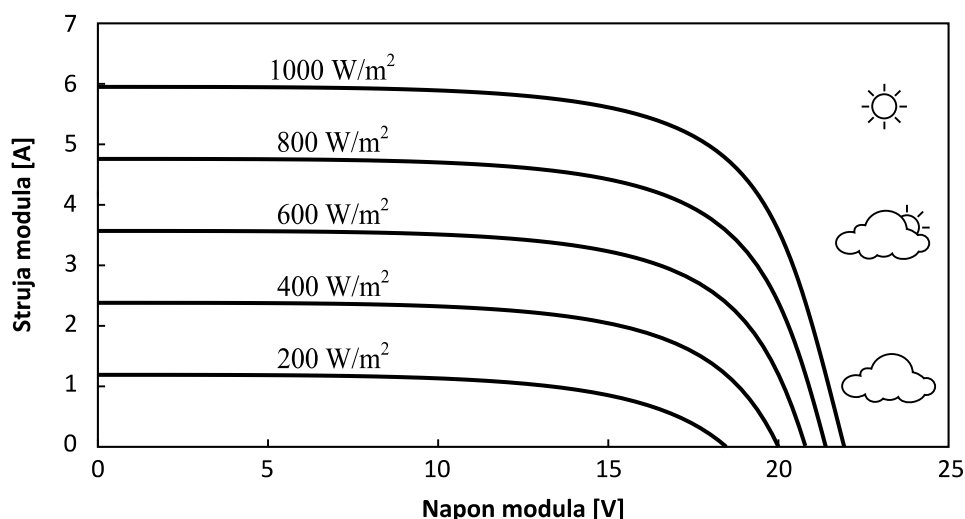
Natpisna pločica fotonaponskog modula snage 100 W

Sa pločice čitamo da je riječ o modulu izrađenom u tehnologiji monokristalnog silicijuma (c-Si), nominalne snage 100 W, uz moguću grešku od $\pm 3\%$. Napon otvorenog kola iznosi 21,3 V, a struja kratkog spoja 6,08 A. U režimu maksimalne snage napon ima vrijednost od 17,8 V, a struja od 5,62 A. Množenjem struje i napona provjeravamo da je tačno navedena vrijednost maksimalne snage: $17,8 \times 5,62 = 100,036$ W. Na osnovu dimenzija izračunava se površina modula, koja iznosi $670 \times 945 = 633.150$ mm² = 0,633 m². Budući da je, pri standardnim uslovi-

ma testiranja, modul izložen iradijansi od 1000 W/m^2 , na njegovu površinu dospijeva 633 W/m^2 , a kako je maksimalna snaga 100 W , izračunavamo da efikasnost modula u tom režimu iznosi $100/633 = 0,158 = 15,8\%$. Treba primjetiti da u ovoj analizi nisu uvaženi širina rama i razmaci između pojedinih ćelija unutar modula, tako da je efikasnost fotonaponske konverzije ipak nešto veća od $15,8\%$.

5.5.2 Uticaj iradijanse na I-U karakteristiku modula

Kako iradijansa opada ispod standardnih 1000 W/m^2 , dolazi do promjene I-U karakteristike modula. Struja kratkog spoja se smanjuje u direktnoj proporciji sa opadanjem iradijanse. Napon otvorenog kola se takođe smanjuje, ali njegova promjena je procentualno daleko manja u poređenju sa promjenom struje. Navedene pojave su ilustrovane familijom karakteristika na slici 5.29.



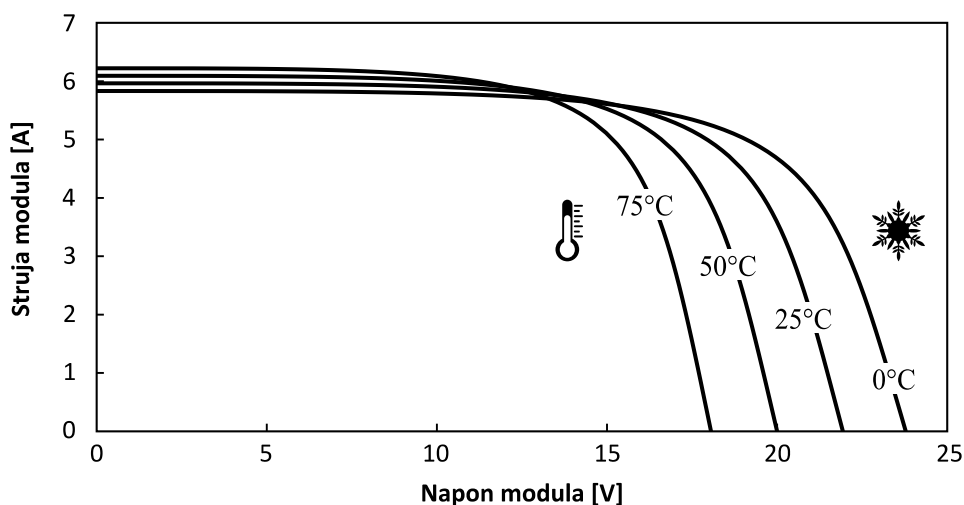
SLIKA 5.29

I-U karakteristika fotonaponskog modula u zavisnosti od iradijanse

5.5.3 Uticaj temperature na I-U karakteristiku modula

Temperatura takođe spada u fizičke veličine koje imaju znatan uticaj na performanse fotonaponskih modula. O kolikom uticaju je riječ, stičemo uvid na osnovu dijagrama sa slike 5.30. Primjećujemo da je temperaturna osjetljivost mnogo više izražena kod napona nego kod jačine struje. Napon otvorenog kola opada sa porastom temperature, tako da on ima negativni termički koeficijent.

Izraženo procentualno za primjer monokristalnog silicijuma, promjena napona otvorenog kola se tipično kreće od $-0,3\%/^{\circ}\text{C}$ do $-0,4\%/^{\circ}\text{C}$. Prema ilustraciji sa slike 5.30, pri povećanju temperature sa standardnih 25°C na povišenih 50°C , napon otvorenog kola se smanjuje za nešto manje od 2 V (odnosno 10%), što predstavlja $-0,4\%/^{\circ}\text{C}$. Struja kratkog spoja se daleko manje mijenja u funkciji promjene temperature. Njena promjena ima pozitivan termički koeficijent, jer se jačina struje povećava kako temperatura raste. Vrijednost termičkog koeficijenta struje kratkog spoja kod monokristalnog silicijuma tipično iznosi od $+0,04\%/^{\circ}\text{C}$ do $+0,05\%/^{\circ}\text{C}$. Kao superpozicija temperaturnih varijacija struje i napona, snaga koju proizvodi fotonaponski modul takođe se mijenja u zavisnosti od temperature. Intenzivnije smanjenje napona dominira u poređenju sa blažim povećanjem struje, što rezultuje činjenicom da se snaga smanjuje kako se temperatura povećava. Temperaturni koeficijent promjene snage tipično iznosi između $-0,4\%/^{\circ}\text{C}$ i $-0,5\%/^{\circ}\text{C}$. Zanimljiva je pojava da fotonaponski panel proizvodi više snage kada je dan vedar i hladan, nego kada je vedar i vreo.

**SLIKA 5.30**

I-U karakteristika fotonaponskog modula u zavisnosti od temperature

Iako se PV moduli testiraju pri iradijansi od 1000 W/m^2 i temperaturi od 25°C , uslovi u realnoj eksploataciji su praktično uvijek drugačiji. Iradijansa je uglavnom manja, a temperatura ćelija unutar modula viša od vrijednosti ovih parametara pri standardnim uslovima testiranja. Da bi se temperatura ćelija što bolje procijenila, a što je posredno bitno i za procjenu snage modula, uvodi se

pojam normalne radne temperature ćelije (eng. *normal operating cell temperature* – NOCT). *Normalna radna temperatura ćelije* se definiše kao temperatura koju postiže ćelija kada iradijansa iznosi 800 W/m^2 , temperatura ambijenta 20°C , a brzina vjetra 1 m/s . Pri tome se podrazumijeva da je fotonaponski modul montiran tako da mu je stražnja strana odmaknuta od podloge, čime je omogućeno nesmetano odvođenje toplote. Pri drugačijim ambijentalnim uslovima procjena temperature ćelije se vrši prema obrascu:

$$T_c = T_a + \frac{G}{800 \text{ W/m}^2} (\text{NOCT} - 20^\circ\text{C}) \quad (5.11)$$

gdje su T_c temperatura ćelije i T_a temperatura ambijenta, obje izražene u stepenima Celzijusa, a G je iradijansa mjerena u W/m^2 .

PRIMJER 5.4

Uticaj temperature na snagu fotonaponskog modula

Parametri zapisani na natpisnoj pločici fotonaponskog modula TP-265P-60, koji su određeni pri standardnim uslovima ispitivanja (STC) i normalnim radnim uslovima (NOCT), dati su u narednoj tabeli:

Parametar	STC	NOCT
Maksimalna snaga (P_M)	260 W	189,7 W
Napon pri maks. snazi (U_M)	30,3 V	27,6 V
Struja pri maks. snazi (I_M)	8,59 A	6,87 A
Napon otvorenog kola (U_{OK})	37,7 V	34,8 V
Struja kratkog spoja (I_{KS})	9,09 A	7,35 A
Nominalna radna temperatura ćelije	$46^\circ\text{C} \pm 2\%$	
Temp. koeficijent snage P_M	$-0,42\%/^\circ\text{C}$	

Pokazati kako se na osnovu maksimalne snage, koja se postiže pri standardnim uslovima testiranja (STC), može odrediti maksimalna snaga koja je ostvarljiva pri normalnim uslovima eksploatacije (NOCT).

Rješenje

Pri standardnim uslovima ispitivanja (iradijansa 1000 W/m^2 , spektralna raspodjela AM1.5 i temperatura ćelije 25°C) maksimalna snaga P_M iznosi 260 W.

Zbog negativnog termičkog koeficijenta, vrijednost maksimalne snage na temperaturi normalne eksploatacije od 46°C biće manja:

$$P_M \left(1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}, 46^\circ\text{C} \right) = 260 \left[1 - \frac{0,42\% / ^\circ\text{C}}{100} (46 - 25) \right] = 237,068 \text{ W}.$$

Kada se još umjesto iradijanse od 1000 W/m² uvrsti vrijednost od 800 W/m², koliko propisuju NOCT uslovi, dobija se da je tražena vrijednost maksimalne snage jednaka

$$P_M \left(800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}, 46^\circ\text{C} \right) = 237,068 \frac{800}{1000} = 189,65 \text{ W} . \blacksquare$$

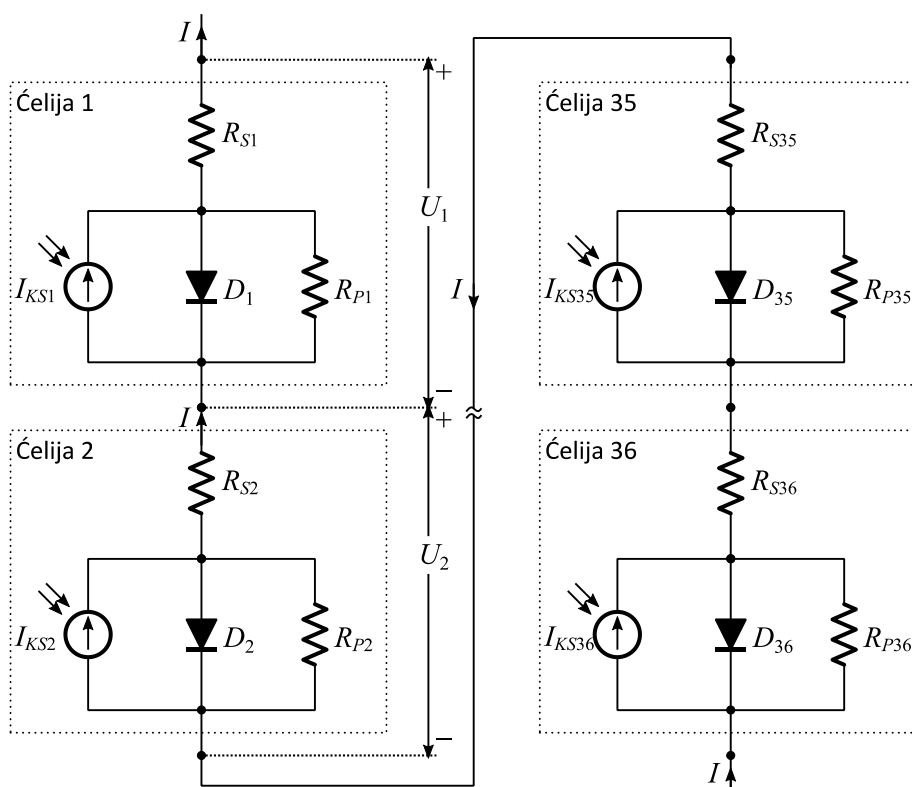
5.6 Negativni uticaj sjenčenja

U normalnim okolnostima, podrazumijeva se da sve ćelije u sklopu jednog fotonaponskog modula rade u identičnim uslovima. Tokom eksploatacije dešavaju se slučajevi kada, zbog uticaja raznih prepreka, pojedine ćelije u poređenju sa ostalima budu izložene manjoj iradijansi. Pojavu sjenčenja može da izazove udaljena prepreka, koja se u datom trenutku nađe na putu prostiranja direktne komponente zračenja Sunca (drvo, susjedna zgrada itd.) ili objekti koji su pali na površinu modula (snijeg, pijesak, lišće, ptičije fekalije i sl.). Pokazuje se da zaklanjanje čak i male površine fotonaponskog modula dovodi do neproporcionalno većeg gubitka u proizvodnji energije, o čemu govorimo u nastavku.

5.6.1 Modelovanje efekta sjenčenja

Radi detaljnijeg objašnjenja uticaja sjenčenja, posmatraćemo fotonaponski modul sa 36 ćelija, poput onog prikazanog na slici 5.23. Ekvivalentna šema takvog modula data je na slici 5.31. Zamislimo scenario po kojem je prva ćelija zasjenčena tako da prima 500 W/m², dok je preostalih 35 ćelija izloženo standardizovanoj iradijansi od 1000 W/m². Neka u ovom primjeru struja kratkog spoja ćelije I_{KS} za STC uslove iznosi 6 A. Pri polovičnoj iradijansi od 500 W/m², došlo bi i do polovljenja struje kratkog spoja na vrijednost od 3 A. Zbog redne veze, kroz sve ćelije teče identična struja, a njen intenzitet zavisi od priključenog opterećenja. U zavisnosti od radnog režima, zasjenčena ćelija može biti direktno ili inverzno polarisana. Kada je struja modula manja od struje kratkog spoja zasjenčene ćelije, polarizacija je direktna. U ovom slučaju, napon na diodi D_1 je pozitivan, što znači da ćelija i dalje doprinosi izlaznom naponu i sumarnoj snazi modula. Povećavanjem struje modula i njenim izjednačavanjem sa strujom kratkog spoja zasjenčene ćelije, polarizacija diode D_1 mijenja se u negativnu. Kroz diodu teče inverzna struja male

vrijednosti, a struja jačine $(I - I_{KS1})$ zatvara se kroz ekvivalentnu otpornost R_{P1} . Umjesto kao generator, zasjenčena ćelija se u ovom režimu ponaša kao potrošač. Na njoj se javlja neželjeni pad napona i disipacija korisne snage. Nastaju pregrijana mjesta (eng. *hot spots*), a u najgorim slučajevima dolazi do djelimičnog oštećenja ili potpunog uništavanja ćelije.

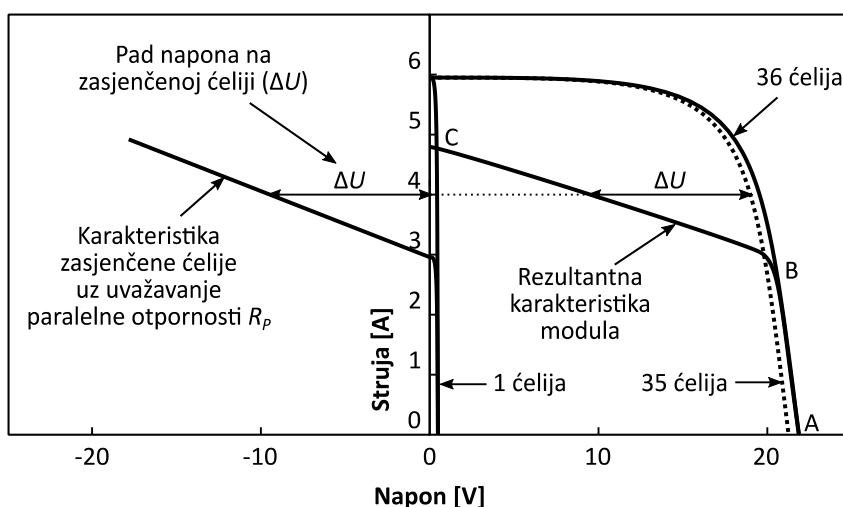


SLIKA 5.31

Ekvivalentna šema fotonaponskog modula od 36 ćelija

I - U karakteristika modula konstruiše se analogno slučaju bez sjenčenja, sabiranjem napona pojedinih ćelija, a zadržavanjem zajedničke vrijednosti struje koja teče kroz sve ćelije u rednoj vezi. Ilustracija je prikazana na slici 5.32. Dio karakteristike koji se odnosi na male struje modula, tj. dio blizak režimu otvorenog kola između tačaka A i B, nije značajnije promijenjen u odnosu na slučaj kada ne postoji sjenčenje. Razlog za to je već protumačena pozitivna polarizacija diode D_1 i

pozitivni napon na ćeliji 1. Daljim rastom struje modula, napon na ćeliji 1 postaje negativan i sve veći po intenzitetu. Zbog suprotne polarizacije, napon na ćeliji 1 oduzima se od sume napona ostalih ćelija, što dovodi do intenzivnijeg smanjenja napona na izlazu modula. Dio karakteristike modula između tačaka B i C, znatnije odstupa od standardne karakteristike snimljene bez pojave sjenčenja.



SLIKA 5.32

Konstrukcija I-U karakteristike PV modula kojem je jedna ćelija zasjenčena 50%

PRIMJER 5.5

Uticaj sjenčenja na fotonaponski modul

Modul je sačinjen od 36 redno vezanih ćelija, kod kojih je vrijednost unutrašnje paralelne otpornosti R_p jednaka 10Ω . Struja kratkog spoja ćelije iznosi 6 A pri iradijansi od 1000 W/m^2 , odnosno 3 A pri iradijansi od 500 W/m^2 . Za režim fotonaponskog modula pri kojem je izlazna struja jednaka $I_R = 4 \text{ A}$, a napon $U_R = 20,5 \text{ V}$, procijeniti gubitke koji bi se pojavili ako bi se jedna ćelija zasjenčila tako da joj se iradijansa smanji za 50%. Zadati podaci odgovaraju ilustraciji datoj na slici 5.32.

Rješenje

Na samom početku možemo da primijetimo da u režimu prije sjenčenja modul proizvodi snagu od

$$P_R = U_R I_R = 20,5 \cdot 4 = 82 \text{ W}.$$

Na osnovu ekvivalentne šeme sa slike 5.31 računamo napon na zasjenčenoj ćeliji br. 1

$$U_1 = (I_{KS1} - I_R) R_P - I_R R_S \approx (I_{KS1} - I_R) R_P = (3 - 4) \cdot 10 = -10 \text{ V}.$$

Napon na svakoj od preostalih ćelija, na kojima nije došlo do smanjenja iradijancije (dakle za $2 \leq i \leq 36$), iznosi

$$U_i = \frac{1}{36} U_R = \frac{1}{36} 20,5 = 0,569 \text{ V}.$$

Rezultantni izlazni napon modula jednak je sumi napona svih 36 ćelija:

$$U = \sum_{i=1}^{36} U_i = U_1 + \sum_{i=2}^{36} U_i = -10 + 35 \cdot 0,569 = -10 + 19,931 = 9,931 \text{ V},$$

što znači da je, u odnosu na slučaj bez sjenčenja, napon modula smanjen za više od 50%.

Na zasjenčenoj ćeliji javlja se disipacija snage u iznosu od

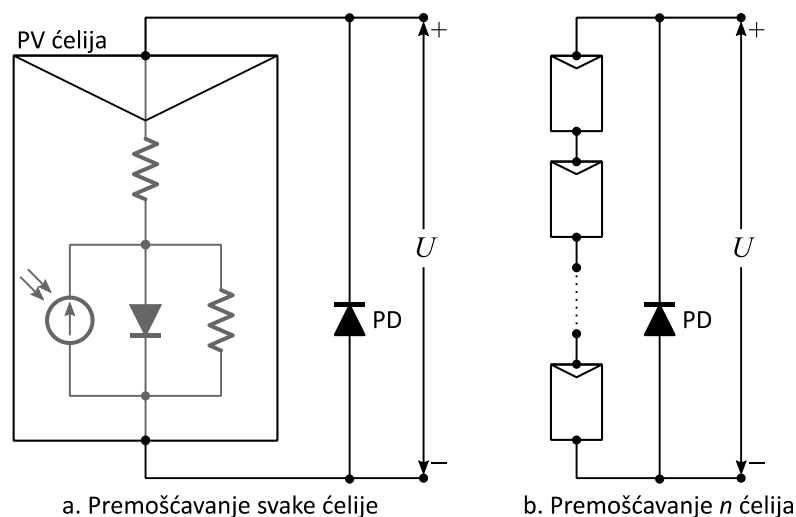
$$P_D = |U_1 I_R| = 10 \cdot 4 = 40 \text{ W}.$$

Poređenjem sa iznosom snage iz normalnog režima od 82 W, zaključujemo da je polovično sjenčenje samo jedne od 36 redno vezanih ćelija dovelo do mnogo veće posljedice, da je izlazna snaga modula praktično prepolovljena. Gubitak od 40 W se disipira na zasjenčenoj ćeliji. ■

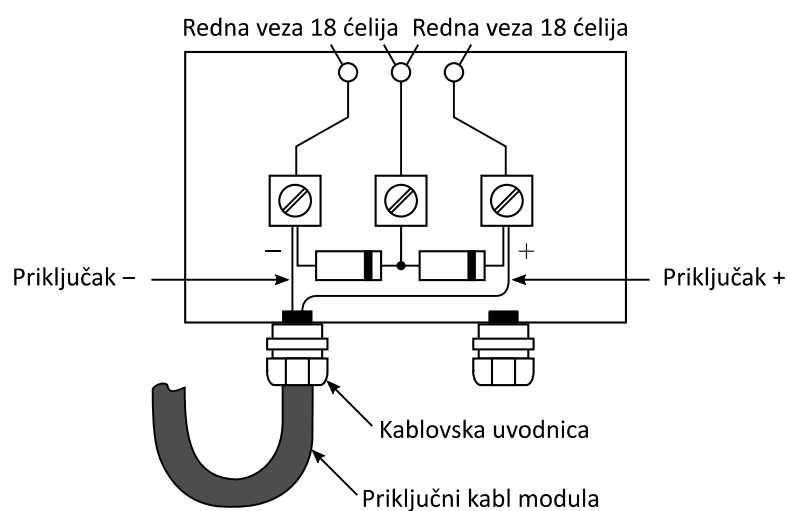
5.6.2 Premošćavajuće diode

U namjeri da se spriječi pojava pregrijavanja pojedinih ćelija u sklopu modula, paralelno im se vezuju tzv. *premošćavajuće diode* (eng. *bypass diodes*). Tokom normalnih režima ove diode su inverzno polarisane i imaju zanemarljiv uticaj na rad modula. Kada dođe do pojave sjenčenja, one počinju da provode preuzimajući struju od otpornosti R_P , čime onemogućavaju nastajanje visokih negativnih napona na zasjenčenim ćelijama.

Gledano čisto tehnički, optimalnu zaštitu pruža varijanta u kojoj svaka ćelija posjeduje svoju premošćavajuću diodu (slika 5.33a). Takvo rješenje ipak nije ekonomično, pa se u praksi pribjegava kompromisu prema kojem se niz od 18 do 24 ćelija premošćava jednom zajedničkom diodom (slika 5.33b). Primjera radi, kod modula od 36 ćelija uobičajeno je da koriste samo dvije diode i to tako da je njihovo spajanje izvedeno spolja, u priključnoj kutiji modula, kao što je ilustrovano na slici 5.34.

**SLIKA 5.33**

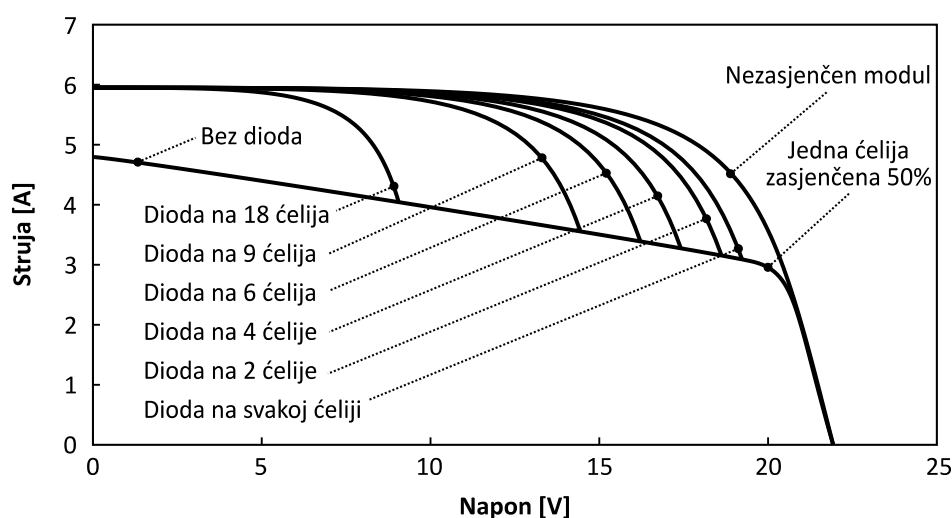
Upotreba premošćavajućih dioda (PD)

**SLIKA 5.34**

Vezivanje premošćavajućih dioda u priključnoj kutiji modula

Uticaj broja premošćavajućih dioda na $I-U$ karakteristiku fotonaponskog modula prikazan je dijagramom na slici 5.35. I ovaj dijagram je nacrtan za scenario pri kojem je jedna od 36 redno vezanih ćelija zasjenčena 50%. Primjetno je da se u

slučaju postojanja samo dvije diode koje premošćavaju po 18 ćelija i dalje na modulu javljaju znatni gubici usljed sjenčenja, pa se može zaključiti da korist od njihovog ugrađivanja i nije velika. Korist je, ipak, značajna ukoliko zasjenčeni modul ne radi samostalno nego je dio stringa sačinjenog od redne veze više modula. U takvom slučaju zaštitna dioda će premostiti problematični modul (ili njegovu jednu polovinu), a ostatak stringa će funkcionisati ispravno.



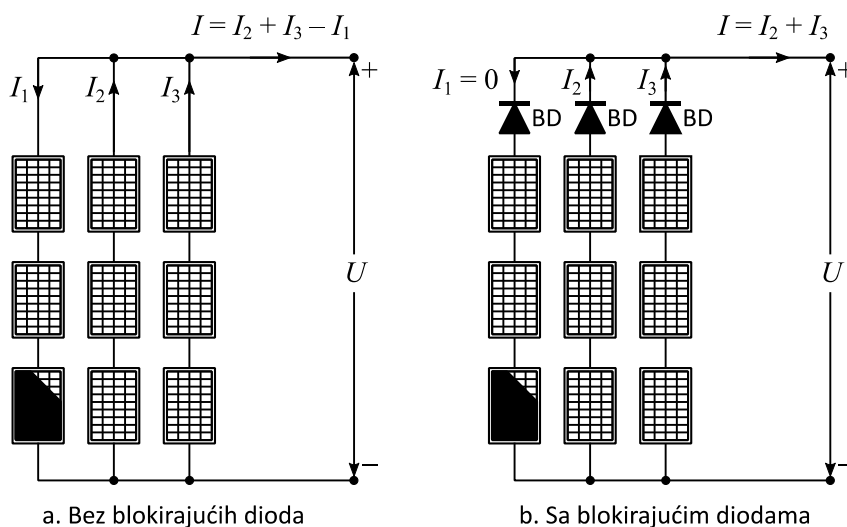
SLIKA 5.35

Uticaj broja premošćavajućih dioda na I-U karakteristiku modula

5.6.3 Blokirajuće diode

Iako je praktično ostvarljiva, paralelna veza se rijetko primjenjuje kod vezivanja pojedinačnih ćelija u fotonaponski modul. Ona je češće prisutna na višem nivou, gdje se određeni broj rednih stringova PV modula povezuje paralelno radi ostvarivanja velikih snaga. Slično kao što debalansi nepovoljno utiču na ćelije i module u rednoj vezi, nesimetrična stanja takođe stvaraju probleme i fotonaponskim elementima koji su povezani paralelno. Prema ilustraciji prikazanoj na slici 5.36a vidimo da u slučaju sjenčenja ili kvara na jednom od modula dolazi do promjene smjera struje kroz odgovarajući string. Ukupna izlazna struja grupe I biće manja od sume struja zdravih stringova $I_2 + I_3$, zato što se pojavljuje gubitak u formi struje I_1 . Ovaj se problem može predupređiti tako što se na početku svakog stringa postavi *blokirajuća dioda*, kao što je prikazano na slici 5.36b. Dioda na

problematičnom stringu će, zahvaljujući inverznoj polarizaciji, onemogućiti proticanje struje kvara. Izlazna struja grupe u ovom slučaju biće jednaka sumi struja zdravih stringova.



SLIKA 5.36

Upotreba blokirajućih dioda (BD)

U neporemećenom radnom režimu sve diode su polarisane u direktnom smjeru i nesmetano provode struju. Na svakoj od njih se ipak javlja neželjena disipacija snage koja se može izračunati kao umnožak jačine struje i pada napona direktne polarizacije. Zbog ove pojave, gdje je god to moguće, prilikom projektovanja PV sistema biraju se rješenja u kojima upotreba blokirajućih dioda nije neophodna.

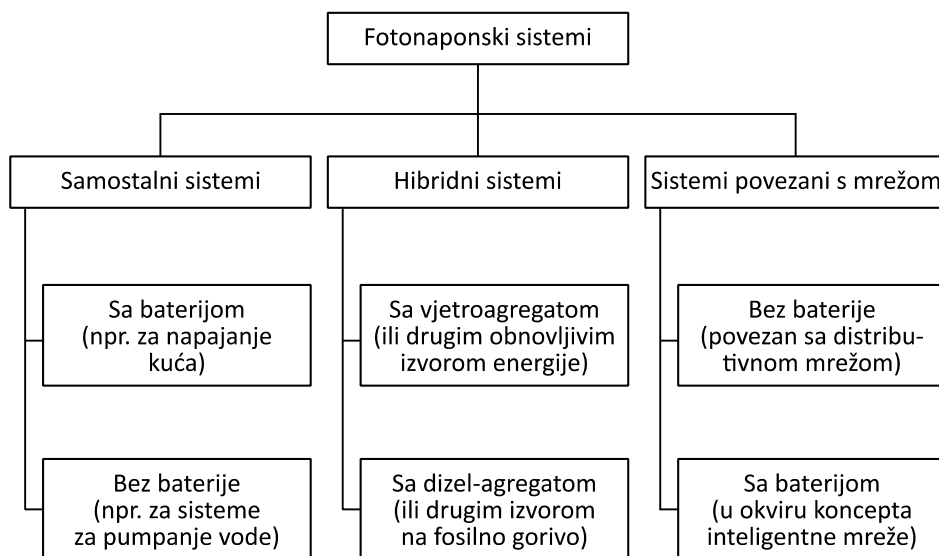
6

FOTONAPONSKI SISTEMI

Fotonaponski moduli zajedno sa elektronskim konvertorima i uređajima za skladištenje energije, međusobno povezani odgovarajućim instalacijama, čine *fotonaponski sistem*. Ugrađena oprema i način povezivanja zavise od veličine sistema i mjesta primjene. U ovom poglavlju biće riječ o tipovima fotonaponskih sistema, uobičajenim konfiguracijama i principu rada neophodnih komponenata.

6.1 Tipovi fotonaponskih sistema

Osnovna podjela fotonaponskih sistema prikazana je dijagramom na slici 6.1. U nastavku teksta dat je opis svake od navedenih kategorija.

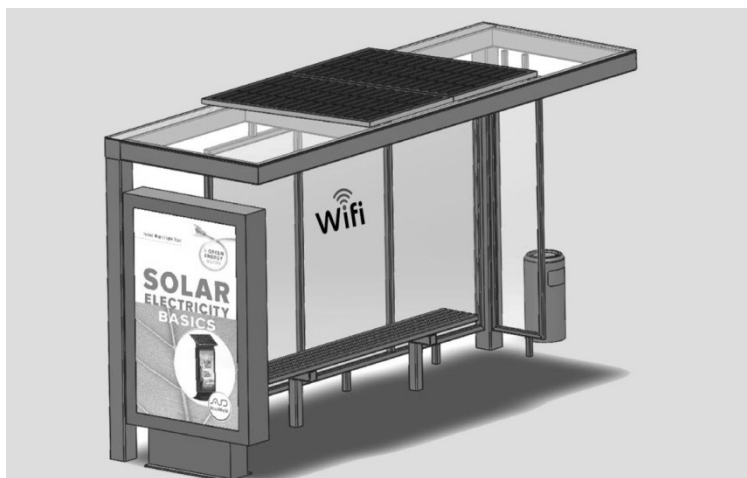


SLIKA 6.1

Osnovna podjela fotonaponskih sistema

6.1.1 Samostalni fotonaponski sistemi

Samostalni fotonaponski sistemi namijenjeni su za napajanje samo lokalno instaliranih potrošača i potpuno su nezavisni od elektroenergetske mreže. Istorija njihove primjene seže do pedesetih godina prošlog vijeka, kada su ovakvi sistemi prvi put upotrijebljeni za proizvodnju energije u svemirskim letjelicama. Dostupna iradijansa u svemiru je veća nego na Zemlji, zahvaljujući činjenici da se ne javlja slabljenje zračenja usljed dejstva atmosfere, tako da su uslovi eksploatacije fotonaponskih sistema u svemiru zapravo idealni. Usavršavanjem tehnologije i smanjenjem cijena stvorene su mogućnosti za primjenu fotonaponskih sistema, takođe, i pri zemaljskim uslovima. Karakteristični primjeri primjene predstavljaju vikendice i kuće udaljene od distributivne mreže, kamp kućice, čamci, telekomunikacioni predajnici, sistemi za pumpanje vode itd. Na slici 6.2 je prikazano autobusko stajalište koje može biti instalirano u udaljenim predjelima. Energija koju tokom dana proizvedu fotonaponski moduli koristi se za noćno osvjetljenje i napajanje elektronskog info-pulta.

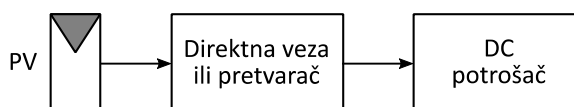


SLIKA 6.2

Autobusko stajalište sa solarnim napajanjem

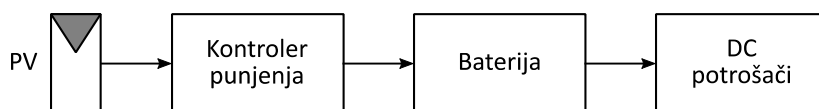
Samostalni fotonaponski sistemi mogu da napajaju potrošače jednosmjerne struje (DC), naizmjenične struje (AC) ili obje vrste u kombinaciji. S obzirom na to da su PV moduli izvori jednosmjerne struje, DC sistemi imaju jednostavniju konstrukciju, jer nije potreban DC/AC pretvarač. U najjednostavnijoj varijanti, moguće je potrošač na PV panel povezati direktno ili preko pretvarača sa

minimumom elektronike. Blok-dijagram takvog PV sistema prikazan je na slici 6.3. Kao ilustrativni primjer za ovaj tip sistema možemo da navedemo stanicu za pumpanje vode u neki rezervoar koji je u odnosu na izvor smješten na većoj nadmorskoj visini. Kada je prisutno zračenje Sunca, PV moduli proizvode električnu energiju i direktno je predaju motoru jednosmjerne struje koji je zadužen za pogon pumpe za vodu. U ovakvom slučaju rezervoar vode služi kao skladište za energiju i nije neophodna upotreba električnih baterija. Prvenstveno se postiže jednostavnost i robusnost, ali sistem je osjetljiv na promjene radnih režima, tako da je postizanje maksimalne efikasnosti problematično.

**SLIKA 6.3**

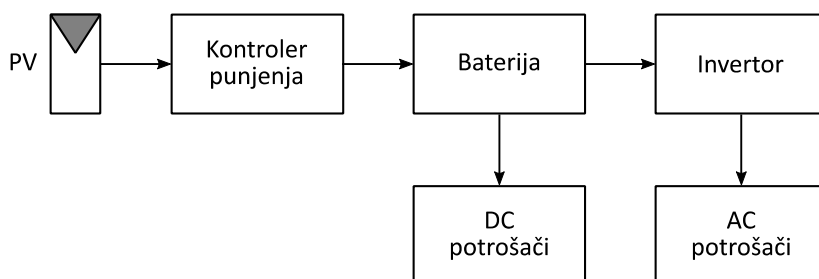
Blok-dijagram samostalnog PV sistema jednosmjerne struje bez baterije

Većina samostalnih potrošača, ipak, ima potrebu za energijom u tačno određenom trenutku, bez mogućnosti za odgađanje. Ilustrativni primjer predstavljaju telekomunikacioni predajnici, čija se potrošnja mijenja u zavisnosti od intenziteta komunikacionog saobraćaja. PV sistemi bez uređaja za skladištenje energije nisu u stanju da takvim potrošačima obezbijede napajanje noću ili u uslovima izražene oblačnosti. Nameće se potreba za korišćenjem električnih baterija. Principijska šema samostalnog DC fotonaponskog sistema sa baterijama prikazana je na slici 6.4. DC potrošači se napajaju iz baterije nezavisno od doba dana i intenziteta zračenja Sunca. Baterija se puni u momentima kada je zračenje dostupno. Kontroler punjenja je DC/DC pretvarač koji ima ugrađenu funkciju traženja radne tačke maksimalne snage. Mogućnost prilagođavanja ambijentalnim uslovima garantuje visok stepen iskorišćenja raspoložive Sunčeve energije. Dimenzionisanje samostalnog fotonaponskog sistema, odnosno određivanje instalisane snage PV modula i kapaciteta baterije, predstavlja složen planerski zadatak. Besprekidno napajanje potrošača mogli bi da obezbijede samo veoma predimenzionisani sistemi. Na bazi tehno-ekonomskog kompromisa bira se PV sistem najmanje moguće veličine i cijene, ali tako da vjerovatnoća da potrošači ostanu bez napajanja bude na zadovoljavajuće niskom nivou.

**SLIKA 6.4**

Blok-dijagram samostalnog fotonaponskog sistema jednosmjerne struje

Samostalni fotonaponski sistemi mogu da služe za napajanje stambenih objekata, koji su značajnije udaljeni od distributivne mreže. U takvim objektima, uz eventualno specijalizovane DC potrošače, očekivana je upotreba standardnih uređaja predviđenih za napajanje iz AC mreže napona 230/400 V i učestanosti 50 Hz. U tom slučaju, samostalni DC sistem potrebno je proširiti ugradnjom DC/AC pretvarača – invertora. Invertor se napaja iz baterija i na izlazu daje jednofazni ili trofazni naizmjenični napon. Kod kvalitetnih i skupih invertora izlazni napon približno ima oblik sinusoide. U posljednje vrijeme se toleriše veće odstupanje od sinusnog oblika, računajući s tim da se povećava broj tipova potrošača koji lako podnose značajnije harmonijsko izobličenje napona.

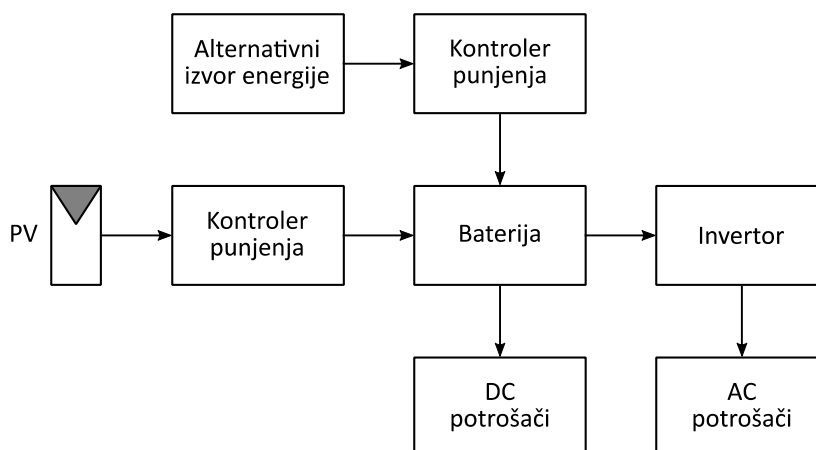
**SLIKA 6.5**

Blok-dijagram samostalnog fotonaponskog sistema naizmjenične struje

6.1.2 Hibridni fotonaponski sistemi

Upotreba baterije omogućava da se do određene mjere kompenzuju neizbježne fluktuacije snage fotonaponskog izvora. U ekstremnim okolnostima, kada se na primjer poveže veći broj dana sa malom iradijansom, baterija biva ispražnjena bez prilike za ponovno punjenje. U namjeri da se smanji uticaj intermitentnosti snage fotonaponskih izvora, sa njima se kombinuju neki komplementarni izvori energije, čime se formiraju *hibridni fotonaponski sistemi*. Po jednom pristupu, kao alternativni izvori energije, koriste se agregati koji sagorijevaju fosilna goriva (dizel,

benzin ili gas). Ovakvi agregati su pouzdani i imaju relativno nisku nabavnu cijenu, a zbog značajnijih varijabilnih troškova (cijene proizvedenog kilovat-časa energije) angažuju se samo kada je neophodno. Prema drugom pristupu, instaliraju se neki komplementarni obnovljivi izvori energije, kao što su vjetroagregati ili mali hidroagregati. Pokazuje se da su agregati pogonjeni vjetrom prilično povoljni za kombinovanje sa fotonaponskim, s obzirom na činjenicu da se periodi sa najvećim intenzitetom brzine vjetra i sunčeve iradijancije uglavnom ne poklapaju, kako na dnevnom tako i na sezonskom nivou. Jedan od načina za povezivanje elemenata hibridnog fotonaponskog sistema prikazan je dijagramom na slici 6.6.



SLIKA 6.6

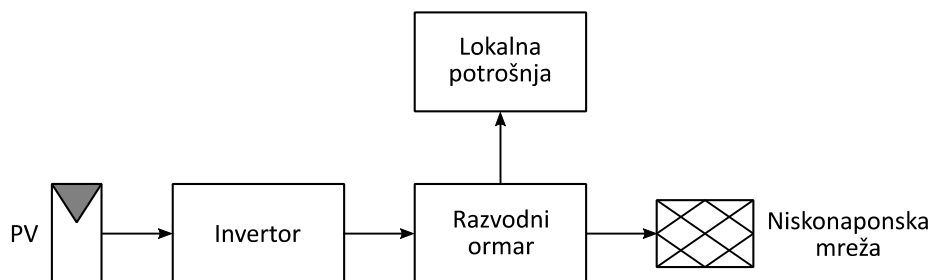
Blok-dijagram hibridnog fotonaponskog sistema

6.1.3 Fotonaponski sistemi povezani sa mrežom

Jedan od osnovnih nedostataka samostalnih fotonaponskih sistema svodi se na potrebu za korišćenjem baterija za skladištenje energije. I pored kontinuiranog razvoja tehnologije, baterije i dalje imaju relativno visoku cijenu i kratak vijek trajanja. Baterija mora biti predimenzionisana u slučaju da se traži visoka pouzdanost napajanja. Dodatni nedostatak predstavlja činjenica da samostalni fotonaponski sistemi nepotrebno rasipaju energiju u momentima kada je baterija napunjena, a snaga proizvodnje PV modula veća od potreba potrošnje.

Iz navedenih razloga, gdje god za to postoje uslovi, realizuju se *fotonaponski sistemi povezani sa elektroenergetskom mrežom*. Takvi fotonaponski sistemi su jednostavniji, jeftiniji i pouzdaniji. Kao što prikazuje dijagram sa slike 6.7, uz

fotonaponske module, sistem još jedino sadrži inverter, koji služi za konverziju jednosmjerne struje u naizmjeničnu i za interakciju sa elektroenergetskom mrežom.



SLIKA 6.7

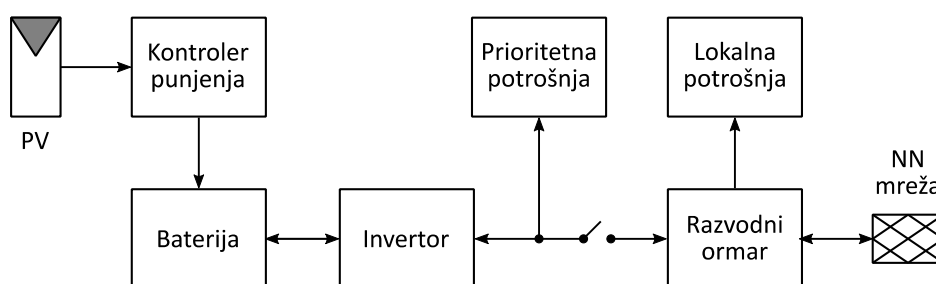
Blok-dijagram fotonaponskog sistema spregnutog sa elektroenergetskom mrežom

Invertor u ovakvoj konfiguraciji sistema mora biti složeniji, jer treba da radi sinhronizovano sa mrežom. Mreža se ponaša kao alternativni izvor za napajanje potrošnje koji ima neograničeni kapacitet. Ukoliko snaga fotonaponskih modula u nekom trenutku nije dovoljna za napajanje lokalne potrošnje, tada se nedostatak nadoknađuje preuzimanjem iz mreže. U suprotnom, ukoliko je snaga potrošnje mala, višak proizvodnje iz fotonaponskih modula se predaje u mrežu.

Iako nisu neophodne, baterije mogu da budu ugrađene takođe i u PV sisteme povezane sa elektroenergetskom mrežom, radi dodatnog poboljšanja funkcionalnosti. Budući da baterija obezbeđuje rezervu snage, PV sistemi koji ih posjeduju sposobni su da neko vrijeme (recimo u slučaju kvara u mreži) napajaju određene prioritetne lokalne potrošače u izolovanom režimu. Kao što se vidi na dijagramu sa slike 6.8, kada se desi kvar u mreži, režim rada fotonaponskog sistema mijenja se prekidačem, iz mrežno spregnutog u samostalni. Invertor radi u izolovanom modu i napaja prioritetne potrošače. Otklanjanjem problema u distributivnoj mreži, prekidač se ponovo uključuje. Čak i u mrežno povezanom režimu rada, baterija obezbeđuje dodatnu funkcionalnost, tako što se njena uskladištena energija može povremeno koristiti za sječenje vršne snage potrošnje i reaktivnu podršku za popravljivanje naponskih prilika u mreži.

Fotonaponski sistemi koji su namijenjeni da predaju veće količine energije u mrežu, a da uglavnom nisu praćeni značajnijom lokalnom potrošnjom, nazivaju se *fotonaponske elektrane* (slika 6.9). Snaga fotonaponskih elektrana tipično se kreće od reda stotina kilovata do više stotina megavata. Radi postizanja željene snage, fotonaponske elektrane sadrže mnogo stringova fotonaponskih modula i odgovara-

jući broj invertora u adekvatnoj konfiguraciji. Slično kao i kod tradicionalnih hidroelektrana ili termoelektrana, za spregu sa elektroenergetskom mrežom koriste se transformatori, kojima se podiže napon i smanjuje struja, čime se stvaraju uslovi za prenos energije na veće udaljenosti.

**SLIKA 6.8**

Blok-dijagram mrežno povezanog fotonaponskog sistema sa baterijom

**SLIKA 6.9**

Fotonaponska elektrana

6.1.4 Fotonaponski sistemi integrisani u zgrade

Posebnu kategoriju primjene fotonaponske tehnologije predstavljaju *fotonaponski sistemi integrisani u krovove i fasade zgrada*. U literaturi se ovakvi sistemi uobičajeno označavaju akronimom BIPV (eng. *Building Integrated Photovoltaics*). Osnovni smisao njihove upotrebe je u dvostrukoj ulozi koju ostvaruju fotonaponski elementi: energetske i građevinske. Energetska funkcija PV elemenata je da proizvode energiju, bilo za sopstvenu potrošnju korisnika zgrade ili za prodaju potrošačima spojenim na elektroenergetsku mrežu. Prema građevinskoj funkciji PV elementi se postavljaju umjesto konvencionalnih građevinskih materijala i služe kao sastavni dio omotača zgrade, u sklopu krova, fasade, svjetlarnika, nadstrešnica itd. Ekonomska opravdanost fotonaponskih sistema integrisanih u zgrade može da se postigne ukoliko se u obzir uzmu svi pozitivni efekti koji proizilaze iz njihove multifunkcionalnosti. Uz vrijednost proizvedene električne energije, potrebno je uvažiti izbjegnute troškove nabavke konvencionalnog građevinskog materijala, estetske i arhitekturne efekte, poboljšanje komfora boravka u zgradi zahvaljujući zaštiti od Sunca itd. Visoka nabavna cijena i, generalno, manja efikasnost zbog lošijeg odvođenja toplote i rada pri višoj temperaturi predstavljaju osnovne nedostatke ove tehnologije.

Krov je dio zgrade koji je posebno pogodan za postavljanje fotonaponskih modula. Površina krova je uglavnom slobodna i neiskorišćena, te nije zaklonjena neželjenim preprekama. Nagib krova koji je adekvatan za uspješno odvođenje atmosferskih padavina, odgovara i u energetske pogledu za optimalno korišćenje potencijala Sunčevog zračenja. Prema konvencionalnom pristupu, na krovove se naknadno dograđuju standardni pločasti fotonaponski moduli koji se pričvršćuju pomoću namjenskih elemenata za montažu. Integrirani pristup podrazumijeva da se tokom izgradnje umjesto klasičnog crijepa ili rebrastog lima, krov načini od fotonaponskih elemenata namjenski konstruisanih da obezbjeđuju mehaničku čvrstoću i vodonepropusnost. Razvijeni su čak i *solarni crepovi*, čiji je izgled i način postavljanja identičan kao kod klasičnih crepova od keramike.

Korišćenje fotonaponskih elemenata za gradnju fasada tehnički je zahtjevniji zadatak, ali rezultuje mnogo upečatljivijim estetskim efektima. Najveći energetske potencijal se ostvaruje ako se elementi integrišu u fasadu koja je orijentisana ka jugu. Zbog vertikalnog nagiba nemoguće je iskoristiti raspoloživo zračenje Sunca u procentu koji je blizak maksimumu. U nekim primjenama se realizuju i kose fasade, ali takva rješenja nisu atraktivna zbog pregrijavanja koje se javlja tokom ljetnog perioda. Razvijeni su različiti materijali za gradnju fasadnih elemenata. Materijali od kristalnog silicijuma koriste se za pokrivanje neprozirnih dijelova fasade, dok se

posebni transparentni fotonaponski moduli koriste kao prozori. Fotonaponske ćelije se mogu napraviti u različitim bojama, što arhitektama otvara čitav spektar estetskih varijanti. Fotonaponski sistemi mogu da služe i kao zaštita zgrade od prevelikog zračenja Sunca, tako što oponašaju vanjske venecijanere. Optimizacija balansiranjem između maksimizacije proizvodnje energije i traženog sjenčenja zgrade, vrši se ručno ili pomoću automatskih kontrolera.

Primjeri integracije fotonaponskih elemenata u krov ili fasadu zgrade prikazani su na slici 6.10.



SLIKA 6.10

Fotonaponski elementi ugrađeni kao dio krova (lijevo) i fasade (desno)

6.2 Baterije

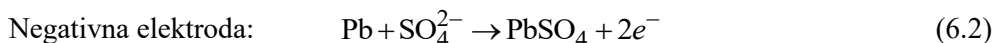
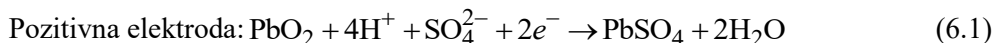
Baterije su uređaji za skladištenje energije. Samostalni fotonaponski sistemi skoro uvijek sadrže bateriju, dok je kod mrežno povezanih sistema prisustvo baterije daleko rjeđe. Princip funkcionisanja baterije svodi se na elektrohemijsku konverziju energije. Punjenjem se električna energija transformiše u hemijsku, a pražnjenjem obrnuto. U praksi se najčešće sreću olovne, niklove i litijumske baterije.

6.2.1 Olovne baterije

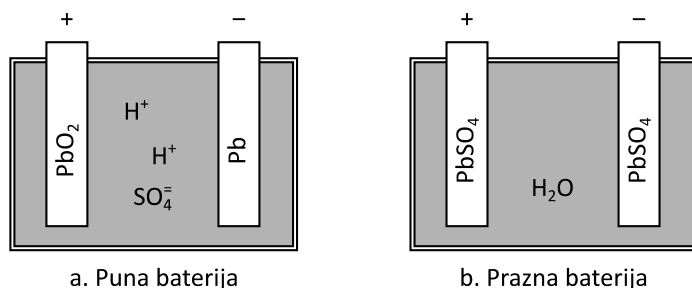
Olovne baterije predstavljaju zrelu tehnologiju, pa su kao takve jeftine i pouzdane. Kod olovnih baterija suštinski problem predstavlja nizak maksimalni dozvoljeni stepen pražnjenja, koji kod osnovne verzije iznosi svega oko 20%. Zbog ove osobine olovne baterije prvenstveno se koriste za napajanje elektropokretača u automobilima, gdje se traži veliki intenzitet struje u kratkom periodu, a čim se benzinski odnosno dizel motor startuje, alternator dopunjava bateriju vraćajući stepen napunjenosti ponovo na 100%. Drugi nedostatak olovnih baterija je osjetljivost na niske temperature, koja se intenzivira ako je stepen ispražnjenosti

veći. Životni vijek klasičnih olovnih baterija iznosi svega nekoliko godina. Usavršavanjem tehnologije, razvijene su kvalitetnije olovne baterije čija dubina pražnjenja može da dostigne i do 80%, a životni vijek da nadmaši 10 godina. Naravno, cijena takvih baterija po kilovat-času akumulisane energije par puta je veća od cijena kod izvorne varijante. Zahvaljujući napretku u pogledu dubine pražnjenja i trajnosti, primjena olovnih baterija postala je moguća i u fotonaponskim sistemima.

Ideja o tome kako funkcionišu olovne baterije predstavljena je na slici 6.11. Kod napunjene baterije na pozitivnoj elektrodi dominira olovni oksid (PbO_2), a na negativnoj čisto olovo (Pb). Elektrode su uronjene u sumpornu kiselinu (H_2SO_4), rastvorenu u destilovanoj vodi (H_2O). Kiselina se, prema tome, nalazi u formi jona H^+ i SO_4^{2-} . Kada se baterija priključi na potrošač, kreće proces pražnjenja u skladu sa sljedećim hemijskim reakcijama:



Kod obje reakcije sulfatni joni SO_4^{2-} se vežu za elektrode gradeći jedinjenje olovni sulfat (PbSO_4). Obje elektrode se, dakle, prevlače slojem olovnog sulfata, a koncentracija sumporne kiseline se smanjuje. Elektrolit se dodatno razrjeđuje oslobađanjem vode na pozitivnoj elektrodi.



SLIKA 6.11

Hemijske karakteristike olovne baterije: (a) napunjene i (b) ispražnjene

Pri punjenju baterije, zahvaljujući struji koja se dovodi iz spoljašnjeg izvora, olovni sulfat se ponovo pretvara u olovni oksid na pozitivnoj i čisto olovo na

negativnoj elektrodi. Opet se formira sumporna kiselina i gustina elektrolita se povećava. Punjenje traje sve dok se na elektrodama ne rastvori sav olovni sulfat. Ukoliko bi se dovodenje struje nastavilo i dalje, započela bi elektroliza vode, praćena izdvajanjem gasova vodonika i kiseonika. Vodonik i kiseonik u određenom omjeru dovode do stvaranja praskavog gasa, što je nepovoljna pojava. Baterijama koje su duže bile izložene prekomjernom punjenju potrebno je dodavati destilovanu vodu da bi se nadomjestio gubitak usljed isparavanja. Kada je baterija napunjena, na njenim elektrodama ne bi trebalo da bude nimalo olovnog sulfata. Nažalost, iz ciklusa u ciklus, sve više sulfata ostaje trajno vezano za elektrode, što predstavlja glavni mehanizam starenja baterije.

Ilustrovani princip rada olovne baterije je dodatno unaprijeđen tako što se umjesto rastvora kiseline koristi gel. Kako nije potrebno dodavanje vode, čepovi na ćeliji su zaliveni i ovakvim baterijama data je trgovačka odrednica „bez održavanja“. Eventualna pojava visokog pritiska u unutrašnjosti ćelije nastala kao posljedica prepunjavanja, otklanja se rasteretnim ventilom koji se otvara kada pritisak nadmaši unaprijed definisani prag.

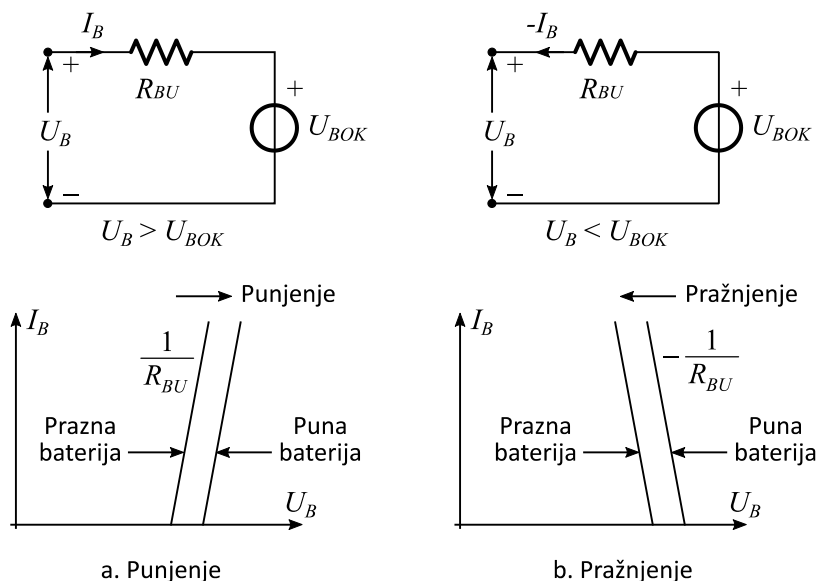
Nominalni napon jedne ćelije kod olovne baterije iznosi 2 V. Da bi se ostvarile veće vrijednosti napona, ćelije se vežu redno. Jedan od najčešćih slučajeva u praksi je vezivanje 6 ćelija na red da se formira baterija nominalnog napona 12 V. Koliki je tačno napon na priključcima baterije u nekom trenutku, zavisi od stepena napunjenosti i od struje koju baterija daje ili prima. Kada napon na bateriji nominalnog napona 12 V padne na 11,4 V, preporučljivo je da se započne punjenje. Punjenjem se napon povećava i kada dostigne oko 14,4 V potrebno je zaustaviti proces, da ne bi došlo do oštećenja. Napon na opterećenoj bateriji razlikuje se od napona mjenog u praznom hodu. Pad napona koji se javlja, posljedica je male unutrašnje otpornosti baterije. Prema najjednostavnijem načinu modelovanja, unutrašnja otpornost se smatra približno konstantnom, pa je moguće napisati sljedeću jednačinu zavisnosti, koja važi tokom pražnjenja baterije:

$$U_B = U_{BOK} - R_{BU} I_B \quad (6.3)$$

gdje su U_B i I_B napon i struja baterije respektivno, U_{BOK} napon praznog hoda baterije, dok R_{BU} predstavlja njenu unutrašnju otpornost.

Identična jednačina važi i tokom punjenja, ali uz uvažavanje činjenice da u tom slučaju dolazi do promjene smjera struje. Uvrštavajući intenzitet struje I_B kao negativnu vrijednost, dolazimo do zaključka da mora da bude ispunjen uslov $U_B > U_{BOK}$. To je logično, jer da bi struja tekla u bateriju, napon koji se dovodi iz spoljašnjeg izvora mora da bude veći od napona otvorenog kola. Ekvivalentne

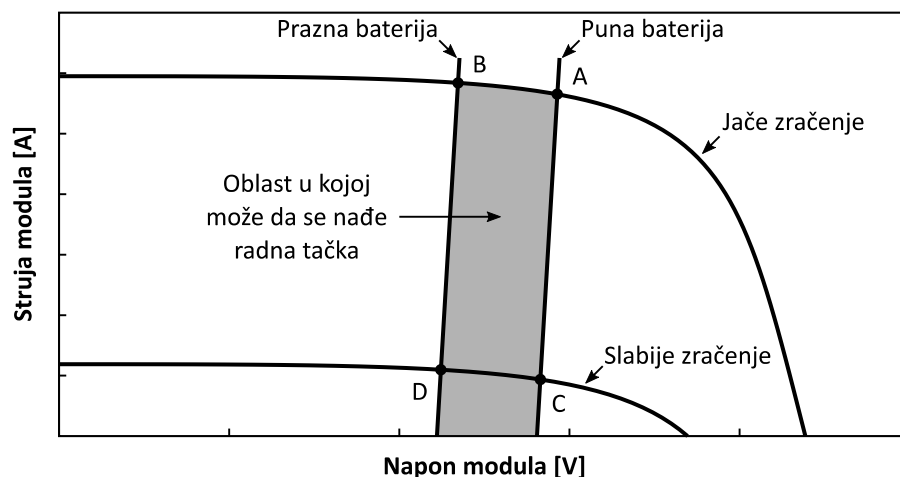
šeme baterije i odgovarajući I - U dijagrami, tokom punjenja i pražnjenja, prikazani su na slici 6.12.



SLIKA 6.12

Napon i struja baterije: (a) tokom punjenja i (b) tokom pražnjenja

Kada bi se baterija punila direktno iz fotonaponskog modula, samo u specijalnim slučajevima bi se postigao optimalan režim rada sa maksimalnom efikasnošću, dok bi većinom radna tačka bila udaljena od tačke maksimalne snage. Slika 6.13 prikazuje oblast mogućih režima tokom neposrednog punjenja baterije iz fotonaponskog modula. Na slici se vidi da, kada je baterija napunjena, a Sunčeva iradijansa visoka, radna tačka je na poziciji A, što znači da je režim rada skoro pa savršen. Ukoliko se baterija prazni ili se iradijansa smanjuje, bilo zbog oblačnosti ili promjene položaja Sunca, radna tačka se pomjera ka dolje i ulijevo. Kao posljedica, dolazi do udaljavanja od tačke maksimalne snage, a samim tim i do smanjenja efikasnosti energetske konverzije. Da bi se efikasnost kontinuirano održavala na maksimalnoj vrijednosti, nezavisno od raspoloživog solarnog resursa i stanja napunjenosti baterije, u praksi se fotonaponski modul i baterija ne sprežu direktno, nego posredstvom elektronskog kontrolera punjenja sa ugrađenom funkcijom traženja tačke maksimalne snage (MPPT), o čemu će biti riječi u nastavku poglavlja.



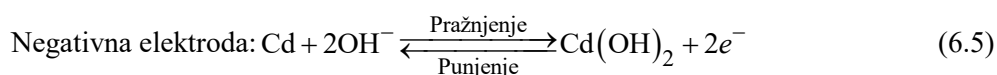
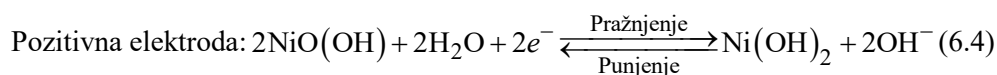
SLIKA 6.13

Neposredno punjenje baterije iz fotonaponskog modula

6.2.2 Baterije na bazi nikla

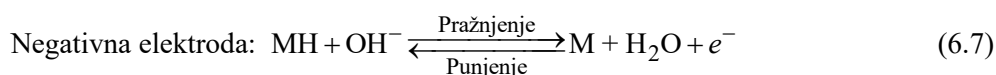
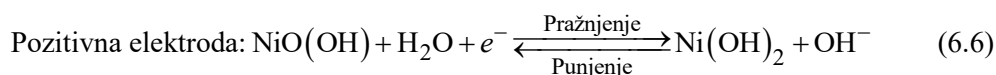
Baterije na bazi nikla su skuplje u poređenju sa olovnim baterijama, ali imaju niz tehničkih preimućstava. One prvenstveno imaju duži životni vijek, veću gustinu energije po jedinici zapremine i mogućnost bržeg punjenja.

Nikl-kadmijumske baterije (NiCd) predstavljaju zrelu i pouzdanu tehnologiju. Najčešće se koriste za napajanje prenosnih elektronskih uređaja i za skladištenje energije u hibridnim vozilima, a takođe su primjenljive i u fotonaponskim sistemima. Njihova nabavna cijena je veća od cijene olovnihi baterija, ali kada se uvažavaju činjenice o većem broju ciklusa punjenja i pražnjenja, te generalno dužem životnom vijeku, ove baterije mogu da budu isplativije od olovnihi. Pozitivna elektroda kod NiCd baterija sačinjena je od nikl-oksihidroksida i nikl-hidroksida, a negativna od kadmijuma i kadmijum-hidroksida. Kao elektrolit se koristi vodeni rastvor kalijum-hidroksida (KOH). Hemijske reakcije na pozitivnoj i negativnoj elektrodi opisane su sljedećim jednačinama:



Nominalni napon NiCd baterija iznosi 1,2 V po ćeliji, što je skoro dvostruko manja vrijednost u odnosu na napon kod olovnih baterija. Za postizanje željenog napona, potrebno je veći broj ćelija vezati na red. Uz pozitivne osobine koje uključuju mogućnost dubljeg pražnjenja, veći temperaturni opseg i veće struje punjenja i pražnjenja, potrebno je navesti i dva suštinska nedostatka NiCd baterija. Prvi problem predstavlja tzv. „memorijski efekat“. Ukoliko se punjenje često prekida, prije nego što se baterija napuni do kraja, u narednim ciklusima dolazi do smanjenja maksimalno raspoloživog kapaciteta. Da bi se ublažio stepen memorijskog efekta, baterije je potrebno periodično isprazniti do maksimuma. Drugi nedostatak je ekološkog karaktera. Kadmijum je toksični teški metal koji se sporo razgrađuje u ljudskom organizmu, pa ako zbog neodgovornog upravljanja otpadom dospije u lanac ishrane čovjeka, može da izazove teža oboljenja. Mnoge zemlje su uvele programe za prikupljanje i recikliranje baterija koje sadrže kadmijum.

Nikl-metal-hidridne baterije (NiMH) su ekološki prihvatljivija zamjena za NiCd tehnologiju. Prelazak s jedne na drugu tehnologiju je jednostavan, s obzirom na identični nominalni napon od 1,2 V. Metali koji se uz nikl koriste u NiMH baterijama su npr. titanijum, vanadijum, cirkonijum i hrom. Elektrolit predstavlja kalijum-hidroksid, identično kao kod NiCd baterija. Uz to što su ekološki manje problematične, NiMH baterije ostvaruju veću gustinu energije i ne pokazuju memorijski efekat. Suštinski nedostaci su im nešto manji temperaturni opseg i visok stepen samopražnjenja, koji tipično iznosi 1% dnevno. Hemijska reakcija se dešava u skladu sa sljedećim jednačinama:

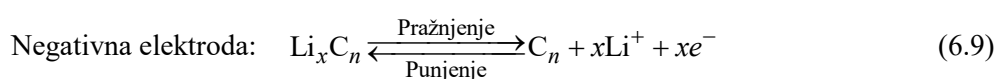
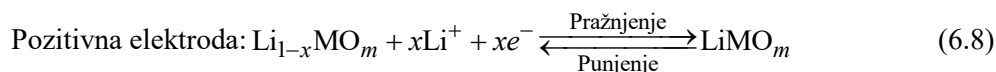


6.2.3 Baterije na bazi litijuma

Baterije na bazi litijuma su tehnološki najnaprednije, jer u poređenju sa ostalim tehnologijama imaju najveću gustinu energije po jedinici zapremine i mase, najveći napon pojedinačne ćelije i najmanji stepen samopražnjenja. Osnovnu prepreku masovnijoj primjeni dugo je predstavljala previsoka cijena. Zahvaljujući napretku, podstaknutim prvenstveno industrijom električnih automobila, cijena litijumskih baterija rapidno opada. Bilježeći pad sa prosječnom stopom od 20%

godišnje, cijena baterija koje se koriste u električnim automobilima u periodu od 2010. do 2017. godine opala je sa reda 1000 \$/kWh na svega oko 200 \$/kWh.

Litijum jonske baterije funkcionišu prema sljedećim hemijskim reakcijama:



Pozitivna elektroda je mješavina litijuma i metalnog oksida LiMO_m . Metal u sastavu oksida, koji je označen slovom M, tipično je kobalt (Co), nikl (Ni), mangan (Mn), željezo (Fe), vanadijum (V) i sl. Negativna elektroda je, uglavnom, bazirana na ugljeniku (C). Elektrolit je načinjen od litijumovih soli rastvorenih u organskom rastvaraču. Tokom procesa punjenja, iz metalnog oksida se izdvaja jedan procenat litijuma u formi jona, koji potom elektrolitom prolazi kroz separator i veže se za katodu. Elektroni iz spoljašnjeg izvora dolaze na negativnu elektrodu, a odlaze sa pozitivne elektrode, što praktično predstavlja struju punjenja baterije. Tokom procesa pražnjenja, dešava se inverzna hemijska reakcija.

Nominalni napon jedne ćelije litijum jonske baterije iznosi 3,6 V. Specifična gustina energije od oko 0,2 kWh po kilogramu je oko 5 puta veća od energetske gustine kod olovnih baterija. Broj ciklusa punjenja i pražnjenja se kreće u opsegu 3000–5000, uz efikasnost konverzije od preko 90%. Uz visoku cijenu, osnovni nedostatak litijum jonskih baterija predstavlja potreba za složenim elektronskim kolima za kontrolu punjenja, kojima se sprečava rizik od oštećenja i eksplozije.

Litijum polimerne baterije, umjesto tečnog elektrolita, koriste čvrsti polimer, kao što je na primjer polietilen oksid (PEO) ili poliakrilonitril (PAN). Zamjenom tečnog elektrolita čvrstim, dobija se na gustini energije po jedinici mase, sigurnosti i produženju životnog vijeka baterije.

6.2.4 Osnovni tehnički pokazatelji baterija

Osnovne veličine i parametri koji karakterišu baterije dati su u tabeli 6.1.

Nominalni napon (U_n) je referentni napon baterije koji se navodi na proizvođačkoj specifikaciji. To je prosječna vrijednost oko koje varira napon baterije tokom njene eksploatacije. Kod potpuno napunjene baterije napon je nešto veći, a kod ispražnjene nešto manji od nominalnog napona. Ranije je pomenuto da nominalni napon jedne ćelije kod olovnih akumulatora iznosi 2 V, kod NiCd baterija 1,2 V, a kod litijumskih baterija 3,6 V.

TABELA 6.1

Najvažniji pokazatelji baterije

Oznaka	Jedinica	Naziv veličine ili parametra
U_n	V	Nominalni napon baterije
U_{min}	V	Minimalni napon baterije
C_x	Ah	Kapacitet baterije pri pražnjenju koje traje x časova
W	Wh	Energetski kapacitet baterije
$SOC\%$	%	Stepen napunjenosti (eng. <i>state of charge</i>)
$DOD\%$	%	Dubina pražnjenja (eng. <i>depth of discharge</i>)
η_{Ah}	%	Efikasnost baterije u amper-časovima
η_{Wh}	%	Efikasnost baterije u vat-časovima
σ	%/dan	Stepen samopražnjenja baterije

Minimalni napon (U_{min}) predstavlja najnižu dozvoljenu vrijednost napona baterije. Ova vrijednost napona se praktično veže sa stanjem potpune ispražnjenosti baterije. Uobičajene vrijednosti napona pri kojima se pražnjenje zaustavlja su 1,9 V kod olovnih, 1 V kod NiCd i NiMH, te 3,3 V kod litijum-jonskih baterija.

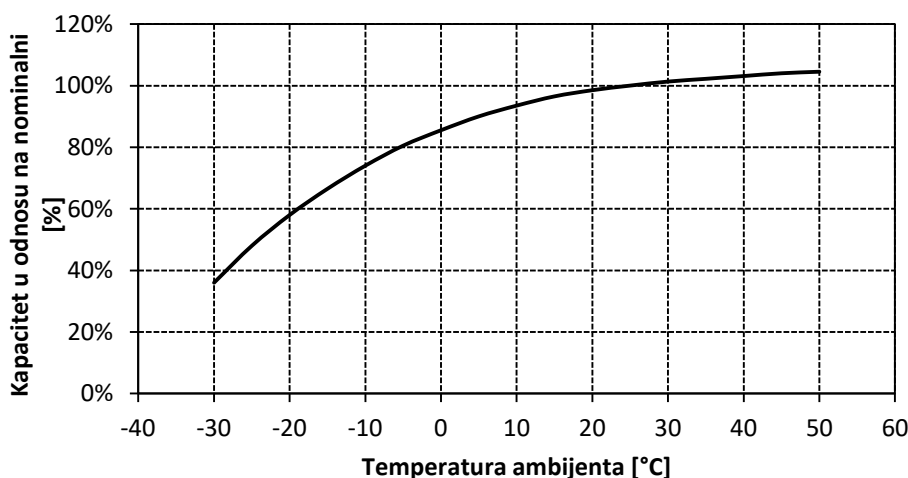
Kapacitet je veličina koja nam govori o tome koliko energije može da bude uskladišteno u bateriji. Pošto napon tokom pražnjenja baterije nelinearno opada, kapacitet se češće izražava u amper-časovima (Ah), u namjeri da se totalno izbjegne korišćenje informacije o naponu. Kapacitet u amper-časovima nam daje podatak o tome koliko dugo baterija može da se prazni određenom jačinom struje od stanja potpune napunjenosti do momenta kada napon na njoj dostigne minimalnu vrijednost. Ako se na primjer baterija strujom od 10 A u potpunosti isprazni za 10 časova, njen kapacitet iznosi 100 Ah. Kapacitet nije uvijek konstantan nego zavisi od intenziteta pražnjenja i to tako da se smanjuje kako se struja pražnjenja povećava. Zato se kod definisanja kapaciteta baterije mora eksplicitno navesti odgovarajući režim rada. Na primjer, oznaka C_{10} znači da je kapacitet baterije određen pri pražnjenju koje je trajalo 10 časova. Ako C_{10} kapacitet baterije iznosi 100 Ah, onda je logično očekivati da će kapacitet C_5 biti veći, a kapacitet C_{20} biti manji od 100 Ah.

Kapacitet baterije veoma zavisi i od temperature. Tipična kriva kapaciteta za olovne baterije data je na slici 6.14. U užem radnom opsegu može da se koristi linearna aproksimacija:

$$C'_B = C_B \left[1 + \delta_C (T_B - 25) \right] \quad (6.10)$$

gdje je C_B nominalni kapacitet deklarisan za temperaturu 25°C , C'_B kapacitet pri traženoj temperaturi T_B i δ_C temperaturni koeficijent kapaciteta, koji se za olovne baterije tipično kreće između 0,5% i 1% po stepenu Celzijusa.

U širem opsegu, odstupanje od prave linije je izražajnije, pa se za interpolaciju koriste polinomi drugog ili višeg reda.



SLIKA 6.14

Zavisnost kapaciteta baterije od radne temperature

Alternativni, ali u praksi nešto rjeđi način, jeste da se kapacitet izražava u vat-časovima. Tada se u obzir uzima činjenica da napon, tokom punjenja i pražnjenja baterije, ipak nije konstantan.

Stepen napunjenosti (SOC) se definiše kao odnos trenutno dostupnog kapaciteta mjenog u amper-časovima i nominalnog kapaciteta baterije. Množenjem sa faktorom 100, vrijednost stepena napunjenosti biće izražena u procentima $SOC\%$.

Dubina pražnjenja (DOD) je komplement stepenu napunjenosti i matematički se može izraziti kao

$$DOD = 1 - SOC \quad \text{odnosno} \quad DOD_{\%} = 100 - SOC_{\%} \quad (6.11)$$

Komplementarnost navedene dvije veličine znači da je svejedno da li ćemo za bateriju u nekom trenutku da kažemo da je njen stepen napunjenosti 75% ili da joj dubina pražnjenja iznosi 25%.

Energija koja se može preuzeti iz baterije manja je od energije koja je potrošena tokom njenog punjenja. Odnos između raspoložive i utrošene energije

predstavlja *efikasnost baterije*. Efikasnost u amper-časovima definiše se integraljenjem struje:

$$\eta_{Ah} = - \frac{\int_0^{T_{\text{praznjenja}}} I(t) dt}{\int_0^{T_{\text{punjenja}}} I(t) dt} \quad (6.12)$$

Efikasnost u vat-časovima se definiše integraljenjem snage:

$$\eta_{Wh} = - \frac{\int_0^{T_{\text{praznjenja}}} U(t) I(t) dt}{\int_0^{T_{\text{punjenja}}} U(t) I(t) dt} \quad (6.13)$$

Efikasnost u vat-časovima je uvijek manja od efikasnosti u amper-časovima zato što je napon tokom praznjenja baterije manji nego tokom punjenja.

Hemijska reakcija se dešava u određenoj mjeri čak i ako baterija nije priključena na potrošač. *Stepen samopraznjenja* (σ) zavisi od stepena napunjenosti i zdravlja baterije. Orijentacione vrijednosti za ovaj parametar kod olovnih baterija kreću se od 0,2% do 0,5% po danu, a kod NiCd baterija između 0,6% i 1% po danu.

Imajući sve navedene definicije u vidu, pišemo osnovni matematički model kojim se opisuje promjena stepena napunjenosti baterije tokom određenog vremenskog intervala Δt :

$$SOC(t + \Delta t) = SOC(t) \cdot \left(1 - \frac{\sigma \cdot \Delta t}{24} \right) + \frac{I_B(t) \cdot \Delta t \cdot \eta_{Ah}^*(t)}{C'_B} \quad (6.14)$$

Ovaj metod je poznat pod imenom *brojanje kulona*. Osnovni nedostatak metoda je što vrijednost koeficijenta iskorišćenja varira u vremenu, zbog čega je i označen sa $\eta_{Ah}^*(t)$. Stepenn iskorišćenja prvenstveno zavisi od zdravlja baterije i režima rada. Treba takođe primijetiti da navedeni koeficijent mora imati vrijednost koja je veća od jedan tokom praznjenja, a vrijednost manju od jedan tokom punjenja, ukoliko želimo da navedena formula bude univerzalno primjenljiva za oba režima. Solidnu aproksimaciju predstavlja postupak prema kojem se u režimu punjenja koristi kons-

tantna vrijednost koeficijenta iskorišćenja η_{Ah} , koja je u skladu sa definicionom formulom (6.12) određena na cijelom ciklusu sačinjenom od jednog kompletnog punjenja i jednog kompletnog pražnjenja:

$$SOC(t + \Delta t) = SOC(t) \cdot \left(1 - \frac{\sigma \cdot \Delta t}{24}\right) + \frac{I_B(t) \cdot \Delta t \cdot \eta_{Ah}}{C'_B} \quad (6.15)$$

a u režimu pražnjenja da se smatra da gubitaka nema:

$$SOC(t + \Delta t) = SOC(t) \cdot \left(1 - \frac{\sigma \cdot \Delta t}{24}\right) + \frac{I_B(t) \cdot \Delta t \cdot 1}{C'_B} \quad (6.16)$$

PRIMJER 6.1

Punjenje baterije

Posmatra se samostalni PV sistem za napajanje DC potrošača nominalnog napona 48 V. U sistemu je ugrađena baterija nominalnog kapaciteta 100 Ah, prosječne efikasnosti energetske konverzije od 85% i stepena samopražnjenja u nivou od 0,8% po danu. Prati se stepen napunjenosti baterije u intervalu 24 časa, počevši od 6:00 h ujutro jednog dana do 6:00 h sljedećeg jutra. Na početku intervala stepen napunjenosti iznosio je 50%. Za vrijeme obdanice proizvodnja PV sistema je bila veća od potrošnje, pa je višak energije iskorišćen za punjenje baterije. Tokom noćnih časova dio energije iz baterije je potrošen. Odrediti stepen napunjenosti baterije na kraju posmatranog intervala, ako su prosječne časovne struje punjenja, odnosno pražnjenja, prikazane u narednoj tabeli (usvojena je konvencija da kod punjenja vrijedi $I_B > 0$):

t [h]	I_B [A]	t [h]	I_B [A]	t [h]	I_B [A]	t [h]	I_B [A]
6-7	-2	12-13	9	18-19	-1	0-1	-2
7-8	1	13-14	6	19-20	-2	1-2	-2
8-9	2	14-15	3	20-21	-3	2-3	-2
9-10	3	15-16	2	21-22	-3	3-4	-2
10-11	5	16-17	1	22-23	-3	4-5	-2
11-12	8	17-18	0	23-00	-3	5-6	-2

Rješenje

Očigledno je da je za vrijednost vremenske rezolucije odabrano $\Delta t = 1$ h. Koristićemo formule (6.15) i (6.16) posebno za svaki od 24 jednočasovna intervala.

Na primjer, u prvom intervalu od 6 do 7 časova ujutro struja potrošnje je za 2 ampera veća od struje proizvodnje, tako da se dešava pražnjenje baterije. Kako početno stanje napunjenosti baterije iznosi $SOC(6h) = 50\%$, prema formuli (6.16) nakon jednog časa biće:

$$SOC(7h) = SOC(6h) \cdot \left(1 - \frac{\sigma \times \Delta t}{24}\right) + \frac{I_B(t) \cdot \Delta t \cdot 1}{C'_B}.$$

Uvrštavajući vrijednosti poznatih parametara dobija se:

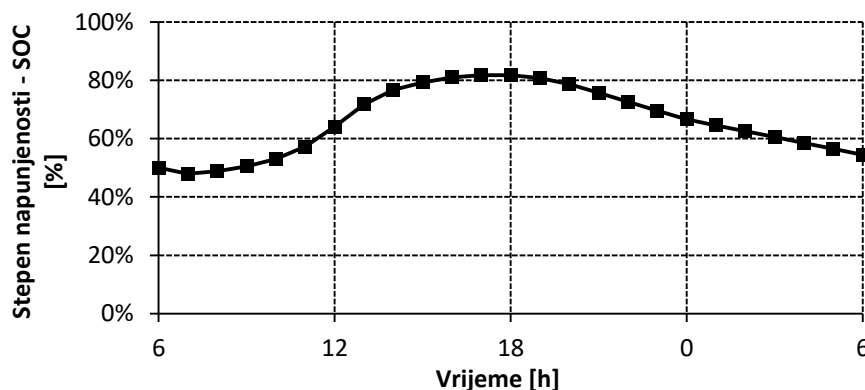
$$SOC(7h) = 0,5 \cdot \left(1 - \frac{0,008 \cdot 1}{24}\right) + \frac{-2 \cdot 1 \cdot 1}{100} = 0,4798 = 47,98\%.$$

Tokom prvog časa, baterija je dakle ispražnjena za 2,02%.

U narednom intervalu od 7 do 8 časova, zbog povećanja Sunčeve iradijancije, proizvodnja nadjačava potrošnju i baterija prelazi u režim punjenja. Struju punjenja od 1 A potrebno je uvrstiti u jednačinu (6.15):

$$SOC(8h) = 0,4798 \cdot \left(1 - \frac{0,008 \cdot 1}{24}\right) + \frac{1 \cdot 1 \cdot 0,85}{100} = 0,4882 = 48,82\%.$$

Pokazanu proceduru treba ponoviti i za preostala 22 jednočasovna intervala ili, što je mnogo lakše, napraviti šablon u programu za tabelarna izračunavanja. Kao rezultat se dobija dijagram vremenske promjene stepena napunjenosti baterije $SOC(t)$:

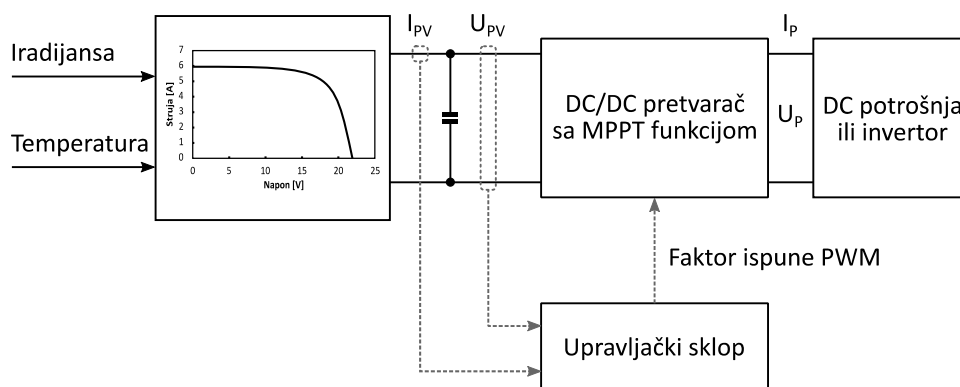


Na dijagramu je vidljivo kako se najbrže punjenje dešava oko podneva, kada je zračenje Sunca najjače. Oko 18 časova stepen napunjenosti je najveći i iznosi oko 82%. Tokom noći sistem i dalje obezbjeđuje napajanje potrošačima, a kako proizvodnja ne postoji, baterija se kontinuirano prazni. U 6 časova narednog jutra, stepen napunjenosti baterije iznosi 54,5%. Poznavajući da je 24 časa ranije baterija bila napunjena 50%, zaključujemo da je sistem proizveo nešto više energije nego što je bilo potrebno za podmirivanje potrošnje. ■

Na osnovu ovog primjera moguće je djelimično steći uvid u problematiku biranja optimalnog kapaciteta baterije. Da je npr. odabrana baterija dvostruko manjeg kapaciteta, stepen napunjenosti bi se mijenjao dvostruko brže. U nekom trenutku bi dostigao vrijednost od 100% i dalje punjenje ne bi bilo moguće. To znači da bi se višak raspoložive energije disipirao i ne bi se iskoristio. U slučaju da je odabrana baterija dvostruko većeg kapaciteta, fleksibilnost rada se povećava, ali treba imati u vidu da su investicioni troškovi tada približno udvostručeni.

6.3 DC/DC pretvarači

Direktna sprega fotonaponskih modula sa opterećenjima kao što su baterije ili neki drugi potrošači jednosmjerne struje jednostavno je ostvarljiva, ali uglavnom nije energetski efikasna. U skladu sa objašnjenjima koja su uz sliku 6.13 data u prethodnoj sekciji, solarna iradijansa i napon baterije variraju u vremenu, uzrokujući da strujno-naponska radna tačka fotonaponskih modula često odstupa od tačke maksimalne snage. Slično i kod rezistivnih potrošača, promjena otpornosti u vremenu dovodi do pojave da radni režim sistema nije u okolini tačke maksimalne snage (prema tumačenju uz sliku 5.20). Da bi se raspoloživa energija Sunčevog zračenja što bolje iskoristila, umjesto direktno, fotonaponski moduli se na potrošače vežu posredstvom DC/DC pretvarača. Prema blok-dijagramu sa slike 6.15, radom DC/DC pretvarača upravlja kolo za traženje tačke maksimalne snage (eng. *maximum power point tracking* – MPPT). U nastavku sekcije, biće predstavljene osnovne topologije DC/DC pretvarača i princip rada MPPT algoritma za upravljanje.

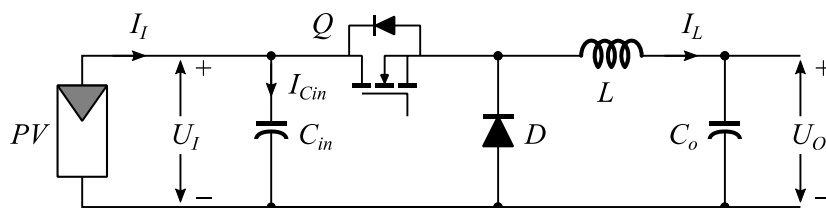


SLIKA 6.15

Sprega PV niza i potrošača preko DC/DC pretvarača

6.3.1 Osnovne topologije DC/DC pretvarača

Spuštač napona (eng. *buck converter*) je DC/DC pretvarač kod kojeg je izlazni napon uvijek manji od ulaznog napona. Pogodan je za primjenu kada se iz fotonaponskih modula puni baterija ili napajaju elektronski uređaji niskog napona. Njegova topologija je prikazana na slici 6.16.



SLIKA 6.16

Buck pretvarač

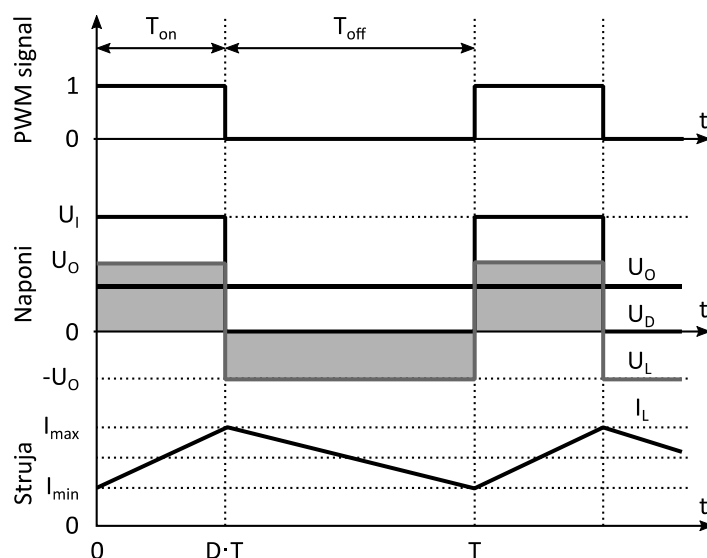
Osnovni prekidački element je tranzistor Q . Njegovo uključanje i isključenje kontrolira upravljačko kolo metodom impulsno-širinske modulacije (eng. *pulse width modulation* – PWM). Kada je tranzistor uključen (stanje *on*), energija se iz fotonaponskog modula prenosi ka potrošaču i zbog povećanja struje djelimično se akumulira u kalemu L . Dioda D je tada inverzno polarisana i ne provodi struju. Kondenzatori C_{in} i C_o služe za stabilizaciju napona. Smatrajući da će za vrijeme trajanja PWM impulsa kondenzatori održati vrijednosti ulaznog i izlaznog napona na približno konstantnim vrijednostima, te zanemarujući pad napona na tranzistoru, napon na kalemu približno iznosi

$$U_L = U_I - U_O \approx const. \quad (6.17)$$

S obzirom na to da su napon i struja kalema povezani sljedećom relacijom

$$U_L = L \frac{dI_L}{dt} \quad (6.18)$$

izvodi se zaključak da tokom trajanja PWM impulsa struja kalema raste približno linearno, što je ilustrovano na slici 6.17.

**SLIKA 6.17**

Karakteristični naponi i struje kod buck pretvarača

Rast vrijednosti struje određujemo pomoću sljedeće relacije:

$$\Delta I_L^{on} = \int_0^{D \cdot T} \frac{U_L}{L} dt \approx \frac{U_I - U_O}{L} DT \quad (6.19)$$

gdje T predstavlja period PWM signala, a D faktor ispunjenosti pobudnih impulsa (tj. relativno vrijeme uključenosti prekidača u odnosu na ukupni period, $D = T_{on}/T$).

Kada se tranzistor isključi (stanje *off*) struja kalema se ne može trenutno prekinuti nego nastavlja da teče kroz diodu koja tada prelazi u režim direktne polarizacije. Uz zanemarenje pada napona na diodi, napon na kalemu je približno jednak $-U_O$. Ukoliko smatramo da će kondenzator C_o održati izlazni napon na približno konstantnoj vrijednosti, struja kalema će opadati linearno i tokom trajanja pauze PWM signala promijenit će se za

$$\Delta I_L^{off} = \int_{D \cdot T}^T \frac{U_L}{L} dt \approx -\frac{U_O}{L} (1 - D)T \quad (6.20)$$

U stacionarnom stanju rada *buck* pretvarača, uspostavlja se ravnoteža, pa koliko se struja poveća tokom trajanja impulsa, toliko se smanji tokom trajanja pauze PWM signala:

$$\Delta I_L^{on} + \Delta I_L^{off} = 0 \quad (6.21)$$

Uvrštavanjem (6.19) i (6.20) u jednačinu (6.21) nastaje relacija

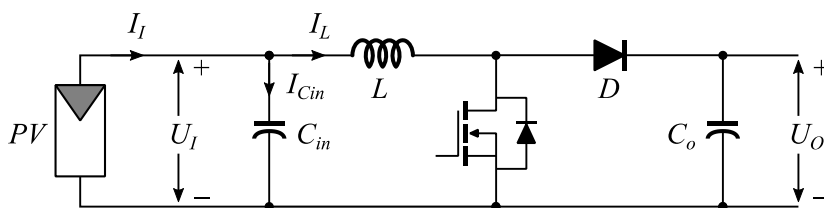
$$\frac{U_I - U_O}{L} DT - \frac{U_O}{L} (1 - D) T = 0 \quad (6.22)$$

iz koje se dobija jednostavna veza izlaznog i ulaznog napona

$$U_O = D U_I \quad (6.23)$$

Zadavanjem trajanja impulsa širinsko-impulsne modulacije, posredno određujemo željeni napon na izlazu. S obzirom na to da vrijedi $0 < D < 1$, zaključujemo da izlazni napon može biti samo manji od ulaznog napona. Naravno, treba imati u vidu da je ovdje prikazana samo uprošćena analiza principa rada *buck* pretvarača, te da se više detalja o ovoj temi može pronaći u knjigama iz energetske elektronike.

Podizač napona (eng. *boost converter*) je DC/DC pretvarač kod kojeg je vrijednost izlaznog napona uvijek veća od vrijednosti ulaznog napona. Njegova topologija prikazana je na slici 6.18. Upotrebom *boost* pretvarača iskorišćava se energija iz fotonaponskih modula čak i u režimima kada je vrijednost iradijanse veoma mala, kao što je na primjer pri izlasku ili zalasku Sunca. Podizanje napona kod ovog pretvarača može da bude višestruko, ali ako se odabere preveliki odnos izlaznog i ulaznog napona, dolazi do pada efikasnosti energetske konverzije.



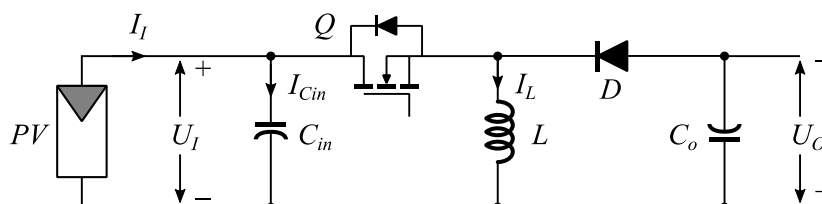
SLIKA 6.18

Boost pretvarač

Princip rada *boost* pretvarača je sličan kao kod *buck* pretvarača, s tim što su tranzistor Q , dioda D i kalem L zamijenili mjesta. Kada je tranzistor uključen, kalem se priključuje na napon U_I ($U_I = U_{PV}$). Struja kalema I_L približno linearno raste i njegova akumulirana magnetska energija se povećava. Dioda D ne provodi, jer je inverzno polarisana, a napon na potrošaču održava kondenzator C_o . Isključenjem tranzistora, struja kalema nastavlja tok kroz diodu i, dok smanjuje svoju vrijednost, dio akumulirane energije se predaje potrošaču. Napon na potrošaču iznosi $U_O = U_I - U_L$, a pošto je polaritet napona na kalemu U_L tada promijenjen, izlazni napon ima veću vrijednost od vrijednosti ulaznog napona. Konkretna željena vrijednost izlaznog napona podešava se faktorom ispunjenosti PWM impulsa D , uvažavanjem sljedeće veze

$$U_O = \frac{1}{1-D} U_I \quad (6.24)$$

Buck-boost pretvarač ima mogućnost kako spuštanja, tako i podizanja napona. Topologija je opet slična, uz novu rotaciju pozicija tranzistora, diode i kalema, prema šemi sa slike 6.19. Univerzalnost primjene je značajno preimućstvo ovakvih pretvarača, a eventualnu smetnju u nekim slučajevima može da predstavlja invertovanje polariteta napona na potrošaču.



SLIKA 6.19

Buck-boost pretvarač

Vrijednost izlaznog napona u funkciji vrijednosti ulaznog napona, podešava se faktorom ispunjenosti impulsa PWM upravljačkog signala prema relaciji:

$$U_O = -\frac{D}{1-D} U_I \quad (6.25)$$

PRIMJER 6.2

Faktor ispunjenosti impulsa za ostvarenje maksimalne snage

Fotonaponski modul je spojen na opterećenje pomoću *buck-boost* pretvarača kao na slici 6.19. Tačka maksimalne snage modula određena je sa $U_M = 17,8$ V i $I_M = 5,62$ A. Ako otpornost potrošača iznosi $10\ \Omega$, odrediti faktor ispunjenosti impulsa upravljačkog PWM signala D , tako da se potrošaču prenosi maksimalna moguća snaga.

Rješenje

Maksimalna snaga koju može proizvesti fotonaponski modul iznosi

$$P_M = U_M I_M = 17,8 \cdot 5,62 = 100\text{ W}.$$

Da bi otpornik od $10\ \Omega$ preuzeo snagu od 100 W , napon na njegovim priključcima treba da bude

$$U_R = \sqrt{PR} = \sqrt{100 \cdot 10} = 31,62\text{ V}.$$

Odnos apsolutnih vrijednosti izlaznog i ulaznog napona kod *buck-boost* pretvarača, na osnovu formule (6.25) treba da bude

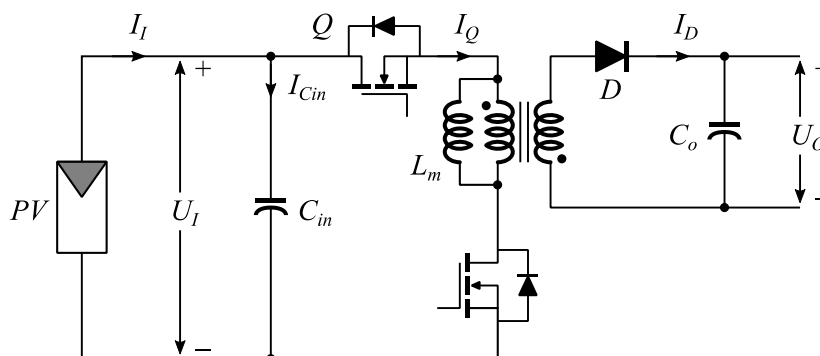
$$\frac{U_O}{U_I} = \frac{U_R}{U_M} = \frac{D}{1-D} = \frac{31,62}{17,8},$$

iz čega slijedi da faktor ispunjenosti impulsa iznosi $D = 0,64$. ■

Indirektni pretvarač (eng. *flyback converter*) je predstavnik DC/DC konvertora koji posjeduju galvansku izolaciju između ulaza i izlaza. On praktično predstavlja nadogradnju *buck-boost* pretvarača, tako što je kalem zamijenjen transformatorom (slika 6.20). Osim što se obezbjeđuje galvanska izolacija, korišćenjem transformatora se otvara mogućnost da se ostvari značajnija razlika u naponskim nivoima između ulaza i izlaza. Izlazni napon, u funkciji ulaznog napona, odredili bismo pomoću naredne relacije:

$$U_O = \frac{1}{m} \frac{D}{1-D} U_I \quad (6.26)$$

gdje je m prenosni odnos transformatora, određen kao količnik primarnog i sekundarnog broja namotaja.



SLIKA 6.20

Flyback pretvarač

6.3.2 Algoritmi za traženje tačke maksimalne snage (MPPT)

Zajednička osobina za sve topologije DC/DC pretvarača je da se biranjem prigodnog faktora ispunjenosti PWM impulsa D uspostavlja željeni radni režim fotonaponskog sistema. Od svih mogućih režima, svakako najinteresantniji je režim maksimalne snage. U skladu sa tumačenjima iz sekcije 5.5, iradijansa i temperatura glavni su faktori koji određuju oblik strujno-naponske karakteristike PV modula. Svako kombinaciji vrijednosti ulaznih parametara odgovara tačno jedan par vrijednosti struje i napona kada modul proizvodi maksimalnu moguću snagu. Automatski uređaji, kojima je zadatak da kontinuirano dovode radnu tačku u režim maksimalne snage modula, nazivaju se tragači tačke maksimalne snage (eng. *maximum power point trackers* – MPPT) ili jednostavnije rečeno MPPT uređaji. Dosad je razvijeno više tipova MPPT algoritama, od najjednostavnijih koji rade u otvorenoj sprezi bez senzora, do naprednih koji na osnovu mjerenja uticajnih ulaznih veličina generišu odgovarajuće signale za upravljanje DC/DC konvertorom.

Metod baziran na mjerenju napona otvorenog kola je jedan od najjednostavnijih algoritama upravljanja. Iako I - U karakteristika fotonaponskog modula zavisi od iradijanse i temperature, teorijski i eksperimentalno se pokazuje da su napon otvorenog kola U_{OK} i napon koji odgovara maksimalnoj snazi PV modula U_M povezani sljedećom aproksimativnom relacijom

$$U_M \approx k_U \cdot U_{OK} \quad (6.27)$$

gdje je k_U konstanta koju zovemo *naponski faktor*. Vrijednost naponskog faktora zavisi od karakteristika PV modula, a tipično se kreće u granicama od 0,71 do 0,78.

Algoritam radi tako što se periodično kratkotrajno isključi pretvarač i izmjeri napon U_{OK} , a potom se pretvarač ponovo uključuje podešavajući faktor ispunjenosti PWM signala tako da napon na PV modulu bude jednak $k \cdot U_{OK}$. Ovakav MPPT algoritam se realizuje jednostavno i jeftino, ali je njegova preciznost u poređenju sa drugim algoritmima mala. Dodatni problemi se javljaju ukoliko dođe do djelimičnog sjenčenja pojedinih PV modula.

Metod baziran na mjerenju struje kratkog spoja veoma je sličan prethodnom metodu. Osnova za njegovu primjenu je približna jednakost

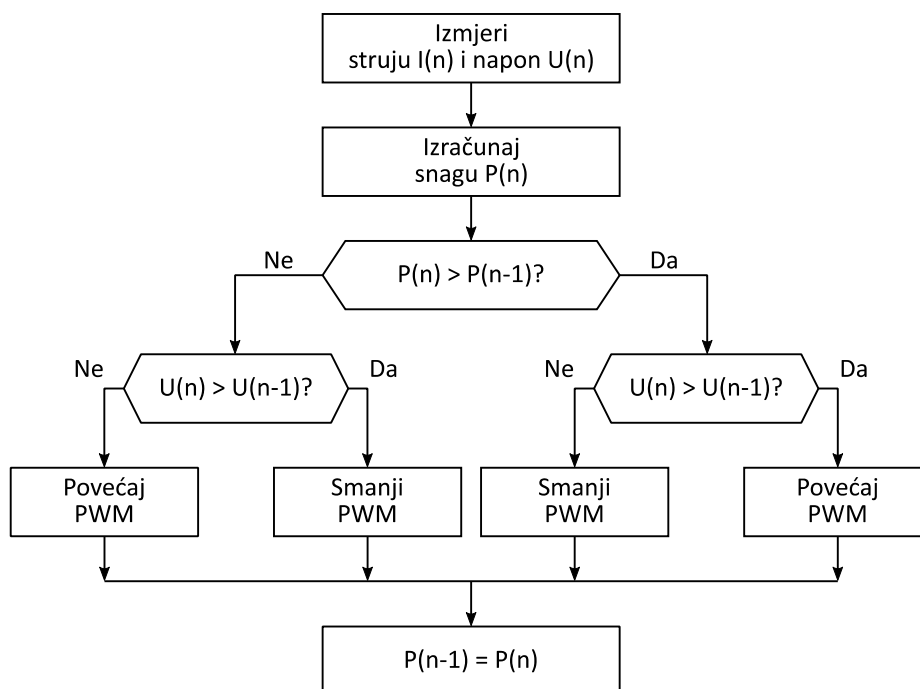
$$I_M \approx k_I \cdot I_{KS} \quad (6.28)$$

gdje strujni faktor k_I , zavisno od karakteristika PV modula, obično ima vrijednost između 0,78 i 0,92. Dodatnim prekidačkim elementom periodično se PV moduli dovode u kratki spoj i mjeri se struja I_{KS} . Množenjem sa konstantom k_I računa se tražena struja I_M i podešava se generator PWM signala tako da se ta vrijednost struje i uspostavi. Analogno metodu baziranom na mjerenju napona otvorenog kola, ovaj algoritam nema visoku efikasnost.

Perturb and observe (P&O) algoritam je složeniji ali efikasniji metod. Izvorni naziv metoda bismo sa engleskog jezika mogli da prevedemo kao „promijeni i posmatraj šta će se dogoditi“. Algoritam radi tako što se periodično vrši promjena napona, a potom se posmatra da li je ona dovela do povećanja ili smanjenja snage. Ukoliko je promjena dovela do povećanja snage, onda se i u narednom koraku nastavlja u istom smjeru, a ukoliko je snaga smanjena, onda promjenu napona treba vršiti u suprotnom smjeru. Blok-dijagram osnovnog principa P&O algoritma je prikazan na slici 6.21. Osnovni nedostatak ovog metoda je neprekidno oscilovanje snage. U literaturi su predložene razne modifikacije pomoću kojih se poboljšavaju performanse izvornog algoritma. Jedan prijedlog modifikacije je da se korak promjene napona adaptivno mijenja, tako da bude veći kada je udaljenost od tačke maksimalne snage veća, a da se promjena vrši u manjim koracima kada se približimo tački maksimalne snage.

Algoritam inkrementalne provodnosti je poboljšana verzija P&O metoda. Prema ilustraciji sa slike 6.22, maksimalna snaga fotonaponskog modula ili niza postiže se pri određenom naponu $U = U_M$, kada je ispunjen uslov:

$$\frac{dP}{dU} = 0 \quad (6.29)$$



SLIKA 6.21

Algoritam „Perturb and Observe“

Pošto vrijedi $P = UI$, korišćenjem identiteta za izvod složene funkcije pišemo

$$\frac{dP}{dU} = \frac{d(UI)}{dU} = I + U \frac{dI}{dU} \approx I + U \frac{\Delta I}{\Delta U} \quad (6.30)$$

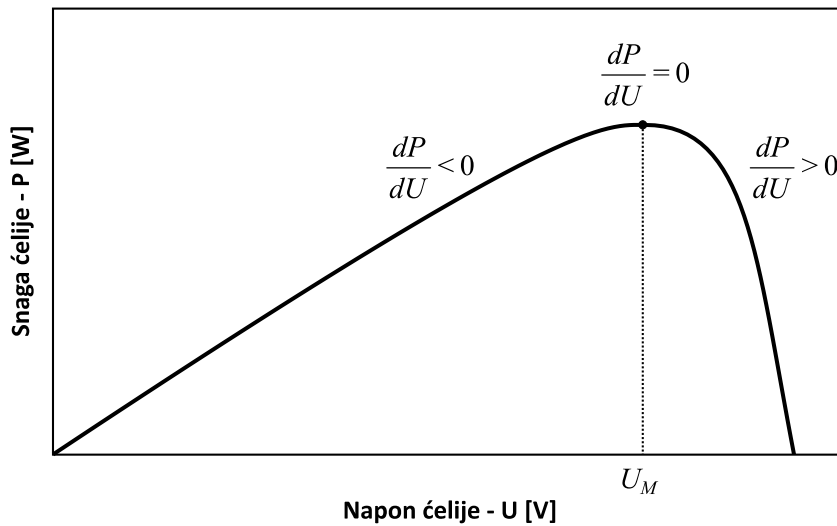
na osnovu čega se izvodi zaključak da u tački maksimalne snage vrijedi

$$I + U \frac{\Delta I}{\Delta U} = 0 \Rightarrow \frac{\Delta I}{\Delta U} = -\frac{I}{U} \quad (6.31)$$

Zadatak algoritma je da se kontinuirano prati inkrementalna provodnost $\Delta I/\Delta U$ i da se poredi sa negativnom vrijednošću apsolutne provodnosti I/U . Ukoliko se navedene vrijednosti razlikuju, donose se korektivne mjere koje vode ka povećanju izlazne snage, i to

$$\begin{aligned}
 \frac{\Delta I}{\Delta U} > -\frac{I}{U} &\Rightarrow U < U_M \Rightarrow \text{potrebno je povećati napon} \\
 \frac{\Delta I}{\Delta U} < -\frac{I}{U} &\Rightarrow U > U_M \Rightarrow \text{potrebno je smanjiti napon}
 \end{aligned}
 \tag{6.32}$$

Ukoliko sistem već radi u režimu maksimalne snage i ne dolazi do promjene ulaznih veličina, nije potrebno vršiti nikakve korekcije. Ne generišu se nikakve nepotrebne oscilacije, što i jeste osnovna prednost metoda inkrementalne provodnosti u odnosu na P&O metod.



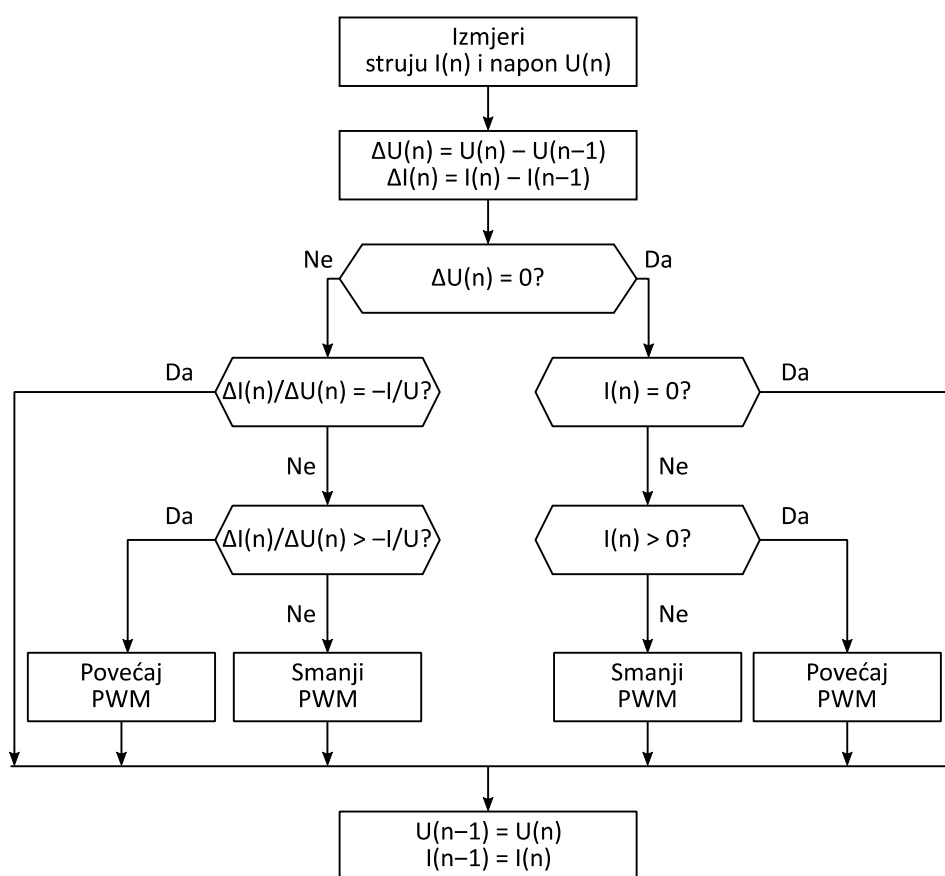
SLIKA 6.22

Uslov maksimalne snage na P-U karakteristici fotonaponskog modula

Detaljni blok-dijagram algoritma inkrementalne provodnosti prikazan je na slici 6.23. Brzina odziva je određena korakom korekcije izlaznog napona. Taj korak se bira traženjem kompromisa između što manje greške stacionarnog stanja i što bolje dinamike odziva. Radi dodatnog poboljšanja performansi, moguće je kao upravljačku promjenljivu uzeti signal greške

$$e = \frac{I}{U} + \frac{\Delta I}{\Delta U} \tag{6.33}$$

U skladu sa prethodnom analizom, sistem će raditi u tački maksimalne snage ukoliko je signal greške e jednak nuli. Svođenje signala greške na nulu, uz što bolju dinamiku i što manju grešku stacionarnog stanja, poboljšava se korišćenjem dodatnog PI (proporcionalno-integralnog) automatskog regulatora.



SLIKA 6.23

Algoritam inkrementalne provodnosti

MPPT algoritmi se kontinuirano usavršavaju. Najsavremeniji pristupi su bazirani na *fuzzy* logici, vještačkim neuronskim mrežama, genetskim algoritmima i sl. Više detalja o tome može se pronaći u usko specijalizovanoj literaturi.

6.4 Invertori

Invertori su uređaji za pretvaranje jednosmjerne struje u naizmjeničnu (slika 6.24). Samostalni fotonaponski sistemi posjeduju inverter, ukoliko postoje potrošači predviđeni za rad na naizmjeničnoj struji. Fotonaponski sistemi povezani sa elektroenergetskom mrežom neizbježno sadrže inverter. Iako su bazirani na istom principu, invertori za mrežno povezane sisteme su složeniji od samostalnih, jer se pred njih postavljaju dodatni zahtjevi. Oni trebaju da rade sinhrono sa mrežom, da kontinuirano prate napon i učestanost, te da u slučaju kvarova u mreži prekinu injektiranje energije. U nastavku sekcije, govorimo o osnovnim topologijama i karakteristikama invertora, te načinima za sprezanje sa potrošnjom, prvenstveno u sklopu mrežno povezanih sistema.



SLIKA 6.24

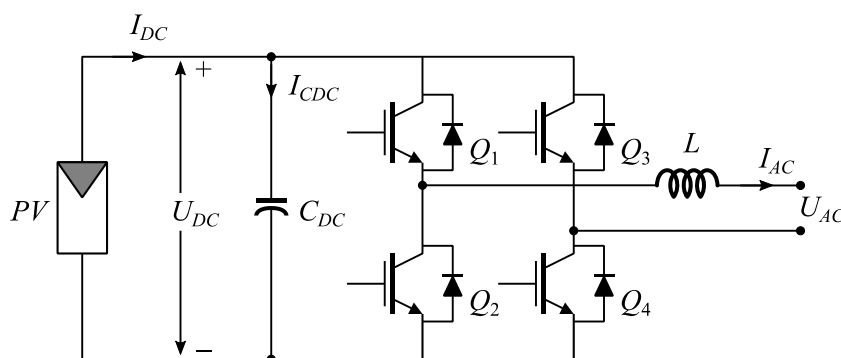
Invertori montirani u prostoriji i na otvorenom (izvor: ETMax Banja Luka)

6.4.1 Osnovne topologije invertora

Osnovnu funkcionalnost najjednostavnije je predstaviti na primjeru jednostepenog, jednofaznog invertora bez transformatora. Topologija takvog invertora je prikazana na slici 6.25. Da bi se potrošaču ili mreži obezbijedila naizmjenična promjena smjera struje koristi se tzv. H-most, sačinjen od četiri tranzistora. Simultanim uključanjem tranzistora Q1 i Q4 obezbjeđuje se put struji u pozitivnom smjeru, dok će uključanjem tranzistorskog para Q2 i Q3 struja teći u suprotnom smjeru.

U najjednostavnijem slučaju, tokom jedne periode osnovnog harmonika učestanosti 50 Hz (ili 60 Hz), izvršava se samo po jedno uključenje i isključenje svakog od parova tranzistora, čime se na izlazu generiše naizmjenični napon pravougaonog oblika. Da bi izlazna struja ipak bila što manje izobličena i što više odgovarala sinusoidalnom obliku, za upravljanje se koristi metod impulsno-širinske

modulacije (PWM). Talasni oblici su prikazani na slici 6.26. Trougaoni signal iz oscilatora u_{osc} se u komparatoru poredi sa modulišućim naponom sinusnog oblika u_m . Kao rezultat poređenja generišu se kontrolni signali označeni sa u_{g1} i u_{g3} koji su namijenjeni za upravljanje pojedinim parovima tranzistora u H-mostu. Na izlazu se javlja bipolarno modulisani PWM napon u_{AB} . Na dijagramu je prikazan i prvi harmonik izlaznog napona označen sa u_{AB1} , dok se viši harmonici ublažavaju filtriranjem. Izlazna struja i testerasto osciluje oko osnovnog harmonika sinusnog oblika.

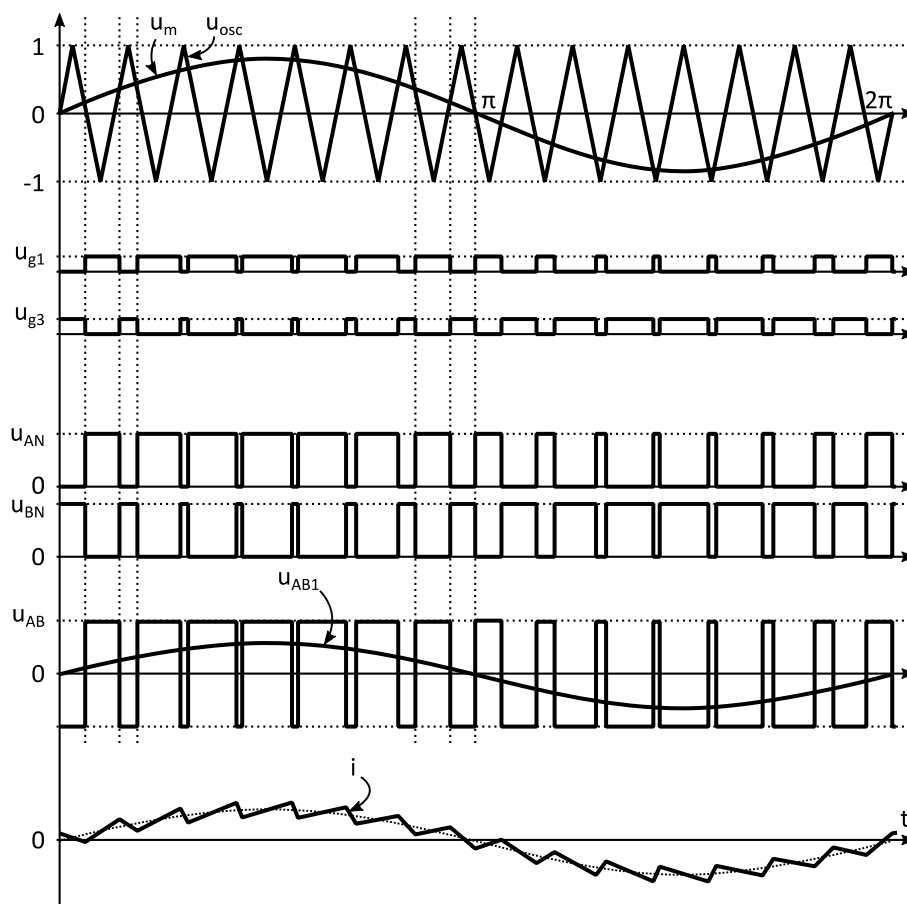


SLIKA 6.25

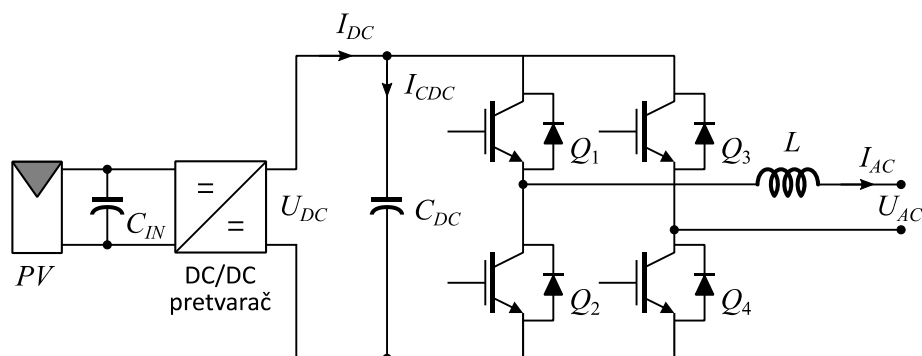
Jednofazni inverter bez DC/DC pretvarača

Prednost jednostepene topologije je u jednostavnosti, pa samim tim i manjim gubicima. Nedostatak je složeno upravljanje i komplikovano traženje tačke maksimalne snage. U praksi se zato češće koristi dvostepena topologija, prema kojoj inverter nije direktno vezan na fotonaponske module nego posredstvom DC/DC pretvarača, koji je zadužen za obavljanje MPPT funkcije (slika 6.27). Između DC/DC pretvarača i invertora postavlja se kondenzatorsko međukolo, a na izlazu invertora se veže kolo za filtriranje.

Na slici 6.27 je prikazana varijanta gdje jedan inverter posjeduje samo jedan DC/DC pretvarač. U praksi postoje rješenja u okviru kojih se na jedan H-most paralelno priključuje više (npr. dva ili četiri) nezavisnih DC/DC pretvarača sa zasebnim MPPT algoritmima. Time se poboljšava sumarni koeficijent iskorišćenja ukoliko se često dešava da pojedini stringovi PV modula ne rade pod istim okolnostima.

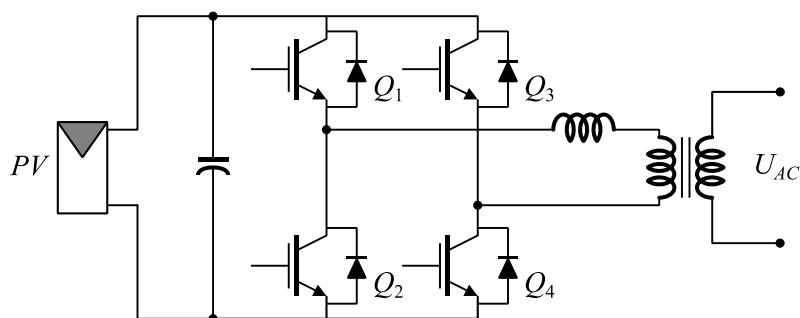
**SLIKA 6.26**

Talasni oblici napona i struje kod jednofaznog invertora

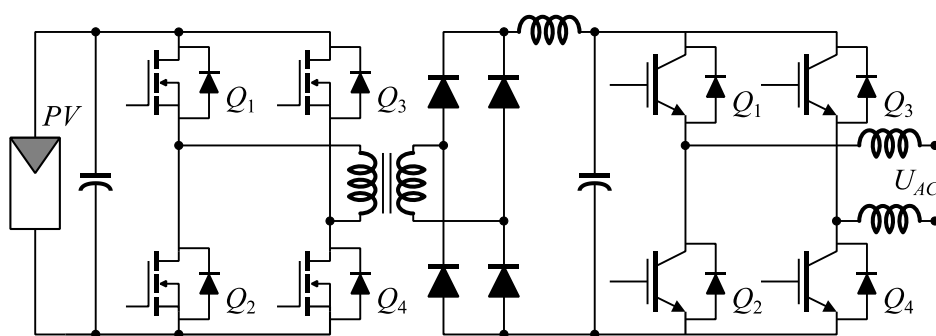
**SLIKA 6.27**

Jednofazni inverter sa DC/DC pretvaračem

Tendencija kod savremenih invertora je da se izbjegne korišćenje transformatora, u namjeri da se maksimizuje efikasnost, a da masa i cijena uređaja bude što manja. Tada se, međutim, zahtijeva da se posebnim zaštitnim uređajima mjeri struja curenja i u slučaju da ona pređe podešenu vrijednost, inicira se isključenje invertora i njegovo odvajanje od mreže. Propisi nekih operatora elektroenergetskih sistema imaju stavku da je galvanska izolacija između mreže i PV modula obavezna, prvenstveno da bi se omogućilo uzemljavanje jedne tačke PV niza radi povećanja sigurnosti. U tom slučaju, kaskadno se dodaje transformator. Moguća su dva principa za dodavanje transformatora za galvansko odvajanje: (a) varijanta sa niskofrekventnim (NF) transformatorom i (b) varijanta sa visokofrekventnim (VF) transformatorom. Navedeni principi su ilustrovani na slici 6.28. Kada se koristi NF transformator, moduli mogu da rade na veoma niskom naponu i galvanski izolovani od mreže. Nedostatak ovog koncepta je što je NF transformator masivan i skup. Pošto se danas moduli ipak prave da podnose napon do 1000V, primjena koncepta sa NF transformatorom je rijetka. Kao posljedica osnovnih zakonitosti iz elektromagnetike, javlja se i činjenica da se potrebne dimenzije transformatora za istu snagu smanjuju kako se učestanost povećava. Zato primjena VF transformatora, umjesto NF transformatora, predstavlja ekonomičnije rješenje. U skladu sa ilustracijom datom na slici 6.28b, VF transformator je dio prvog stepena pretvarača koji radi na učestanosti znatno višoj od mrežne i zahvaljujući tome, jednostavan je i jeftin. U sljedećem stepenu visokofrekventni napon se ispravlja i filtrira, a potom se dovodi na klasični invertorski stepen, koji radi na mrežnoj učestanosti.



a. Galvansko odvajanje pomoću NF transformatora

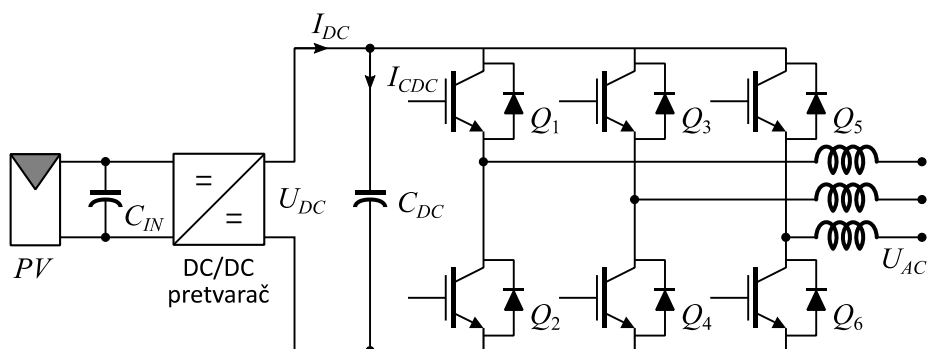


b. Galvansko odvajanje pomoću VF transformatora

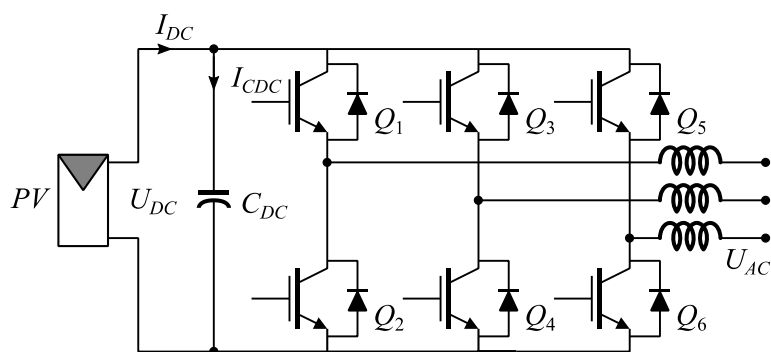
SLIKA 6.28

Primjena transformatora za galvansko odvajanje: (a) niskofrekventna varijanta i (b) visokofrekventna varijanta

Kada tražena instalisana snaga prelazi 5 kW, izlazna struja kod jednofaznih invertora postaje značajna i nameće se potreba prelaska na trofazni koncept. Analogno tumačenjima vezanim za jednofazne invertore, moguće su varijante jednostepene i dvostepene konverzije, kao što je ilustrirano na slici 6.29.



a. Trofazni dvostepeni inverter

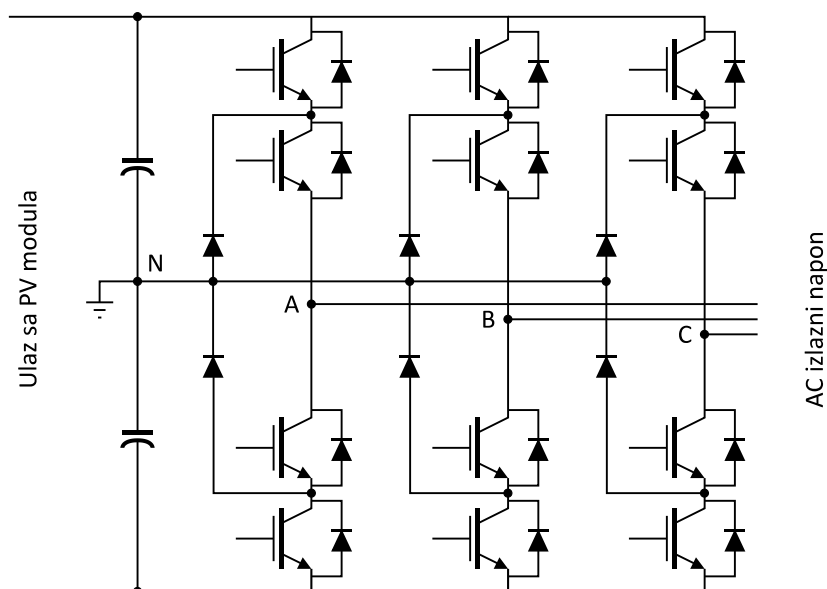


b. Trofazni jednostepeni inverter

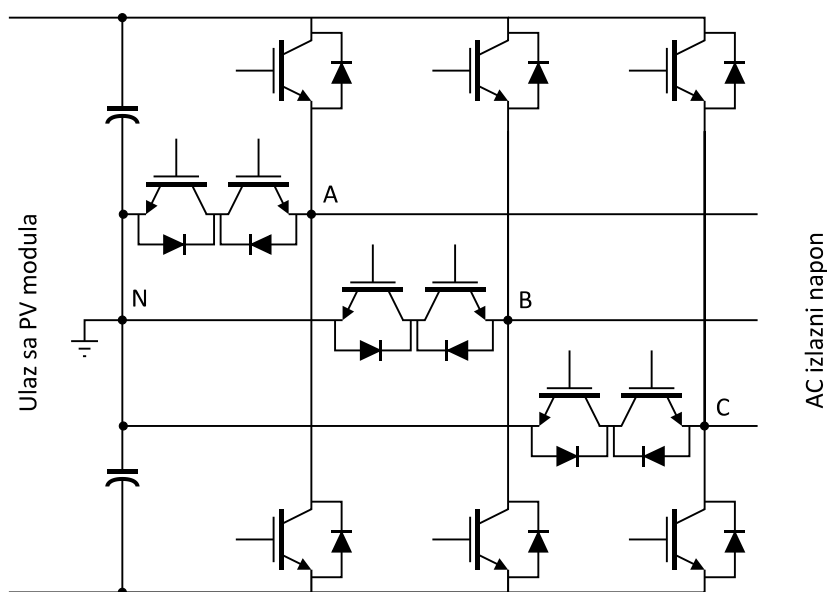
SLIKA 6.29

Trofazni inverter: (a) sa DC/DC pretvaračem i (b) bez DC/DC pretvarača

Sa daljim rastom instalisane snage, prelazi se na koncept upotrebe višenivovskih invertora. Kod višenivovskog principa, napon koji se generiše na izlazu invertora ima višu vrijednost, prekidački gubici su manji, a talasni oblik je stepenast, pa sadrži manje izobličenje. S druge strane, upravljačka kola i odgovarajući algoritmi moraju biti složeniji. Primjeri topologija tronivovskih invertora dati su na slici 6.30. Slika 6.30a prikazuje tzv. NPC (eng. *Neutral Point Clamped*) koncept kod kojeg je neutralna tačka uzemljena. Slika 6.30b prikazuje tronivovski inverter T-tipa.



a. Tronivovski inverter NPC tipa



b. Tronivovski inverter T-tipa

SLIKA 6.30

Primjeri trofaznih tronivovskih pretvarača

6.4.2 Osnovni tehnički pokazatelji invertora

Nominalna DC snaga P_{DCn} je ukupna ulazna snaga invertora. Ova snaga praktično predstavlja sumu nominalnih snaga svih PV modula priključenih na inverter. Maksimalni DC napon $U_{DC,max}$ je najviši ulazni napon koji može biti priključen na inverter bez rizika od njegovog uništenja. Maksimalna DC struja je najveća struja koju inverter može da prihvati na ulazu. Zaštitna funkcija invertora će ulaznu struju ograničiti ukoliko ona ima tendenciju da pređe maksimalno dozvoljenu vrijednost. Ukoliko inverter ima više odvojenih ulaza, ograničenje po maksimalnoj struji se definiše i za svaki ulaz pojedinačno.

Opseg napona za MPPT funkciju predstavlja opseg priključenog ulaznog DC napona pri kojem ne dolazi do pada performansi algoritma za traženje tačke maksimalne snage. Posebno se daje podatak koliko ima odvojenih ulaznih kanala sa nezavisnim MPPT algoritmima.

Tip AC mreže, na koju se inverter priključuje, okarakterisan je brojem faza (jednofazni ili trofazni priključak), te odgovarajućim nominalnim naponom. Nominalna AC snaga P_{ACn} je najveća vrijednost izlazne snage koju inverter može kontinuirano da predaje potrošačima. Definiše se i maksimalna AC struja koja iz invertora teče ka potrošnji. Podatak o maksimalnoj struji se koristi kod izbora instalacione opreme (prekidača, osigurača, kablova itd).

Efikasnost je jedan od najvažnijih parametara invertora. Definiše se kao odnos izlazne i ulazne snage:

$$\eta = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad (6.34)$$

Efikasnost invertora nije konstantna, nego zavisi od vrijednosti snage koja se prenosi. Tipična kriva efikasnosti invertora u funkciji snage prikazana je na slici 6.31. U namjeri da se performanse invertora različitih proizvođača porede u ravnopravnim uslovima, definiše se prosječna efikasnost određena pri karakterističnom scenariju opterećenja, koji dobro mapira tipičan režim rada invertora.

Evropska efikasnost invertora se računa pomoću sljedeće formule:

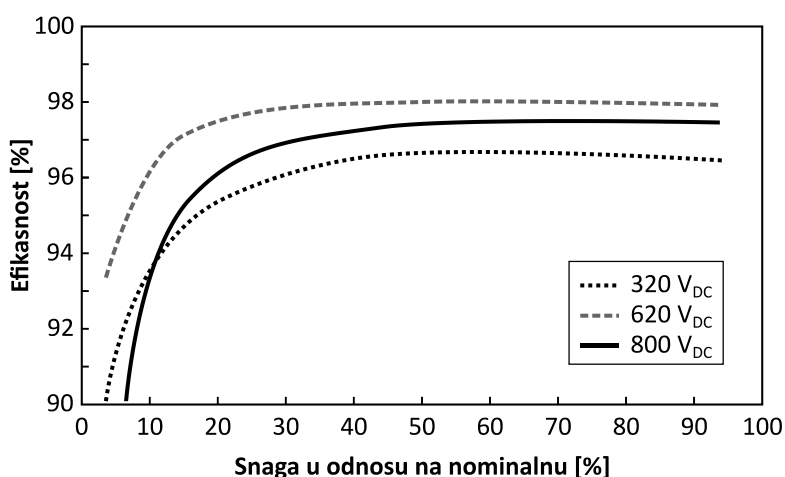
$$\eta_{EU} = 0,03\eta_{5\%} + 0,06\eta_{10\%} + 0,13\eta_{20\%} + 0,1\eta_{30\%} + 0,48\eta_{50\%} + 0,2\eta_{100\%} \quad (6.35)$$

Težinski koeficijenti (0,03; 0,06 itd.) su određeni prema procentu vremena tokom kojeg je inverter opterećen odgovarajućom snagom, na bazi klimatskih podataka za sjeverozapadnu Njemačku, kao reprezentativnu tačku Centralne Evro-

pe. Stepeni efikasnosti ($\eta_{5\%}$, $\eta_{10\%}$ itd.) su statički stepeni iskorišćenja pri određenom nivou opterećenja. Ako jedan sabirak u formuli glasi npr. $0,48\eta_{50\%}$ to znači da se uvažava činjenica da invertor 48% vremena radi sa opterećenjem od 50% svoje nominalne snage.

Postoje i druge definicije prosječne efikasnosti invertora. Posebno je poznata tzv. *CEC efikasnost invertora* (*California Energy Commission*) koja se primjenjuje u SAD. Logika za njeno računanje je identična, samo su težinski koeficijenti prilagođeni američkim klimatskim uslovima:

$$\eta_{CEC} = 0,04\eta_{10\%} + 0,05\eta_{20\%} + 0,12\eta_{30\%} + 0,21\eta_{50\%} + 0,53\eta_{75\%} + 0,05\eta_{100\%} \quad (6.36)$$



SLIKA 6.31

Kriva efikasnosti invertora

Radi uvida u tipične vrijednosti parametara invertora, karakteristike nekoliko realnih uređaja različitih snaga prikazane su u tabeli 6.2.

TABELA 6.2

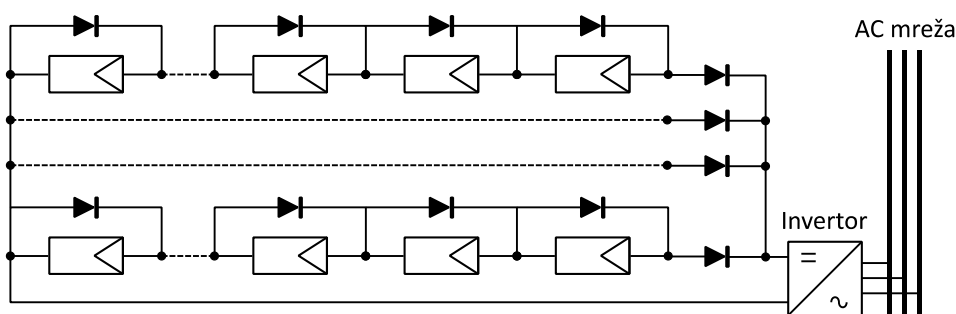
Karakteristike invertora

Tip invertora	Sunny Boy 5000TL 	TRIO-8.5- TL-OUTD 	SINVERT PVM13 	Conext CL20000 E 
Proizvođač	SMA	ABB	Siemens	Schneider
Nom. DC snaga	5,25 kW	8,7 kW	12,6 kW	21,5 kW
Nom. AC snaga	4,6 kW	8,5 kW	12,4 kW	20 kW
Maks. DC napon	750 V	1000 V	1000 V	1000 V
Nom. DC napon	230 V	400 V	400 V	400 V
MPPT opseg	175-500 V	320-800 V	420-850 V	350-800 V
Broj MPPT ulaza	2	2	4	2
Maks. DC struja	15 A	15 A	25 A	40 A
Maks. AC struja	22 A	14,5 A	18 A	30 A
Maks. efikasnost	97%	98%	98%	98,3%
EU efikasnost	96,5%	97,5%	97,5%	98%
Potrošnja noću	1 W	< 3 W	0,5 W	< 3W
Veza sa mrežom	Jednofazna	Trofazna	Trofazna	Trofazna
Galvan. odvajanje	Nema	Nema	Nema	Nema

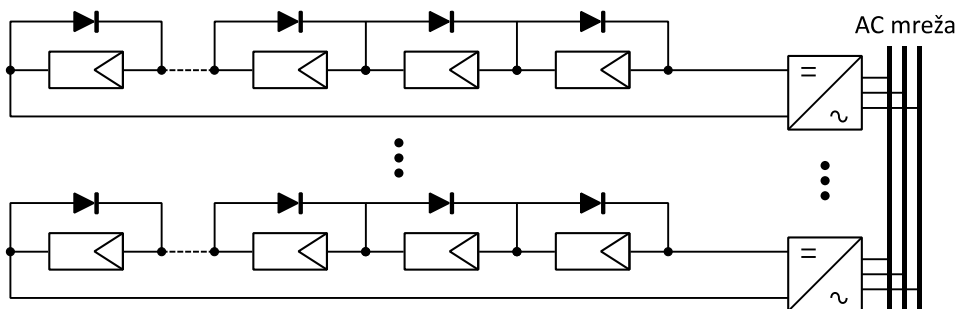
6.4.3 Invertorske konfiguracije kod mrežno povezanih sistema

Samostalni sistemi su jednostavniji i uglavnom imaju manju snagu, tako da se kod njih pretežno koristi jedan adekvatno dimenzionisani inverter. S druge strane, mrežno povezani sistemi dominiraju u primjeni sa udjelom od preko 90% u ukupnoj instalisanoj snazi na svijetu. Snaga pojedinačnih instalacija može da se kreće u veoma širokom opsegu, od reda stotina vati (jedan PV modul) do reda stotina megavata (više od milion PV modula). Zbog ove činjenice, kod mrežno povezanih sistema, kombinatorika je mnogo složenija i rješenje se može birati iz skupa od više mogućih konfiguracija, traženjem kompromisa između performansi, pouzdanosti i ekonomičnosti. Prema tome, u nastavku sekcije akcenat se stavlja na konfiguracije mrežno povezanih sistema.

Konfiguracija sa centralnim inverterom je prikazana na slici 6.32. Ona je uobičajena kod fotonaponskih elektrana najveće snage. Prema ovom konceptu, moduli se vežu redno u stringove, a onda se više stringova međusobno veže paralelno. Antiparalelno modulima se priključuju premošćavajuće diode za suzbijanje negativnih efekata sjenčenja. Na početku svakog stringa se postavlja blokirajuća dioda kojom se sprečava inverzni tok struje. Zbog efekta ekonomije veličine, jedan inverter određene snage je praktično uvijek jeftiniji od više invertora čija je snaga identična u zbiru. Preglednost, jednostavnost i lakoća održavanja predstavljaju dodatne prednosti. Loša karakteristika ove konfiguracije je nešto manja pouzdanost, jer kvar invertora rezultuje isključenjem čitavog PV sistema. Takođe, teško je postići tačku maksimalne snage ukoliko se uslovi rada (iradijansa, sjenčenje, temperatura, zaprljanosti itd.) razlikuju od modula do modula i od stringa do stringa.

**SLIKA 6.32**

Konfiguracija sa centralnim inverterom

**SLIKA 6.33**

Konfiguracija sa inverterima na nivou stringa

Konfiguracija sa inverterima na nivou stringa omogućava da se funkcija DC/AC konverzije distribuira na više odvojenih pretvarača. Odgovarajuća šema povezivanja je prikazana na slici 6.33. Iako je ovo rješenje nešto skuplje u poređenju sa cijenom koncepta sa centralnim inverterom, poboljšanje pouzdanosti je evidentno. Ispad jednog invertora ne utiče na preostalih $N-1$, tako da se u PV sistemu ne javlja izrazito smanjenje izlazne snage.

PRIMJER 6.3

Izbor broja modula u jednom stringu

Pretpostavimo da je sistem baziran na inverteru tipa SMA Sunny Boy 5000TL, sa karakteristikama prikazanim u tabeli 6.2. Ugrađuju se polikristalni fotona-ponski moduli nominalne snage 175 W sa sljedećim tehničkim podacima:

Parametar	STC	NOCT
Maksimalna snaga (P_M)	175 W	124,6 W
Napon pri maksimalnoj snazi (U_M)	36 V	32 V
Struja pri maksimalnoj snazi (I_M)	4,87 A	3,90 A
Napon otvorenog kola (U_{OK})	44,2 V	39,3 V
Struja kratkog spoja (I_{KS})	5,30 A	4,27 A
Nominalna radna temperatura ćelije	47°C	
Temp. koeficijent napona U_{OK}	-0,34%/°C	

Potrebno je odrediti broj modula koji se u okviru jednog stringa mogu povezati na red. Moduli će se postavljati na kosi krov kuće u Banjoj Luci. Rekordno niska zabilježena temperatura u Banjoj Luci iznosi -22,8°C, dok je prosječna temperatura u julu kao najtoplijem mjesecu +22,8°C.

Rješenje:

Na početku određujemo koliki je maksimalni broj modula $N_{\max}$ koje je moguće redno vezati u sklopu jednog stringa. Kriterijum koji se primjenjuje je uslov da maksimalno mogući napon, koji se može pojaviti na priključcima stringa, ne bude veći od maksimalno dozvoljenog DC ulaznog napona invertora:

$$N_{\max} U_{PV,\max} \leq U_{inv,\max}$$

Maksimalni napon PV modula će biti napon otvorenog kola, pri teorijski najmanjoj temperaturi koja se može pojaviti:

$$U_{PV,\max} = U_{OK} \left[1 + (T_{\min} - 25^\circ\text{C}) \cdot \frac{TC_{OK}}{100} \right] = 44,2 \left[1 + (-22,8 - 25) \cdot \frac{(-0,34)}{100} \right]$$

$$U_{PV,max} = 51,3 \text{ V.}$$

S obzirom na to da maksimalni ulazni napon invertora iznosi 750 V, određujemo maksimalni broj modula u stringu:

$$N_{max} \leq \frac{U_{inv,max}}{U_{PV,max}} = \frac{750}{51,3} = 14,63 \Rightarrow N_{max} = 14.$$

Postoji i ograničenje po minimalnom broju modula u stringu, zato što MPPT ne može optimalno da se izvršava ukoliko je ulazni DC napon previše nizak. Prema podacima iz tabele 6.2, najniži dozvoljeni napon za MPPT iznosi 175 V. Kod računanja minimalnog napona PV modula, potrebno je uvažiti uticaj povećanja temperature modula i smanjenje MPPT napona U_M usljed degradacije performansi na dužem vremenskom horizontu. Minimalni napon u tački maksimalne snage određujemo pomoću formule:

$$\begin{aligned} U_{M,min} &= 0,95 \cdot U_M \left[1 + (T_{max} + T_{dod} - 25^\circ\text{C}) \cdot \frac{TC_{OK}}{100} \right] \\ &= 0,95 \cdot 36 \cdot \left[1 + (22,8 + 35 - 25) \cdot \frac{(-0,34)}{100} \right] = 30,4 \text{ V.} \end{aligned}$$

U proračunu je pretpostavljeno da će napon PV modula vremenom opasti na 95% od vrijednosti deklarisanе za početak eksploatacije. Rađeno je sa prosječnom temperaturom za najtopliji mjesec od 22,8°C na koju je dodato $T_{dod} = 35^\circ\text{C}$, da bi se modelovao uticaj montaže na kosi krov na temperaturu PV ćelija (ako su moduli na zemlji, onda se uzima $T_{dod} = 25^\circ\text{C}$). Termički koeficijent za napon U_M uzet je identičan kao i za napon otvorenog kola U_{OK} , što je prilično tačno. Minimalni broj modula u stringu je tada

$$N_{min} \geq \frac{U_{inv,min}}{U_{M,min}} = \frac{175}{30,4} = 5,76 \Rightarrow N_{min} = 6.$$

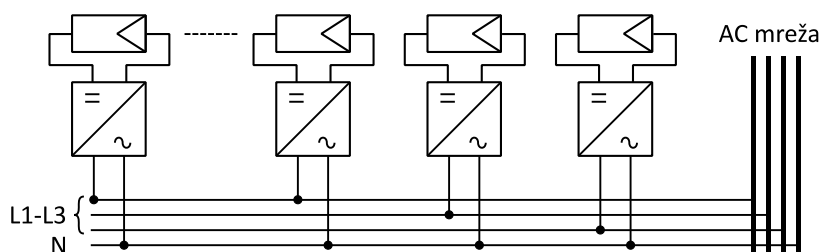
U posljednjem koraku bira se konkretan broj modula u stringu, te ukupan broj stringova vodeći računa da se ne narušavaju ograničenja po nominalnoj snazi i struji invertora.

Invertor ima maksimalnu ulaznu DC snagu od 5,25 kW, raspoređenu na dva nezavisna MPPT ulaza, dakle oko 2,6 kW po ulazu. Nameću se tri rješenja:

- R1) Dva stringa po 6 modula po MPPT ulazu: $2 \times 6 \times 175 \text{ W} = 2100 \text{ W}$;
- R2) Dva stringa po 7 modula po MPPT ulazu: $2 \times 7 \times 175 \text{ W} = 2450 \text{ W}$;
- R3) Jedan string od 14 modula po MPPT ulazu: $14 \times 175 \text{ W} = 2450 \text{ W}$.

Moguća su i rješenja sa jednim stringom sa 6 do 13 modula, ali što je god broj modula manji inverter radi u nepovoljnijem režimu i ne koristi raspoloživu snagu. Ograničenje po maksimalnoj struji MPPT ulaza od 15 A nije narušeno čak i ako ima dva stringa po ulazu, jer struja kratkog spoja jednog modula iznosi 5,3 A. Uglavnom je najbolje odabrati rješenje sa što više modula u rednoj vezi, a sa što manje paralelnih stringova u grupi. Tada je struja najmanja, a ne rizikuje se da se zbog niskog napona gubi na efikasnosti MPPT algoritma. ■

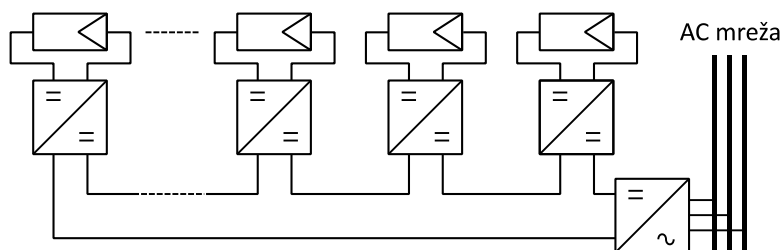
Konfiguracija sa modulskim inverterima primjerena je za PV sisteme relativno male snage, posebno ukoliko se radni uslovi pojedinačnih modula međusobno znatnije razlikuju. Ilustrativni primjer primjene je sistem postavljen na izlomljenom krovu zgrade sa modulima montiranim pod različitim azimutalnim i elevacionim uglovima. U takvom slučaju, najpovoljnije rješenje može biti da svaki modul ima svoj inverter, u vezi prema šemi sa slike 6.34. Iako su investicioni troškovi generalno viši, u nekim slučajevima se pokazuje da je koncept sa modulskim inverterima ekonomičniji od drugih. Postoje primjene ovog koncepta i za elektrane sa snagom većom od megavata. Modulski invertori se zbog veoma malih dimenzija često nazivaju i mikroinvertori, a uglavnom se montiraju sa zadnje strane PV modula. S obzirom na to da svaki inverter ima poseban sklop za podešavanje tačke maksimalne snage, svaki modul radi u optimalnim uslovima. Ovdje se ne pojavljuju gubici usljed neusaglašenosti karakteristika pojedinih modula, koji se inače dešavaju kada je više modula povezano redno u string. Modularnost je takođe dobra osobina, jer je jednostavno dodavanje novih modula radi povećavanja ukupne snage. Zbog niskog ulaznog napona jednog modula, invertori su tipično bazirani na topologiji sa VF transformatorom, kao što je npr. prikazana na slici 6.28b. Razvijeni su posebni pretvarači bez elektrolitskih kondenzatora, čiji životni vijek dostiže čak i 25 godina, što je uporedivo sa vijekom PV modula. Na taj način pouzdanost je povećana i potreba za održavanjem je prorijeđena.



SLIKA 6.34

Konfiguracija sa modulskim inverterima

Konfiguracija sa modulskim DC/DC pretvaračima i zajedničkim invertorom je kompromis između distribuiranog i centralizovanog pristupa. Prema ovoj varijanti, na nivou modula se koriste pojedinačni DC/DC pretvarači sa individualnim MPPT sistemima, a oni se potom redno vežu na zajednički invertorski most spregnut sa mrežom. Šema ove konfiguracije prikazana je na slici 6.35.



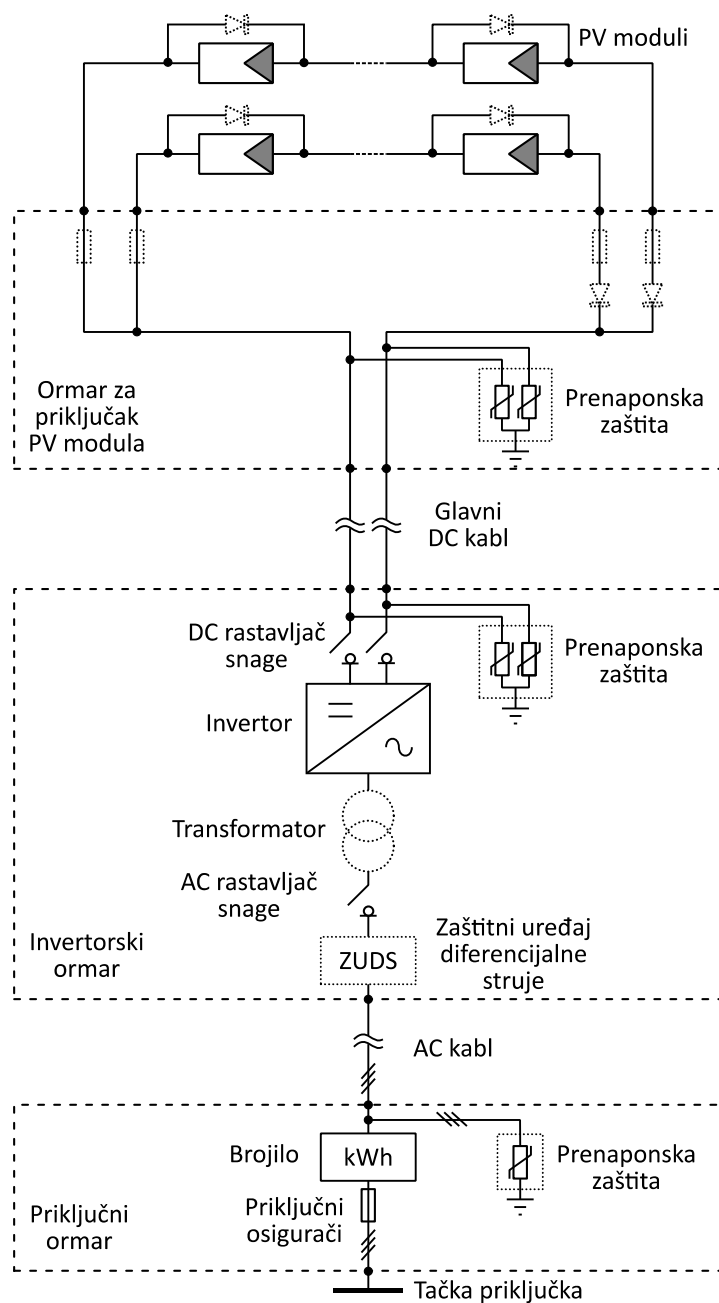
SLIKA 6.35

Konfiguracija sa modulskim DC/DC pretvaračima i zajedničkim invertorom

6.5 Prateće komponente fotonaponskog sistema

PV moduli, invertori, baterije i kontroleri punjenja nameću se kao osnovne komponente fotonaponskog sistema, jer dominiraju kako po funkcionalnom značaju, tako i po svom udjelu u ukupnim investicionim troškovima. Za pouzdano funkcionisanje sistema kao cjeline neophodna je i prateća oprema u koju spadaju sklopno-zaštitni uređaji, provodnici i konektori, elementi za montažu itd. Ova sekcija će biti posvećena pratećim komponentama fotonaponskog sistema.

Radi boljeg razumijevanja daljeg izlaganja, na slici 6.36 prikazana je uopštena šema mrežno povezanog PV sistema. Punim linijama su nacrtani obavezni elementi, dok su isprekidanim linijama obilježeni elementi koji se ugrađuju zavisno od specifičnih zahtjeva i uslova. Potrebno je uočiti da se PV sistem sastoji iz dva dijela koji se konceptualno značajno razlikuju: DC strane i AC strane. Prema prikazanoj šemi, DC strana obuhvata sve elemente nacrtane iznad invertora, a AC strana elemente prikazane ispod njega.

**SLIKA 6.36**

Opšta šema mrežno povezanog PV sistema sa pratećom opremom

6.5.1 Zaštitna i sklopna oprema

Na slici 6.36 vidljivo je da se na određenim pozicijama u sistemu postavljaju rasklopni elementi, kao što su prekidači, rastavljači snage i osigurači. U normalnom režimu rada ovi elementi služe za uključenje i isključenje sistema, te odvajanje pojedinih strujnih kola tokom redovnih pregleda i održavanja. U slučaju kvara, rasklopni elementi obavljaju zaštitnu ulogu tako što prekidaju strujna kola u kojima dolazi do prekomjerne struje ili do proboja izolacije.

Zaštita ljudi od strujnog udara je uvijek od posebne važnosti. Bitna karakteristika, svojstvena PV modulima, je činjenica da oni generišu jednosmjerni napon koji ne može biti anuliran sve dok postoji zračenje Sunca. Prvu zaštitnu mjeru zato predstavlja korišćenje dvostruke ili pojačane izolacije u svim DC kolima gdje napon prelazi 120 V, radi postizanja što manje vjerovatnoće proboja izolacije i dodira elemenata pod naponom. Ukoliko, ipak, do kvara na izolaciji dođe, potrebno ga je što prije detektovati. Kod koncepata kod kojih ne postoji galvansko odvajanje između DC i AC strane, kvar na izolaciji može da detektuje zaštitni uređaj diferencijalne struje (ZUDS) instaliran na AC strani. Ukoliko postoji galvansko odvajanje, za detekciju kvara će biti zaduženi zaštitni elementi instalirani na DC strani: prekostrujna zaštita ili posebni uređaj za monitoring stanja izolacije.

Zaštita PV modula od inverzne struje može biti potrebna kada u paralelnoj vezi radi više od dva stringa. Tada je moguće da, usljed kvara na ožičenju ili unutar nekog od modula, jedan string prima struju od preostalih $N-1$ stringova. Postoji varijanta da se upotrebom blokirajućih dioda onemogući tok inverzne struje u stringovima, kao što je objašnjeno u sekciji 5.6.3. U tom slučaju se tolerišu određeni pad napona i gubici na diodi, čiji uticaj postaje značajan kod stringova sa nižim naponom. U alternativnom pristupu se izbjegava upotreba dioda, ali je onda neophodna ugradnja sklopnog elementa za zaštitu koji će reagovati ukoliko dođe do pojave inverzne struje. U jeftinijoj varijanti ulogu takvog zaštitnog elementa igra osigurač, a u skupljoj i fleksibilnijoj minijaturni prekidač (eng. *Miniature Circuit Breaker* – MCB).

Prekostrujna zaštita se koristi da bi se spriječilo pregrijavanje i eventualni požar na elementima PV sistema, u slučajevima kada intenzitet struje prelazi naznačenu vrijednost. PV moduli su specifični generatori energije kod kojih je vrijednost struje kratkog spoja neznatno viša od radne struje u MPPT režimu i teško je detektovati nedozvoljeno stanje. Po tome se značajno razlikuju od sinhronih generatora, kod kojih je struja kratkog spoja mnogo veća od radne struje i kod kojih je jednostavno napraviti razliku između normalnog radnog stanja i kvara.

Dodatna razlika je što proticanje struje kratkog spoja ne dovodi do oštećenja fotonaponskih modula. Na osnovu navedenih razloga, prekostrujna zaštita u nerazgra-natim kolima uopšte nije potrebna, a dovoljno je samo da se izabere kabl koji može trajno da provodi najveću moguću struju koja se može pojaviti. Da bi se obezbije-dila određena margina sigurnosti, trajno dozvoljena struja kabla I_{td} bira se uz uva-žavanje uslova

$$I_{td} \geq 1,25 \cdot I_{KS} \quad (6.37)$$

gdje je I_{KS} struja kratkog spoja stringa odnosno grupe, kao najveća struja koja se može pojaviti u kolu.

Ukoliko kolo ima više paralelnih grana (npr. kod spajanja više stringova u jednu grupu ili kod spajanja više grupa na zajednički inverter), prekostrujno opterećenje u nekoj grani može da se pojavi kao rezultat zajedničkog uticaja od ostalih grana. U tom slučaju, upotreba prekostrujne zaštite je neophodna. Veoma važno pitanje je kako odabrati struju reagovanja zaštitnog uređaja. S jedne strane, prag reagovanja treba da bude dovoljno veliki da bi se spriječilo neželjeno isklju-čenje u normalnim radnim režimima. S druge strane, prag reagovanja treba da bude što niži da bi zaštita djelovala pri većini kvarova.

Po američkom konzervativnom principu dimenzionisanja, zaštitni uređaji i provodnici se biraju uz uvažavanje uslova:

$$I_{min} \geq 1,25 \cdot 1,25 \cdot I_{KS} = 1,56 \cdot I_{KS} \quad (6.38)$$

Prema ovom principu, uvažene su dvije margine sigurnosti od po 25%. Prva margina služi da se struja reagovanja poveća u odnosu na maksimalnu radnu struju, smanjujući mogućnost lažnog reagovanja. Druga margina se koristi da se uvaži moguće povećanje struje kratkog spoja I_{KS} usljed povišene temperature ili povećane iradijanse, koja nekada može biti veća od STC vrijednosti od 1000 W/m². Po evropskom principu, ukupna margina za minimalnu struju na koju se dimenzioniše prekostrujna zaštita, može biti i nešto manja:

$$I_{min} \geq 1,4 \cdot I_{KS} \quad (6.39)$$

Za maksimalnu vrijednost praga reagovanja preporučena vrijednost je

$$I_{max} \leq 2 \cdot I_{KS} \quad (6.40)$$

Na AC strani struja reagovanja zaštitnog uređaja i trajna struja provodnika se bira tako što se maksimalna struja invertora pomnoži sa sigurnosnim faktorom 1,25:

$$I_{\min} \geq 1,25 \cdot I_{AC,\max} \quad (6.41)$$

a potom se odabere prva veća standardna vrijednost. Korišćenje drugog faktora, kojim se uvažavaju promjene režima rada PV modula, na AC strani nije potrebno.

PRIMJER 6.4

Dimenzionisanje prekostrujne zaštite

Pretpostavimo da je u primjeru 6.3 odabrano da se na svaki od dva MPPT ulaza invertora Sunny Boy 5000TL poveže po jedan string, sačinjen od po 14 modula nominalne snage 175 W, i tako napravi PV sistem čija je nominalna DC snaga 4900 W. Potrebno je odrediti pozicije i podešene vrijednosti uređaja prekostrujne zaštite.

Rješenje

Pošto je sistem baziran na konceptu jednostrukih stringova, ne postoji potreba za korišćenjem niti prekostrujne zaštite niti zaštite od inverzne struje. Neophodno je samo trajno dozvoljenu struju provodnika na DC strani dimenzionisati uz uvažavanje tražene margine sigurnosti od 25%:

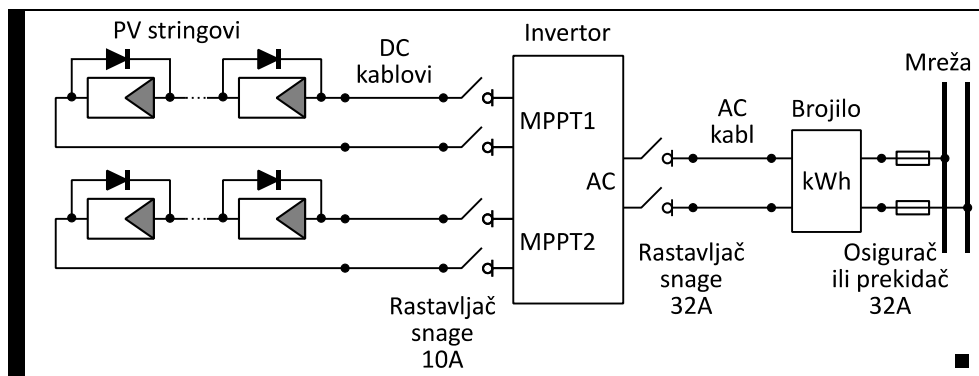
$$I_{td} \geq 1,25 \cdot I_{KS} = 1,25 \cdot 5,3 = 6,625 \text{ A} .$$

Sa istim kriterijumom bira se i nominalna struja DC rastavljača snage koji služi za odvajanje PV stringa od invertora. U ovom slučaju bila bi odabrana standardna vrijednost nominalne struje od 10 A.

S obzirom na vezu sa elektroenergetskom mrežom, na AC strani je neophodan uređaj za zaštitu od prekomjerne struje. Na osnovu podataka iz tabele 6.2 konstatujemo da maksimalna struja invertora iznosi 22 A. Pomoću formule (6.41) računamo:

$$I_{\min} \geq 1,25 \cdot I_{AC,\max} = 1,25 \cdot 22 = 27,5 \text{ A} .$$

Bira se prva veća standardna vrijednost koja iznosi 32 A.

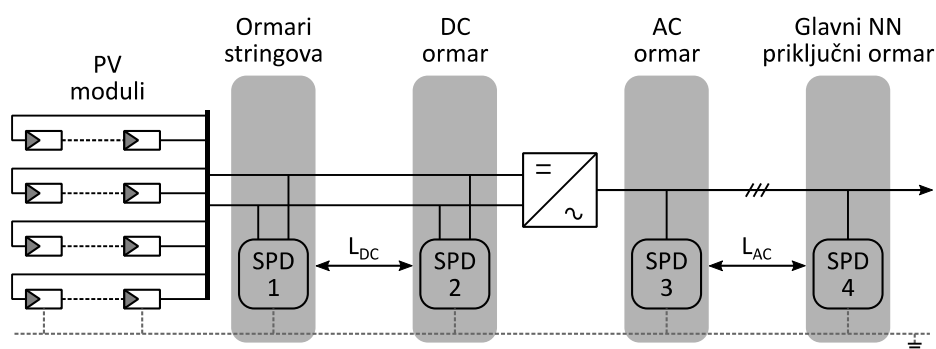


Prenaponska zaštita je zaštita električnih instalacija i uređaja koji su na nju priključeni od previsokog napona. Prenaponi najčešće nastaju kao direktna ili indirektna posljedica atmosferskih pražnjenja, te kao rezultat prelaznih procesa kod sklopnih manipulacija u distributivnoj mreži ili instalaciji samog PV sistema.

PV moduli, određena grupa uređaja i pripadajući dio ožičenja montirani su u spoljašnjoj sredini, i prema tome, izloženi su djelovanju atmosferskih pražnjenja. Direktni uticaj atmosferskog pražnjenja ispoljava se prilikom udara groma u neke od elemenata fotonaponskog sistema. Indirektni uticaj se manifestuje kada se pražnjenje dogodi u blizini, a prenaponi se prenesu na sistem putem konduktivne, induktivne ili kapacitivne sprege. Primjer konduktivnog prenosa prenapona predstavlja udar groma u nadzemni vod putem kojeg je PV sistem spojen na elektroenergetsku mrežu. Ukoliko je dolazni prenapon veći od podnosivog udarnog napona invertora i drugih uređaja koji su priključeni na instalaciju PV sistema, javiće se oštećenja opreme, a u najtežim slučajevima doći će do požara i većih havarija. Induktivni prenos prenapona bazira se na činjenici da udar groma predstavlja strujni impuls koji, kao posljedicu, generiše brzo promjenljivo magnetsko polje. Zbog brze promjene magnetskog fluksa, u obližnjim konturama se indukuju elektromotorne sile, odnosno prenaponi.

Mjere zaštite od prenapona uključuju, kako smanjenje vjerovatnoće direktnog udara, tako i ublažavanje posljedica indirektnog udara. Ukoliko se PV moduli postavljaju tako da se izgled zgrade ne mijenja bitno (npr. montaža na kosi krov), tada se uglavnom ne preduzimaju nikakve dodatne mjere zaštite od udara groma. Ako se pak PV moduli postavljaju tako da se značajnije mijenja obris zgrade potrebno je razmotriti eventualne promjene, tj. postavljanje gromobranske zaštite ukoliko ne postoji, odnosno modifikacija postojeće, ukoliko je neki vid gromobranske zaštite već prisutan. Mjere zaštite od prenapona indirektnog porijekla uključuju ugrađivanje posebnih zaštitnih uređaja – *odvodnika prenapona*. U internacionalnim šemama ovakvi uređaji se označavaju akronimom SPD (eng. *Surge Protective*

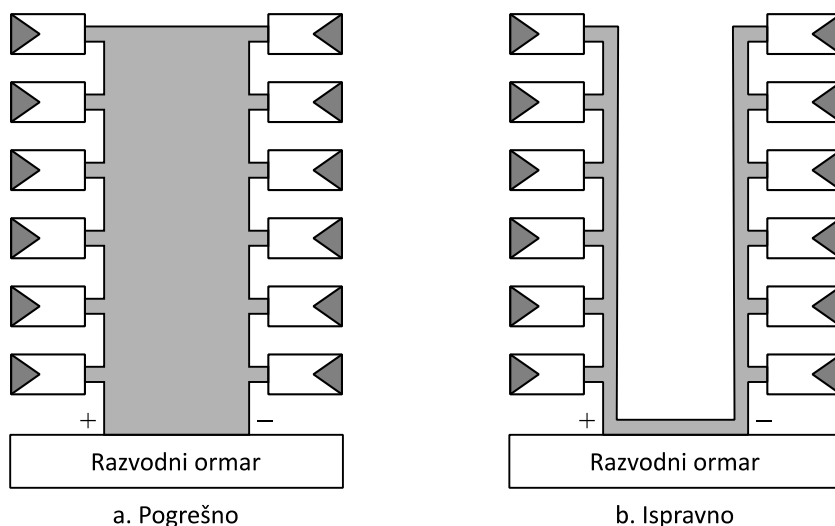
Device). Uloga zaštitinih uređaja je da spriječe da do osjetljive opreme, priključene na instalaciju, stigne prenaponski talas čija je vršna vrijednost veća od odgovarajućeg podnosivog udarnog napona. Zaštitni uređaji funkcionišu tako što u trenutku nailaska prenapona vrše kratkospajanje aktivnog provodnika (faznog, nultog ili DC provodnika) sa provodnikom uzemljenja. Realizuju se u formi varničara ili naponski zavisnog otpornika – varistora. Na DC strani je neophodan bar jedan uređaj za zaštitu od prenapona zato što su moduli montirani na otvorenom prostoru. Odvodnik prenapona se najčešće postavlja u blizini invertora, kao najosjetljivijeg i najskupljeg uređaja. Ako je dužina veza od PV modula do invertora previše duga (standardna kritična vrijednost je 10 metara), tada se i neposredno pored PV modula postavlja drugi SPD. Slično je i na AC strani. Odvodnik je neophodan na tački priključka da se sistem zaštiti od prenapona iz mreže. Ukoliko je kabl od mrežnog priključka do invertora dug (više od 10 metara), onda se dodatni SPD postavlja kraj invertora. Navedeni kriterijumi su sistematizovani na slici 6.37.



SLIKA 6.37

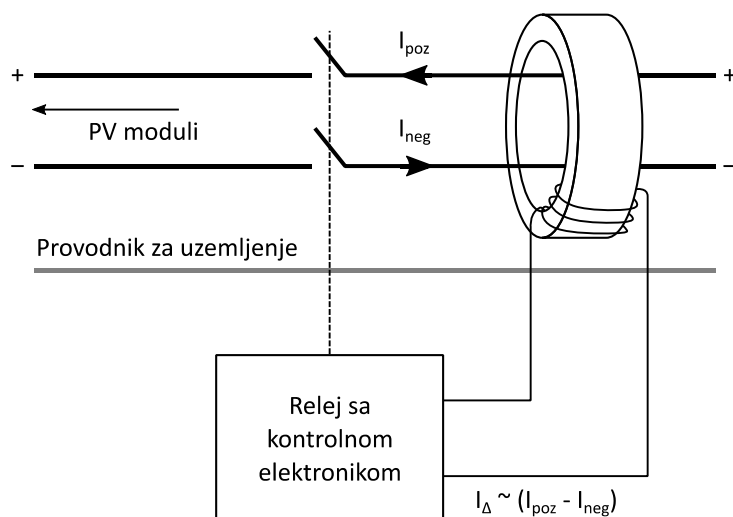
Izbor lokacija odvodnika prenapona

Dodatnu mjeru za smanjenje indirektnog uticaja atmosferskih pražnjenja predstavlja izbjegavanje formiranja širokih petlji prilikom povezivanja PV modula. Petlje je potrebno smanjiti iz razloga što konture veće površine lakše zahvataju flukseve od okolnih magnetskih polja, otvarajući put za nepotrebno indukovanje neželjenih elektromotornih sila u provodnicima. Problematika je ilustrovana na slici 6.38.

**SLIKA 6.38**

Povezivanje modula uz izbjegavanje formiranja petlji velike površine

Zaštita bazirana na diferencijalnoj struji ima ulogu da isključi napajanje, ukoliko je došlo do proticanja struje od provodnika pod naponom prema zemlji, bilo zbog dodira čovjeka ili zbog kvara na izolaciji. Uređaj koji obavlja takvu funkciju, na našem jeziku zovemo zaštitni uređaj diferencijalne struje (ZUDS), dok se u internacionalnoj korespondenciji za njega upotrebljava skraćenica RCD (eng. *Residual Current Device*). Princip rada zaštitnog uređaja diferencijalne struje prikazan je na slici 6.39. Svi napojni provodnici (fazni i nulti) provlače se kroz strujni transformator torusnog tipa. Kada ne postoje struje curenja, algebarska suma dolaznih i odlaznih struja jednaka je nuli i ZUDS neće reagovati. Ukoliko dođe do proboja izolacije prema uzemljenim dijelovima ili do dodira čovjeka, jedan dio struje se zatvara prema zemlji, te balans između dolaznih i odlaznih struja se narušava. Ako je intenzitet diferencijalne struje koja se javila (I_d) veći od podešene vrijednosti zaštitnog uređaja (I_{dn}), inicira se prekidanje napajanja.

**SLIKA 6.39**

Princip rada zaštitnog uređaja diferencijalne struje (ZUDS)

Za fotonaponski sistem je karakteristično da u jednom dijelu instalacije teče nepromjenljiva jednosmjerna struja. Pošto konvencionalni ZUDS uređaji (tzv. tip AC) ne mogu da detektuju struje curenja u kolima jednosmjerne struje, razvijena je naprednija varijanta (tip B) kod kojih je dodato elektronsko kolo za detekciju DC diferencijalne struje. U topologijama PV sistema u kojima je primijenjen inverter bez galvanske izolacije, obavezna je upotreba zaštitnog uređaja diferencijalne struje. Takva zaštita je najčešće implementirana u samom invertoru, mada se u propisima nekih država, ova mjera smatra nedovoljnom i eksplicitno se zahtijeva instaliranje zasebnog ZUDS uređaja, kao na što je prikazano na šemi sa slike 6.36.

Elementi za odvajanje služe da se određeni dio instalacije po potrebi može izolovati od ostatka PV sistema koji je pod naponom. Odvajanje je neophodno, kako za vrijeme redovnih pregleda i održavanja, tako i u slučaju ekscenih situacija. Sklopni elementi za odvajanje se dimenzionišu za manipulisanje u praznom hodu (rastavljači) ili za prekidanje radne struje (rastavljači snage – sklopke). Oni nisu predviđeni za prekidanje struja kratkog spoja, pa se u slučaju potrebe za prekostrujnom zaštitom, na red sa njima vežu osigurači.

6.5.2 Ožičenje

Za ožičenje instalacije fotonaponskih sistema koriste se posebni provodnici i konektori. Specifičnosti u odnosu na klasične instalacije posebno su izražene na DC strani sistema, u okviru koje se PV moduli vežu međusobno, a potom kao stringovi i grupe spajaju na inverter. Jedan od razloga za striktne zahtjeve bazira se na činjenici da su PV moduli montirani na otvorenom, pa podliježu ekstremnim promjenama meteoroloških uslova. Oprema za povezivanje mora biti predviđena da podnese velike varijacije temperature, uticaj UV zračenja i ozona, padavine, vlagu, uticaj aktivnih hemijskih supstanci i sl. Drugi razlog za specifičnost je električne prirode. Napon koji se javlja na priključcima PV modula nije moguće isključiti, jer je prisutan dokle god postoji zračenje Sunca. Zato je neophodno posebnu pažnju posvetiti smanjenju vjerovatnoće kvara i povećanju zaštite od strujnog udara. Potrebno je primijetiti da, iako je nominalni napon jednog PV modula relativno nizak, vezivanje više modula na red dovodi do pojave napona i preko 1000 V.

Kablovi koji se koriste za povezivanje PV modula trgovački su označeni kao *solarni kablovi*. Radi smanjenja rizika od kratkog spoja, prave se kao jednožilni, čime se provodnici pozitivnog i negativnog pola razvođe potpuno odvojeno. Provodnici mogu biti punog presjeka ili finožični. Nominalni napon izolacije tipično iznosi 1500 V DC. Prema propisima se zahtijeva da se izolacija solarnih kablova realizuje ili u dva sloja ili kao posebno ojačana. Predviđena radna temperatura se uglavnom kreće od -40°C do $+90^{\circ}\text{C}$, mada kod nekih tipova kablova temperaturni opseg može biti i veći. Dobra otpornost na UV zračenje i ostale uticaje atmosferske prirode treba da garantuje ispravan rad kabla tokom cijelog životnog vijeka PV sistema od barem 25 godina.

Konektori za povezivanje takođe imaju specifičnu konstrukciju. Uz PV module se uobičajeno fabrički dostavljaju dva provodnika, od kojih jedan ima „muški“, a drugi „ženski“ konektor. Sukcesivnim vezivanjem parova muških i ženskih konektora, jednostavno se vrši redno povezivanje modula u stringove.

Priključci stringova (jednog ili više paralelno vezanih) dovode se u razvodnu kutiju i odatle se glavnim DC kablom vode ka invertoru (podsjetimo se ilustracije date na slici 6.36). Ukoliko se glavni DC kabl vodi kroz cijevi ili kablovske kanale, nije potrebno da ima UV zaštitu i sposobnost da podnese ekstremna kolebanja temperature. Ako je ipak postavljen u spoljnoj sredini, mora da ima karakteristike koje važe za solarne kablove.

Kod biranja provodnika za instalacije na AC strani PV sistema primjenjuju se znanja i propisi koji su već odavno ustanovljeni za instalacije u klasičnim mrežama naizmjenične struje.

Određivanje poprečnog presjeka provodnika se vrši uz uvažavanje dva kriterijuma. Prema prvom kriterijumu, koji je već pomenut u prethodnoj sekciji, potrebno je da kabl trajno podnosi maksimalno moguću struju i da samim tim bude usklađen sa zaštitom od preopterećenja, ako postoji. Takođe je u prethodnoj sekciji rečeno da u slučaju da provodnik može trajno da podnese struju veću od $1,25 \cdot I_{KS}$ deklarisanu za standardne uslove (STC), zaštita od preopterećenja nije potrebna. Po drugom kriterijumu, traži se da pad napona bude u dozvoljenim granicama. Obično je drugi zahtjev stroži, jer dužine provodnika u realnim PV sistemima nameću potrebu za takvim presjecima, za koje se ispostavi da su i više nego dovoljni za trajno provođenje maksimalne struje.

Prema propisima se zahtijeva da pad napona na dionici od PV modula do invertora ne prelazi 3%. Preporuke proizvođača i odgovarajući softveri za izbor provodnika, maksimalno dozvoljene vrijednosti pada napona uglavnom spuštaju na 1% za DC i 1% za AC stranu instalacije.

Pad napona na provodniku kojim teče jednosmjerna struja I se računa prema formuli:

$$\Delta U = RI = \frac{\rho l}{s} I \quad (6.42)$$

gdje je ρ specifična otpornost materijala od kojeg je načinjen provodnik, l ukupna dužina provodnika, a s njegov poprečni presjek. Ako je DC kolo realizovano u formi dvožilnog kabla ukupne dužine l_k , formula za pad napona se može napisati u sljedećem obliku:

$$\Delta U = \frac{2\rho l_k}{s} I \quad (6.43)$$

Pad napona u procentima se računa u odnosu na nominalni napon U_n :

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100 = \frac{2\rho l_k}{s} \frac{I}{U_n} \cdot 100 \quad (6.44)$$

Zanimljivo je da postoji jednostavna veza procentualnog pada napona i procentualnog iznosa snage *Joule*-ovih gubitaka u provodnicima $\Delta P_{\%}$:

$$\Delta P_{\%} = \frac{\Delta P}{P_n} \cdot 100 = \frac{\Delta U \cdot I}{U_n \cdot I} \cdot 100 = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100 = \Delta U_{\%} \quad (6.45)$$

pri čemu je ΔP apsolutna snaga gubitaka, a P nominalna snaga PV sistema.

Formula (6.44) se može transformisati tako da prikazuje način za određivanje minimalnog poprečnog presjeka provodnika $s_{\min}$ na osnovu dozvoljenog pada napona $\Delta U_{\%}$:

$$s_{\min} = \frac{2\rho l_k}{\Delta U_{\%}} \frac{I}{U_n} \cdot 100 \quad (6.46)$$

Na bazi formule za pad napona, zaključujemo da se sa tehničkog aspekta biraju što kraće trase, sa provodnicima što većeg poprečnog presjeka, te da se što više modula veže na red, da bi pri istoj snazi struja bila što manja. Naravno, potrebno je napraviti kompromis sa ekonomskim aspektom, jer nabavna cijena kablova treba da bude što niža. Kod izbora materijala treba imati u vidu da bakar ima specifičnu otpornost čija vrijednost predstavlja svega 60% u odnosu na vrijednost specifične otpornosti aluminijuma, ali i činjenicu da je aluminijum jeftiniji.

Dionica unutar jednog stringa uglavnom nije kritična u pogledu pada napona i gubitaka, jer struja nije velika. Za ovu namjenu najčešće se koriste provodnici poprečnog presjeka od 2,5 mm² do 6 mm². Kada se više stringova u razvodnom ormaru poveže na zajednički priključak, njihova zbirna struja ima primjetno veći intenzitet, pa se kod dimenzionisanja glavnog DC kabla moraju koristiti znatno veći presjeci provodnika.

Pad napona u jednofaznim kolima naizmjenične struje određuje se prema sljedećoj formuli:

$$\Delta U_{\%} = \frac{2l_k I \cos \varphi (r + x \tan \varphi)}{U_n} \cdot 100 \quad (6.47)$$

gdje je $\cos \varphi$ faktor snage, a r podužna otpornost i x podužna induktivnost kabla za naizmjeničnu struju. Uz pretpostavku da je $\cos \varphi = 1$ i uz zanemarenje skin efekta, navedena formula bi se svela na izraz (6.44) koji je izveden za kablove jednosmjernе struje, a samim tim bi se za traženje minimalnog poprečnog presjeka provodnika za jednofazna AC kola koristio obrazac (6.46).

Kod trofaznih simetričnih sistema, struja kroz nulti provodnik jednaka je nuli, pa pad napona postoji samo u faznom provodniku i iznosi:

$$\Delta U_{\%} = \frac{l_k I \cos \varphi (r + x \tan \varphi)}{U_{nf}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} l_k I \cos \varphi (r + x \tan \varphi)}{U_n} \cdot 100 \quad (6.48)$$

što se, uz pretpostavku da je $\cos\varphi = 1$ i uz zanemarenje skin efekta, svodi na:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} r l_k I}{U_n} \cdot 100 \quad (6.49)$$

pri čemu su U_{nf} i U_n nominalne vrijednosti faznog i linijskog napona, respektivno.

U tom slučaju se minimalni presjek $s_{\min}$ na osnovu dozvoljenog pada napona $\Delta U_{\%}$ računa po formuli:

$$s_{\min}^{3\phi} = \sqrt{3} \frac{\rho l}{\Delta U_{\%}} \frac{I}{U_n} \cdot 100 \quad (6.50)$$

PRIMJER 6.5

Određivanje poprečnog presjeka provodnika

Nastavimo zadatak iz primjera 6.3 i 6.4 u kojima je PV sistem formiran tako da se na svaki od dva MPPT ulaza invertora Sunny Boy 5000TL poveže po jedan string sačinjen od po 14 modula nominalne snage 175 W. Ukupna dužina provodnika na DC strani, koji povezuju module sa invertorom i module međusobno u rednu vezu, iznosi 40 metara. Invertor je od mjesta spajanja sa mrežom udaljen 25 metara. Potrebno je odrediti poprečne presjeke upotrijebljenih provodnika, tako da relativne vrijednosti padova napona i gubitaka u nominalnom režimu pojedinačno za DC i AC stranu ne prelaze 1%.

Rješenje

Na početku ćemo se prisjetiti da specifična otpornost bakra ima vrijednost od $1,68 \cdot 10^{-8} \Omega \text{m}$, a da napon i struja PV modula u režimu maksimalne snage iznose $U_M = 36 \text{ V}$ i $I_M = 4,87 \text{ A}$. Korišćenjem formule (6.46) i uz uslov zadatka $2l_k = l = 40 \text{ m}$, minimalni poprečni presjek na DC strani treba da bude:

$$s_{\min} = \frac{\rho l}{\Delta U_{\%}} \frac{I}{U_n} \cdot 100 = \frac{1,68 \cdot 10^{-8} \cdot 40 \cdot 4,87}{1 \cdot 14 \cdot 36} \cdot 100 = 0,65 \cdot 10^{-6} = 0,65 \text{ mm}^2.$$

Uobičajeno se, radi mehaničke čvrstoće, biraju provodnici kod kojih je poprečni presjek minimalno $1,5 \text{ mm}^2$. Provjerom se ustanovljava da relativna vrijednost pada napona, a samim tim i gubitaka iznosi:

$$\Delta U_{\%} = \Delta P_{\%} = \frac{\rho l I}{s U} \cdot 100 = \frac{1,68 \cdot 10^{-8} \cdot 40 \cdot 4,87}{0,65 \cdot 10^{-6} \cdot 14 \cdot 36} \cdot 100 = 0,43\%.$$

Automatski je zadovoljen i uslov iz primjera 6.4, jer provodnik od $1,5 \text{ mm}^2$ može trajno da provodi zahtijevanu struju od 6,625 A.

Za inverter iz tabele 6.2 čitamo da maksimalna struja iznosi 22 A, a nominalni napon 230 V. Na osnovu tih ulaznih podataka poprečni presjek provodnika na AC strani treba minimalno da bude:

$$s_{\min} = \frac{2\rho l_k}{\Delta U_{\%}} \frac{I}{U_n} \cdot 100 = \frac{2 \cdot 1,68 \cdot 10^{-8} \cdot 25 \cdot 22}{1 \cdot 230} \cdot 100 = 8,03 \cdot 10^{-6} = 8 \text{ mm}^2.$$

Bira se prvi veći standardni poprečni presjek provodnika koji iznosi 10 mm^2 . Za odabrani presjek pad napona i gubici imaju vrijednost:

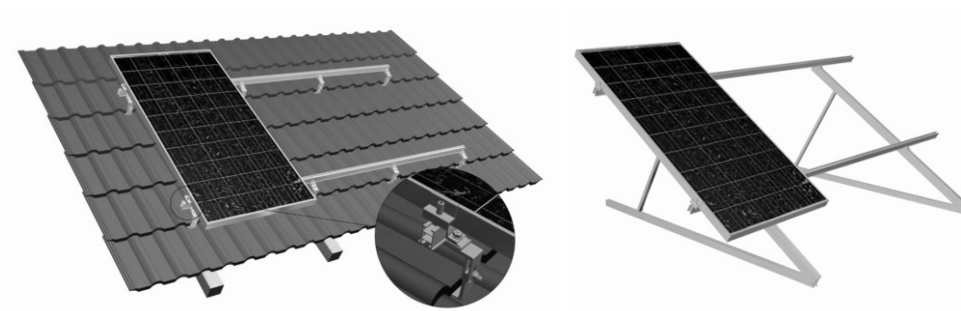
$$\Delta U_{\%} = \Delta P_{\%} = 100 \frac{\rho l I}{s U} = 100 \frac{1,68 \cdot 10^{-8} \cdot 50 \cdot 22}{10 \cdot 10^{-6} \cdot 230} = 0,8\%.$$

Opet je zadovoljen uslov trajno dozvoljene struje iz primjera 6.4, jer provodnik od 10 mm^2 može i pod teškim uslovima rada da provodi struju od 35 A. ■

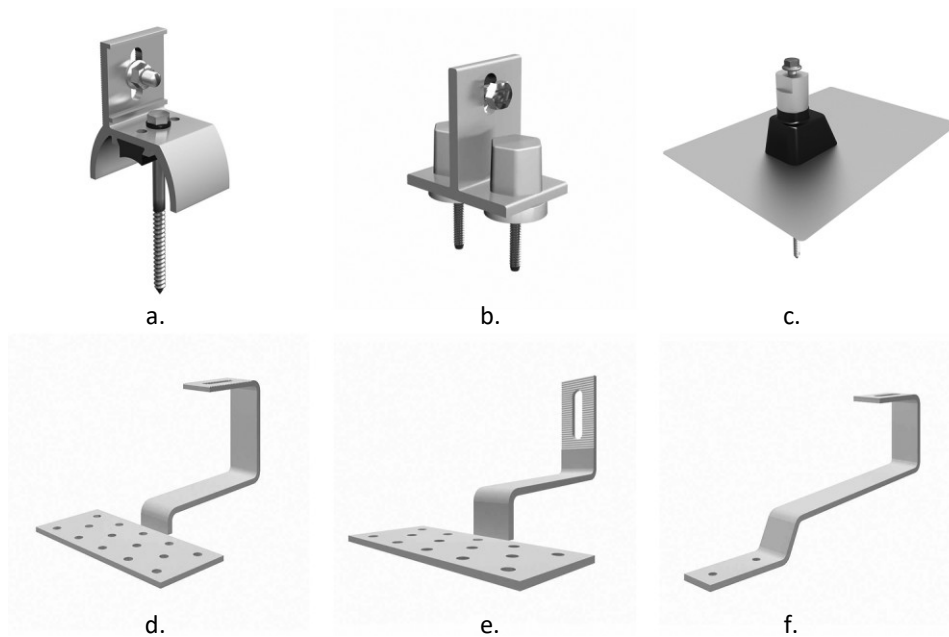
6.5.3 Elementi za montažu

Fotonaponske module je neophodno pouzdano pričvrstiti na mjestu montaže. Za tu namjenu su razvijeni posebni mehanički elementi i alati. U principu se moduli ređaju na šine, koje su napravljene od aluminijuma ili neke od njegovih legura. Moguće je odabrati da li će u horizontalni položaj biti postavljena duža ili kraća stranica modula. Šine se za podlogu pričvršćuju poveznim elementima posebno konstruisanim da odgovaraju mjestu ugradnje. Fiksiranje sistema na tlu je uglavnom manje problematično, jer postoji više mogućnosti, uz manje praktičnih ograničenja. Postavljanje noseće konstrukcije na postojeće krovove i fasade je ipak komplikovanije, s obzirom na to da ugrađivanje dodatnih elemenata ne bi trebalo da naruši funkcionalnost objekta. Principi, u skladu sa kojima se PV moduli montiraju na kosi krov ili na ravnu površinu, prikazani su na slici 6.40.

Metalni krov se buši i na mjestima provlačenja vijaka stavljaju se posebne brtve za sprečavanje prodiranja vode (slike 6.41a i 6.41b). Kod krovova pokrivenih crijepom, takođe je moguće izvršiti bušenje (slika 6.41c) ili upotrijebiti posebne kukice koje se pričvršćuju za krovnu konstrukciju, a zahvaljujući posebnom obliku, provlače se između dva reda crijepa (slike 6.41d, 6.41e i 6.41f).

**SLIKA 6.40**

Princip montiranja PV modula: na kosi krov (levo) i na ravnu površinu (desno)
(izvor: Wagner Solar)

**SLIKA 6.41**

Oprema za instalaciju PV modula na kosi krov (izvor: Sunmodo)

Na ravnim krovovima moguće je bušenje i ankerisanje za podlogu, mada se češće pribjegava postavljanju betonskih balasta, bez bušenja, da bi se smanjila mogućnost za prokišnjavanje.

Za montiranje PV sistema na tlu, neke od mogućih varijanti su korišćenje posebnih zavrtnjeva za direktno uvrtnanje u zemlju, izlivanje betonskih stopa za koje se pričvršćuje metalna konstrukcija (kao na slici 6.9) ili fiksiranje noseće konstrukcije težinom prefabrikovanih betonskih balasta.

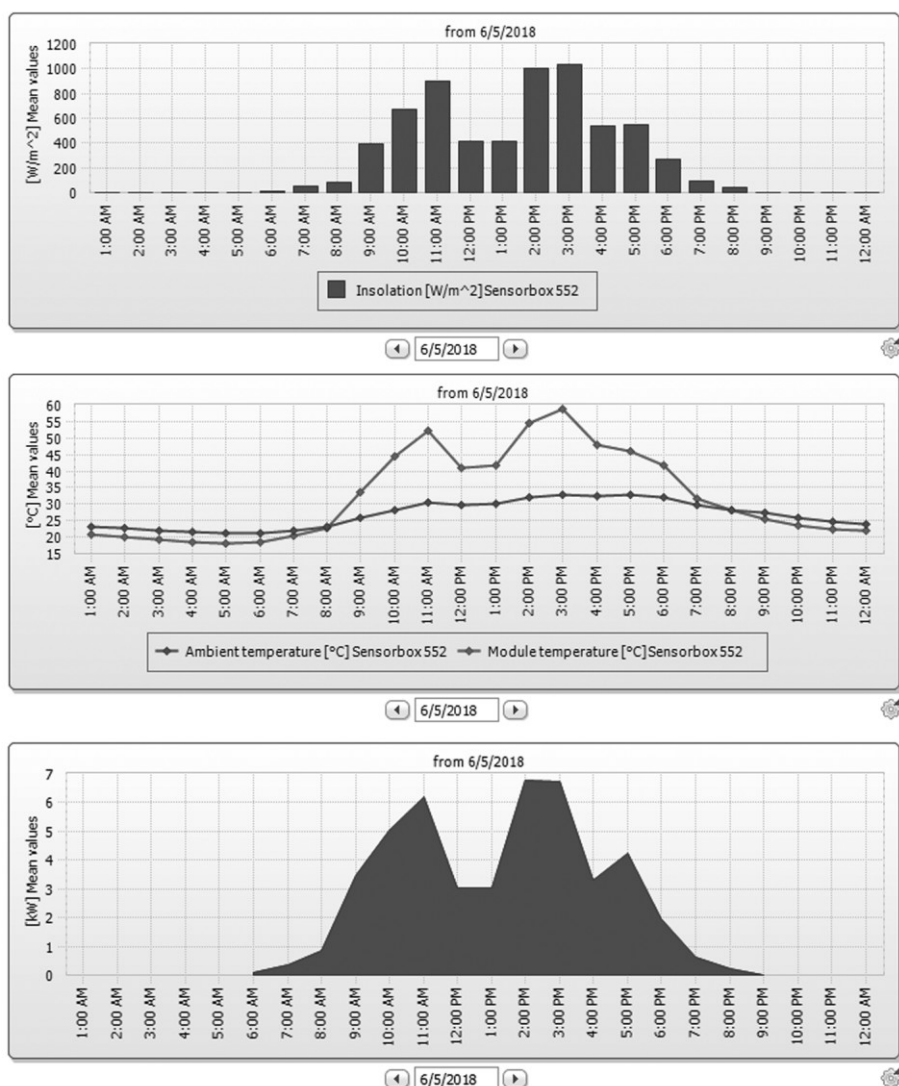
6.5.4 Nadzor i upravljanje

Potencijalne smetnje i kvarovi uzrokuju da fotonaponski sistem radi u manje efikasnom režimu, sa djelimičnim ili potpunim gubitkom očekivane proizvodnje. Za ostvarenje što pouzdanijeg rada i maksimalno iskorišćenje dostupnog solarnog resursa, pomoć obezbjeđuju *sistemi za nadzor i upravljanje*. Arhitektura, složenost i performanse sistema za nadzor i upravljanje biraju se u skladu sa veličinom i značajem fotonaponskog sistema za kojeg su predviđeni.

Kod najmanjih sistema uobičajeno se prate osnovne električne veličine (napon, struja, snaga i sl.) na osnovu kojih se sudi o tome da li se one nalaze u predviđenim opsezima i da li je rad sistema u skladu sa očekivanim. Mjereni podaci se prikazuju na displejima uređaja (kontroleru punjenja baterije i/ili invertoru, u zavisnosti kakav je sistem u pitanju).

Sa povećanjem veličine i važnosti fotonaponskog sistema, broj mjerenih veličina, statusnih signala i alarma se povećava. Uvodi se mogućnost da se signali memorišu u lokalni logger i eventualno šalju na udaljeni server, što kao uslugu nude proizvođači opreme. Signali se tako mogu pratiti u realnom vremenu, ali i analizirati kasnije, u slučaju da je potrebno suditi o određenim nepredviđenim događajima. Uz električne veličine, prate se i potrebne meteorološke veličine, kao što su iradijansa, temperatura, brzina vjetrova itd.

Primjer ispisa, koji je nastao tokom monitoringa jednog PV sistema snage 9,6 kW, dat je na slici 6.42. Prikazano je nekoliko tipičnih električnih i neelektričnih veličina, mjerenih tokom jednog dana i usrednjenih na časovnom nivou. Na prvom dijagramu je prikazana raspoloživa iradijansa. Primjećuje se kako je sredinom dana došlo do prolaznog naoblačenja i smanjenja dostupne snage zračenja Sunca. Na drugom dijagramu su prikazani podaci o temperaturama, odvojeno za ambijent i fotonaponski materijal. Dok je dnevna temperatura ambijenta relativno blago rasla od 21°C do 33°C, vidi se da je temperatura PV modula pratila snagu zračenja Sunca, te da je u 15 časova dostigla dnevni maksimum od skoro 60°C. Na trećem dijagramu je prikazana električna snaga koju sistem proizvodi. Uočava se direktna korelacija sa iradijansom, na osnovu čega bi se moglo zaključiti da se sistem nalazi u normalnom radu i da ne postoje smetnje usljed zaprljanja modula, sjenčenja ili nekog kvara.

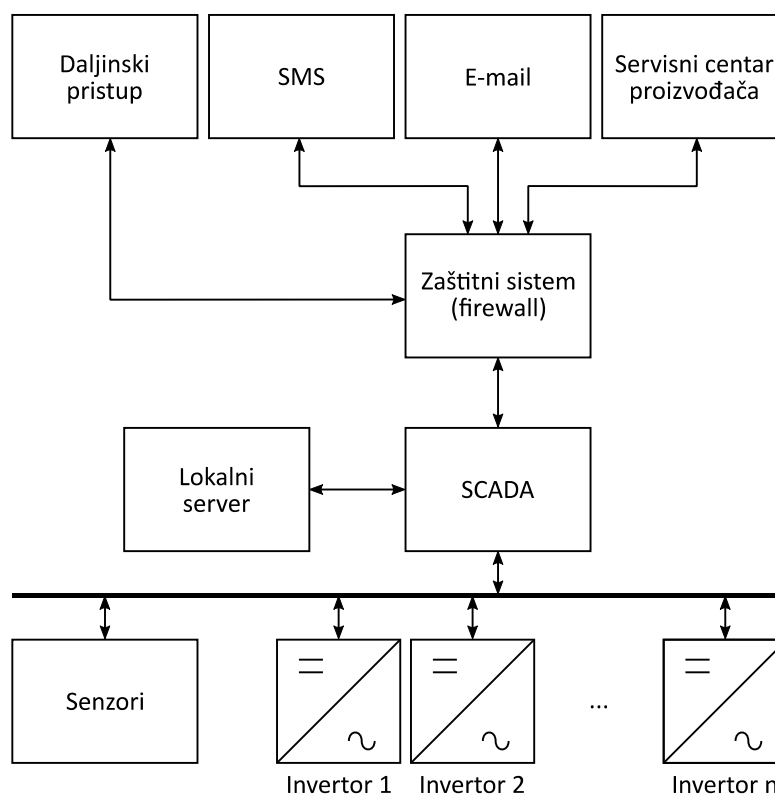
**SLIKA 6.42**

Primjer izvještaja kojeg u okviru internet servisa prikazuje sistem za monitoring: Prosječne časovne vrijednosti za iradijansu, temperaturu ambijenta, temperaturu PV modula i snagu sistema (izvor: SMA Sunny Portal – www.sunnyportal.com)

Velike fotonaponske elektrane sadrže mnogo PV modula organizovanih u više stringova. Praćenjem samo sumarnih električnih veličina nije lako primijetiti i

lokalizovati smetnju ili kvar. U velike elektrane se stoga ugrađuju složeni SCADA sistemi (eng. *Supervisory Control and Data Acquisition Systems*). Pomoću takvih sistema za nadzor i upravljanje, mjere se sve relevantne DC i AC električne veličine na nivou stringova i integralno, prate se meteorološke veličine, prikupljaju podaci o statusu svih elemenata sistema, te se ostvaruje veza sa operatorom mreže koji može daljinski da upravlja elektranom, ukoliko se nameće takva situacija.

Jedna od mogućih konfiguracija sistema za nadzor i upravljanje fotonaponskom elektranom prikazana je na slici 6.43. SCADA sistem prikuplja podatke sa mjernih senzora i invertora, djelimično ih obrađuje i pohranjuje na lokalni server. Lokalni sistem je mrežnom komunikacijom povezan sa svijetom, razmjenjujući informacije sa vlasnikom elektrane, projektantom, servisnom službom, proizvođačem opreme i operatorom mreže na koju je elektrana povezana. Kao komunikacioni kanali koriste se internet mreža, mobilna GSM mreža, lokalna bežična mreža ili industrijska mreža i slično.



SLIKA 6.43

Primjer arhitekture sistema za nadzor i upravljanje fotonaponskom elektranom

7

EKONOMSKA ANALIZA

Zračenje Sunca je neiscrpan i besplatan izvor energije. Uprkos tome, električna energija proizvedena u fotonaponskim sistemima, ipak nije besplatna. Ekvivalentna cijena kilovat-časa energije određena je troškovima nabavke PV modula i pripadajuće opreme, transporta, projektovanja, izgradnje, rada, održavanja itd. U većini regiona svijeta, solarna energija je i dalje skuplja od energije koju proizvode konvencionalni izvori, kao što su velike hidroelektrane i termoelektrane. Izgradnja PV sistema je isplativa, ili u formi samostalnih sistema za koje je veoma skupo povezivanje na udaljenu distributivnu mrežu, ili uz primjenu podsticajnih mjera koje država obezbjeđuje radi ekoloških opredjeljenja. Rapidnim razvojem tehnologije, cijena kilovat-časa iz fotonaponskih sistema kontinuirano opada. U nekim bogatim zemljama, kao što su npr. Njemačka i Španija, tržišna cijena električne energije dostiže toliki nivo da je uporediva sa cijenom energije iz velikih solarnih elektrana. U takvim slučajevima, ulaganje u fotonaponske sisteme predstavlja konkurentnu investiciju, čak i bez primjene podsticaja.

U ovom poglavlju razmatramo ekonomske aspekte solarne energetike. Na početku definišemo osnovne pojmove inženjerske ekonomije. Nakon toga, usvojene ekonomske kriterijume i metode primjenjujemo za procjenu isplativosti i međusobno poređenje investicija u PV sisteme. Analiziramo i uticaj mjera podsticaja, sa posebnom ilustracijom na primjeru garantovane cijene energije iz obnovljivih izvora koja se primjenjuje u Republici Srpskoj.

7.1 Osnovni pojmovi inženjerske ekonomije

Tehnička analiza nekog sistema za proizvodnju energije uvijek je praćena ekonomskom analizom. Čak i kada smo oduševljeni kvalitetom i elegancijom tehničkog rješenja, sve će biti uzalud ukoliko nismo zadovoljni njegovom cijenom. U ekonomiji je razvijen niz sofisticiranih metoda za procjenu isplativosti i međusobno poređenje investicionih projekata. Ovdje ćemo se ograničiti na osnovne pojmove i metode koji su primjereni za inženjersku primjenu. Ilustrovaćemo metode koje su široko prihvaćene u svijetu i koje, praktično, predstavljaju standard. Metode su

zasnovane na determinističkom principu, što podrazumijeva da se na osnovu prosječnih vrijednosti ulaznih veličina određuju prosječne vrijednosti rezultata. Uz nazive promjenljivih na našem jeziku, zadržaćemo oznake koje su nastale od akronima iz engleskog jezika. To će čitaocu olakšati upotrebu programa za tabelarna izračunavanja (kao što je npr. *Microsoft Excel*), jer su mnoge formule koje se koriste u inženjerskoj ekonomiji ugrađene u ovakve softverske pakete.

7.1.1 Investitori i dobit

Pod pojmom *investitor* podrazumijevamo organizacije ili pojedince koji obezbjeđuju kapital i druge resurse za izgradnju fotonaponskih sistema sa namjerom da ostvare određenu finansijsku korist. Investitori mogu da budu velike korporacije, banke, privatna akcionarska društva i društva sa ograničenom odgovornošću, bogati pojedinci, javna preduzeća, elektroprivredne kompanije i sami potrošači električne energije.

Neto dobit investitora definiše se kao razlika sume prihoda i sume rashoda koji su ostvareni tokom nekog odabranog perioda:

$$\text{Dobit} = \sum \text{Prihodi} - \sum \text{Rashodi} \quad (7.1)$$

Ugao gledanja na prihode i rashode razlikuje se od investitora do investitora. Suštinski prihod se ostvaruje od prodaje proizvedene energije ili prihod predstavlja ekvivalentna vrijednost energije koju je potrošač izbjegao da plati alternativnom snabdjevaču. Na stranu prihoda knjiže se i sredstva koja se ostvaruju kao rezultat mjera za podsticanje obnovljivih izvora energije kao što su razne subvencije, investicioni grantovi, povrati poreza i sl. Rashod odlazi na inicijalnu investiciju za nabavku i instalaciju opreme, na vraćanje kredita ukoliko postoji, isplate dividendi akcionarima, troškove rada i održavanja, plaćanje poreza, osiguranje od krađe i atmosferskih nepravilnosti itd.

7.1.2 Prosti period otplate

Prosti period otplate (eng. *Simple Payback Period – SPP*) je jedan od najjednostavnijih indikatora isplativosti nekog projekta. U formuli za računanje prostog perioda otplate figurišu samo dvije promjenljive – vrijednost ukupne investicije i vrijednost dobiti koja se na godišnjem nivou ostvaruje kao rezultat tog ulaganja. Količnik navedene dvije promjenljive daje vrijeme koje treba da protekne da bi ukupna dobit dostigla vrijednost inicijalnog ulaganja:

$$SPP = \frac{\text{Ukupno ulaganje}[\text{€}]}{\text{Godišnja dobit}[\text{€/god}]} \quad (7.2)$$

Primjera radi, ako bismo iznos od 100.000 € investirali u proizvodni sistem koji od prodaje električne energije donosi 10.000 € godišnje, rekli bismo da u tom slučaju prosti period otplate iznosi

$$SPP = \frac{100.000[\text{€}]}{10.000[\text{€/god}]} = 10 \text{ godina} \quad (7.3)$$

Jednostavnost je osnovna prednost ovog metoda za ocjenu isplativosti investicije. S druge strane, metod ne uvažava mnoge važne činjenice iz realnosti. Ukoliko bismo, na primjer, poredili ulaganja u dvije fotonaponske elektrane i dobili da obje imaju identične proste periode otplate od po 10 godina, ne bismo znali koju od njih da izaberemo. Za metod su sakrivene činjenice da jedna od tih elektrana može biti značajno kvalitetnija, sa dužim životnim vijekom i sa manjom potrebom za održavanje, što bi je učinilo atraktivnijom investicijom.

7.1.3 Prosta stopa prinosa

Prosta stopa prinosa (eng. *Simple Rate of Return – SRR*) je inverzna vrijednost prostog perioda otplate:

$$SRR = \frac{\text{Godišnja dobit}[\text{€/god}]}{\text{Ukupno ulaganje}[\text{€}]} \quad (7.4)$$

Smisao ove veličine je da određuje koji procenat inicijalnog ulaganja se može otplatiti na nivou jedne godine. Za prethodni primjer sistema koji košta 100.000 € i donosi 10.000 € godišnje, izračunali bismo da prosta stopa prinosa iznosi 0,1 odnosno 10%.

Iako je pristup na kojem su bazirani prosti period otplate i prosta stopa prinosa uprošćen, ove veličine ipak imaju svoju upotrebnu vrijednost. One služe kao indikatori praga kojeg je potrebno preći da bi uopšte imalo smisla detaljnije razmatrati neku investiciju. Ako je vrijednost proste stope prinosa ispod određenog minimalnog praga, ideja o toj investiciji se u startu odbacuje kao neprihvatljiva.

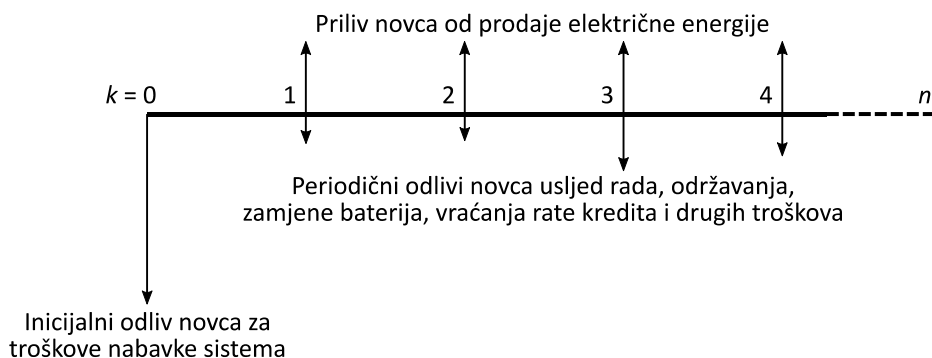
7.1.4 Analiza tokova novca (Cash Flow)

Prihodi i rashodi u opštem slučaju variraju od godine do godine. Razlozi za to su npr. oscilacije u proizvedenoj energiji, promjene cijene po kojoj se energija prodaje, periodični kapitalni remont i zamjena važnijeg elementa postrojenja, promjene u vrijednosti podsticaja itd. Prihodima i rashodima se zato dodaje vremenska odrednica i za svaku godinu k se posebno određuje tok novca (eng. *cash flow*) označen sa $CF(k)$:

$$CF(k) = \sum B(k) - \sum C(k) \quad (7.5)$$

gdje ćemo u daljem tekstu prihode označavati sa B (eng. *benefits*), a troškove sa C (eng. *costs*).

Vizuelizacija tokova novca vrši se posebnim dijagramima, poput ilustracije date na slici 7.1. U nultoj godini tok novca $CF(0)$ najčešće se svodi na negativnu vrijednost troškova inicijalne kapitalne investicije $C_I(0)$, s obzirom na to da sistem u izgradnji još ne proizvodi energiju, pa prihodi na početku ne postoje. U narednim godinama pojavljuju se prihodi od prodaje energije, dok su rashodi posljedica rada i održavanja, vraćanja pozajmice ako postoji, osiguranja itd.



SLIKA 7.1

Grafička ilustracija tokova novca

Detaljna analiza tokova novca se uobičajeno izvodi u formi tabele, uz pomoć programa za tabelarna izračunavanja (*Microsoft Excel* ili program slične namjene). Jedan red u tabeli odnosi se na jednu godinu, a u kolonama su prikazani godišnji prihodi i rashodi, po stavkama od uticaja. Ovakav način je mnogo jednostavniji i pregledniji od metoda baziranog na izvođenju složenih analitičkih formula.

7.1.5 Diskontovani tokova novca (Discounted Cash Flow)

Metod tokova novca za ocjenu kvaliteta investicije dodatno je poboljšan uvažavanjem promjene vrijednosti novca u vremenu. Suština vremenske zavisnosti vrijednosti novca temelji se na tvrdnji da jedan evro koji se ostvari danas vrijedi više od jednog evra u sljedećoj godini, jer može da se uloži u posao koji će donijeti određeni prinos. Ako je godišnja kamatna stopa npr. 5% onda su ravnopravne opcije da se posjede 1 € danas ili 1,05 € sljedeće godine. U opštem slučaju, iznos novca čija trenutna vrijednost iznosi P , uz interesnu (kamatnu) stopu i nakon n godina daje buduću vrijednost F :

$$F = P(1+i)^n \quad (7.6)$$

Inverzna transformacija iz buduće u sadašnju vrijednost vrši se po formuli:

$$P = \frac{F}{(1+i)^n} \quad (7.7)$$

Svođenje buduće vrijednosti na njegovu sadašnju vrijednost zove se *diskontovanje*. Kamatna stopa i se u ovom računu naziva *diskontna stopa* i umjesto sa i obilježava se sa d :

$$P = \frac{F}{(1+d)^n} \quad (7.8)$$

Diskontna stopa je praktično ona kamatna stopa prinosa koju može da pruži najbolja alternativna investicija na tržištu.

PRIMJER 7.1**Diskontna stopa**

Odrediti da li veću vrijednost predstavlja 1000 € danas ili 1500 € nakon pet godina. Smatrati da diskontna stopa iznosi 10%.

Rješenje

Zadata vrijednost diskontne stope podrazumijeva da na tržištu postoji mogućnost za ulaganje koje će investitoru donositi godišnji prinos od 10%. Iznos koji danas vrijedi 1000 €, kada mu se pripisuju sve kamate, za pet godina vrijediće

$$F = P(1+i)^n = 1000 \cdot (1+0,1)^5 = 1610,51 \text{ €}.$$

Kako je $1610,51 > 1500$, zaključujemo da je bolje raspolagati sa 1000 € danas, nego sa 1500 € pet godina kasnije.

Mogli smo razmišljati i na drugi način, odnosno da diskontovanjem potražimo ekvivalentnu sadašnju vrijednost iznosa od 1500 €:

$$P = \frac{F}{(1+d)^n} = \frac{1500}{(1+0,1)^5} = 931,38 \text{ €}.$$

Pošto je $1000 > 931,38$, i ovim putem dolazimo do zaključka da veću vrijednost ima 1000 € trenutno, nego 1500 € nakon pet godina. ■

7.1.6 Neto sadašnja vrijednost

Sumiranjem svih diskontovanih tokova novca određuje se neto sadašnja vrijednost investicije (eng. *Net Present Value* – NPV). Matematička formula koja opisuje navedeni postupak izgleda ovako:

$$NPV = CF(0) + \frac{CF(1)}{(1+d)} + \frac{CF(2)}{(1+d)^2} + \dots + \frac{CF(n)}{(1+d)^n} = \sum_{k=0}^n \frac{CF(k)}{(1+d)^k} \quad (7.9)$$

U opštem slučaju, vrijednosti tokova novca $CF(k)$ međusobno su različiti. Specijalni slučaj predstavlja svođenje n identičnih godišnjih iznosa A (tzv. *anuiteta*) na sadašnju vrijednost:

$$P = \frac{A}{(1+d)} + \frac{A}{(1+d)^2} + \dots + \frac{A}{(1+d)^n} = A \cdot \sum_{k=1}^n \frac{1}{(1+d)^k} \quad (7.10)$$

Izraz se, uz korišćenje formule za sumu geometrijskog niza, može napisati na sljedeći način:

$$P = A \cdot \frac{(1+d)^n - 1}{d(1+d)^n} = A \cdot PVF(d, n) \quad (7.11)$$

Sadašnju vrijednost sume n jednakih anuiteta A predstavljamo i određujemo pomoću tzv. funkcije sadašnje vrijednosti PVF (eng. *Present Value Function*) koja je definisana ovom relacijom:

$$PVF(d, n) = \frac{(1+d)^n - 1}{d(1+d)^n} \quad (7.12)$$

PRIMJER 7.2

Neto sadašnja vrijednost ulaganja u proizvodni sistem

Investitor je uložio 100.000 € za kupovinu i instalaciju sistema za proizvodnju električne energije. Tokom narednih 10 godina od prodaje energije zarađivaće 12.500 € godišnje. Potrebno je ocijeniti vrijednost njegove investicije, podrazumijevajući da diskontna stopa iznosi 6%.

Rješenje

Kao prvi indikator odredićemo vrijednost prostog perioda otplate

$$SPP = \frac{\text{Ukupno ulaganje}}{\text{Godišnja dobit}} = \frac{100.000[\text{€}]}{12.500[\text{€/god}]} = 8 \text{ godina}.$$

Pošto je prosti period otplate od 8 godina kraći od minimalnog životnog vijeka sistema od 10 godina, zaključujemo da ima smisla da nastavimo analizu i da detaljnije razmotrimo ovakvu investiciju.

Prostim sabiranjem tokova novca dobija se ukupna vrijednost

$$\sum_{k=0}^{10} CF(k) = -100.000 + 10 \cdot 12.500 = 25.000 \text{ €},$$

na osnovu čega se utvrđuje da je na nivou od 10 godina ukupna suma prihoda veća od sume rashoda.

S druge strane, na tržištu postoji mogućnost ulaganja u alternativnu investiciju koja donosi godišnji prinos od 6%, o čemu govori vrijednost diskontne stope. Iz tog razloga se o vrijednosti ulaganja u proizvodni sistem diskutuje na osnovu njegove neto sadašnje vrijednosti. Korišćenjem formule (7.9) vršimo sabiranje diskontovanih tokova novca i određujemo neto sadašnju vrijednost

$$NPV = CF(0) + \sum_{k=0}^n \frac{CF(k)}{(1+d)^k} = -100.000 + \sum_{k=0}^{10} \frac{12.500}{(1+0,06)^k} = -7998,91 \text{ €}.$$

Ukoliko se za neki projekat odredi da je neto sadašnja vrijednost negativna, to znači da navedeno ulaganje nije povoljno, jer na tržištu postoji alternativna investicija koja ima potencijal da donese veći prinos. ■

7.1.7 Uticaj inflacije

Radi očuvanja jednostavnosti, formule koje prikazujemo ne uključuju efekte inflacije. Za zainteresovanog čitaoca, daćemo samo osnovne napomene vezane za uticaj ovog fenomena. *Inflacija* je pojava opšteg povećanja cijena koje vodi ka smanjenju realne vrijednosti novca. Zamislimo da je investitor uložio 1000 € i ostvario prinos od 3%, tako da nakon godinu dana posjeduje 1030 €. Ukoliko je stopa inflacije takođe jednaka 3%, kupovna moć iznosa kojim raspolaže danas ne razlikuje se od kupovne moći iznosa od 1000 € kojeg je posjedovao prije godinu dana. Ispostavlja se da investitor praktično nije zaradio ništa, jer za njega realna interesna stopa iznosi nula. Vrijednost stope inflacije u Bosni i Hercegovini i većini zemalja Evrozone u posljednje vrijeme se kreće u intervalu od 1,5% do 2%.

U proračunima diskontovanih tokova novca, inflaciju je moguće uzeti u obzir na dva međusobno ekvivalentna načina. *Nominalni metod* podrazumijeva da se realni tokovi novca konvertuju u nominalne uvažavajući stopu inflacije, a da se dalji proračun svođenja na sadašnju vrijednost vrši na standardni način, diskontovanjem po nominalnoj diskontnoj stopi. Nominalni tok novca u godini k označen sa $CF'(k)$ se na osnovu realnog toka novca $CF(k)$, određuje po ovakvoj formuli

$$CF'(k) = \frac{CF(k)}{(1+h)^k} \quad (7.13)$$

gdje je sa h označena stopa inflacije.

Realni metod predviđa da se radi sa realnim tokovima novca, ali da se diskontovanje umjesto po nominalnoj diskontnoj stopi vrši po realnoj diskontnoj stopi, korigovanoj tako da se uvaži uticaj inflacije. Između realne diskontne stope d' i nominalne diskontne stope d važi sljedeća veza:

$$(1+d) = (1+d')(1+h) \quad (7.14)$$

Prema tome, da bismo tokom svođenja na sadašnju vrijednost uvažili efekte inflacije, umjesto sa nominalnom trebamo da operišemo sa realnom diskontnom stopom:

$$d' = \frac{(1+d)}{(1+h)} - 1 \quad (7.15)$$

S obzirom na to da su vrijednosti d i h značajno manje od jedinice (osim u zemljama sa hiperinflacijom), vrijedi sljedeće uprošćenje:

$$d' = \frac{(1+d)}{(1+h)} - 1 = \frac{1+d-1-h}{(1+h)} = \frac{d-h}{1+h} \approx d-h \quad (7.16)$$

Na osnovu ove aproksimacije, zaključujemo da realnu diskontnu stopu određujemo tako što od nominalne diskontne stope prosto oduzmemo vrijednost stope inflacije.

7.1.8 Interna stopa prinosa

Umjesto da usvajamo vrijednost diskontne stope i koristimo je za svođenje budućih tokova novca na ekvivalentnu sadašnju vrijednost, možemo da primijenimo i alternativni pristup ocjene kvaliteta investicije. Pristup je baziran na određivanju interne stope prinosa IRR (eng. *Internal Rate of Return*). IRR je vrijednost diskontne stope pri kojoj bi neto sadašnja vrijednost investicije bila jednaka nuli. Navedeni uslov pišemo ovako:

$$NPV = \sum_{k=0}^n \frac{CF(k)}{(1+IRR)^k} = 0 \quad (7.17)$$

Rješavanje jednačine (7.17) po IRR nije jednostavno i uglavnom se obavlja pomoću numeričkih metoda. U programu *Microsoft Excel* postoji ugrađena funkcija IRR. *Excel* takođe posjeduje *Solver*, poseban dodatak za optimizaciju i rješavanje nelinearnih jednačina. IRR se određuje tako što se *Solver* konfiguriše da mijenja diskontnu stopu sve dok se neto sadašnja vrijednost ne izjednači sa nulom.

Izračunata interna stopa prinosa predstavlja sopstvenu karakteristiku investicije koja se razmatra. Ona daje informaciju o godišnjoj stopi prinosa koju korisnik ostvaruje ulaganjem u određeni projekat. IRR se direktno poredi sa stopama prinosa alternativnih investicija, u potrazi za najisplativijom varijantom. Projekat koji ima najveću internu stopu prinosa predstavlja najbolju investiciju.

PRIMJER 7.3**Interna stopa prinosa investicije**

U primjeru 7.2 razmatrana je investicija u proizvodni sistem koji košta 100.000 € i koji od prodaje energije godišnje donosi 12.500 €. Potrebno je ocijeniti vrijednost takve investicije korišćenjem metode interne stope prinosa.

Rješenje

Proračun proveden u sklopu primjera 7.2 je pokazao da je za slučaj diskontne stope od 6%, neto sadašnja vrijednost razmatrane investicije negativna i iznosi –7998,91 €. Zbog negativne neto sadašnje vrijednosti, zaključeno je da navedeno ulaganje nije povoljno, pošto na tržištu postoji alternativna investicija koja donosi veći prinos.

Ocjena razmatrane investicije može se obaviti i metodom interne stope prinosa (IRR). Iz uslova datog formulom (7.17), kojim se traži da neto sadašnja vrijednost bude jednaka nuli:

$$NPV = \sum_{k=0}^n \frac{CF(k)}{(1 + IRR)^k} = 0$$

numeričkim putem određujemo da je $IRR = 4,28\%$.

Na osnovu te informacije, o vrijednosti projekta diskutujemo na sljedeći način: Projekat sam po sebi (zbog čega se stopa i zove *interna*) donosi godišnji prinos od 4,28%. Ako je investitor zadovoljan sa stopom prinosa, ide se u realizaciju projekta. Ukoliko na tržištu postoji alternativna investicija koja donosi veći prinos, to znači da je razmatrani projekat ekonomski nepovoljan. U primjeru 7.2 se iz vrijednosti diskontne stope vidi da alternativna investicija donosi prinos od 6%, tako da se investitoru savjetuje da odustane od razmatranog projekta. Kada bi, zahvaljujući napretku tehnologije, proizvodni sistem pojeftinio za 10% i koštao 90.000 €, interna stopa prinosa bi se povećala na 6,47%, a neto sadašnja vrijednost bi postala pozitivna i iznosila bi 2001,09 €. U tom slučaju investitoru bi se predložilo da prihvati realizaciju projekta. ■

7.1.9 Svođenje investicije na godišnji nivo

Čest slučaj u praksi je da investitor ne raspolaže cjelokupnim iznosom novca koji je potreban za kupovinu i instalaciju PV sistema. Traženi iznos potrebnih novčanih sredstava, u cjelosti ili djelimično, moguće je pozajmiti od banke, koja za svoju uslugu očekuje naplatu kamate. Najčešći princip otplate kredita je da se po-

zajmljeni novac vraća u n jednakih godišnjih ili mjesečnih rata. Iznos rate kredita izračunava se tako da korisnik na kraju perioda kredita vrati sav pozajmljeni novac i isplati ugovorenu kamatu. Jedan dio investicije može biti pokriven i sa vlastitog računa, sa namjerom da se na uložena sredstva ostvari određena dobit. Vlastiti dobitak, također, zgodno je izraziti kao niz jednakih godišnjih novčanih prihoda.

Uzme li se pozajmica vrijednosti P , sa rokom otplate od n godina i kamatom na godišnjem nivou i , godišnja rata kredita (anuitet) A izračunava se pomoću sljedećeg izraza:

$$A = P \cdot \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (7.18)$$

Faktor koji povezuje iznose pozajmice i rate kredita naziva se faktor povrata kapitala i označava sa CRF (eng. *Capital Recovery Factor*). Njegova matematička definicija je zapisana na ovaj način:

$$CRF(i, n) = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (7.19)$$

Primjećujemo da je faktor povrata kapitala (CRF) zapravo jednak inverznoj vrijednosti faktora sadašnje vrijednosti (PVF). Jedina razlika je u tome što je formalno umjesto oznake diskontne stope d , upotrijebljena oznaka kamatne stope i , u skladu sa prirodom i svrhom proračuna.

U nastavku teksta, objasnićemo kako je nastala formula za faktor povrata kapitala. Usvojimo da se iznos trenutnog duga u godini k obilježava sa $p(k)$, a izraz $(1+i)$ kraće zapisuje kao r . Početni dug $p(0)$ jednak je ukupnoj vrijednosti pozajmice P . Dalje se otplata ostvaruje po principu da se pri isteku svakog platnog perioda trenutnom dugu dodaje kamata, a oduzima iznos uplaćenog anuiteta. Duž vremenskog horizonta se formira sljedeći proces:

$$\begin{aligned} p(0) &= P \\ p(1) &= p(0)r - A = Pr - A \\ p(2) &= p(1)r - A = Pr^2 - Ar - A \\ p(3) &= p(2)r - A = Pr^3 - Ar^2 - Ar - A \\ &\dots \end{aligned} \quad (7.20)$$

koji se može uopštiti formulom:

$$p(k) = Pr^k - A \sum_{j=0}^{k-1} r^j = Pr^k - A \frac{r^k - 1}{r - 1}, \quad k \in \{0, 1, \dots, n\} \quad (7.21)$$

gdje je sa k označena proizvoljna godina tokom otplate kredita.

Budući da se očekuje da se nakon n platnih perioda iznos pozajmice otplati u cjelosti, treba da vrijedi:

$$p(n) = Pr^n - A \frac{r^n - 1}{r - 1} = 0 \quad (7.22)$$

Rješavanjem posljednje jednačine po A i vraćanjem smjene $r = 1 + i$, potvrđuje se ispravnost predstavljenog izraza (7.18) za određivanje periodičnog otplatnog iznosa.

U praksi se uglavnom operiše sa godišnjom kamatnom stopom. Kod kredita sa otplatom na mjesečnom nivou za parametar i u prethodnim formulama uzima se ekvivalentna mjesečna kamatna stopa koja je jednaka dvanaestini godišnje stope, a broj platnih perioda se množi sa 12:

$$CRF(i, n) = \frac{\frac{i}{12} \left(1 + \frac{i}{12}\right)^{12n}}{\left(1 + \frac{i}{12}\right)^{12n} - 1} \quad (7.23)$$

Kao olakšica može se iskoristiti i činjenica da *Microsoft Excel* posjeduje ugrađenu funkciju $PMT()$ koja je zamjena za izvedenu formulu za računanje otplatnog anuiteta.

PRIMJER 7.4

Kupovina proizvodnog sistema kreditnim sredstvima

Sistem za proizvodnju energije koji košta 10.000 € kupuje se iz kreditnih sredstava. Pozajmica se uzima na period od 20 godina, sa godišnjom kamatnom stopom od 6%. Potrebno je odrediti ratu kredita i formirati otplatni plan.

Rješenje

Ratu, kojom će se kredit otplaćivati, određujemo pomoću relacije (7.18):

$$A = P \cdot CRF(i, n) = P \cdot \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = 10.000 \cdot \frac{0,06(1+0,06)^{20}}{(1+0,06)^{20} - 1} = 871,85 \text{ €}.$$

Ekvivalentan postupak u programu *Microsoft Excel* koji donosi identično rješenje je korišćenje formule =PMT(6%; 20; 10000).

Otplatni plan će izgledati ovako:

Godina	Dug (<i>p</i>)	Kamata (<i>K</i>)	Rata (<i>A</i>)	Otplata (<i>A-K</i>)
0	10.000,00	600,00	871,85	271,85
1	9728,15	583,69	871,85	288,16
2	9440,00	566,40	871,85	305,45
3	9134,55	548,07	871,85	323,77
4	8810,78	528,65	871,85	343,20
5	8467,58	508,05	871,85	363,79
6	8103,79	486,23	871,85	385,62
7	7718,17	463,09	871,85	408,76
8	7309,42	438,57	871,85	433,28
9	6876,14	412,57	871,85	459,28
10	6416,86	385,01	871,85	486,83
11	5930,03	355,80	871,85	516,04
12	5413,98	324,84	871,85	547,01
13	4866,97	292,02	871,85	579,83
14	4287,15	257,23	871,85	614,62
15	3672,53	220,35	871,85	651,49
16	3021,04	181,26	871,85	690,58
17	2330,45	139,83	871,85	732,02
18	1598,44	95,91	871,85	775,94
19	822,50	49,35	871,85	822,50
20	0,00	■		

7.1.10 Nivelisana cijena energije

Nivelisana cijena energije je pokazatelj pomoću koga se na ravnopravan način porede ekonomske isplativosti različitih tehnologija za proizvodnju električne energije. Osnovna ideja je da se odredi prosječna cijena kilovat-časa tako što se suma svih investicionih i operativnih troškova na nivou cijelog životnog vijeka sistema, podijeli sa ukupnim iznosom proizvedene energije. Sumiranje veličina iz različitih godina se ne radi direktno, nego se vrši njihovo svođenje na sadašnju vrijednost. Imajući to u vidu, formula za nivelisanu cijenu energije LCOE (eng. *Levelized Cost of Energy*) formira se na sljedeći način:

$$LCOE = \frac{C_I(0) + \sum_{k=1}^n \frac{C_I(k) + C_M(k) + C_F(k)}{(1+d)^k}}{\sum_{k=1}^n \frac{W(k)}{(1+d)^k}} \quad (7.24)$$

gdje su $C_I(k)$ investicioni troškovi u godini k , $C_M(k)$ troškovi rada i održavanja u godini k , $C_F(k)$ troškovi goriva (ako postoje) u godini k , $W(k)$ energija proizvedena u godini k , n broj godina životnog vijeka sistema, a d diskontna (interesna) stopa.

Ponekad se za određivanje nivelisane cijene energije koriste i nešto uprošćeniji modeli, koji su zasnovani na svođenju troškova i proizvedene energije na godišnji nivo. U jednoj varijanti, LCOE se određuje kao količnik anuelizovanih troškova i prosječne godišnje proizvodnje, u skladu sa sljedećom relacijom:

$$LCOE = \frac{\left(C_I(0) + \sum_{k=1}^n \frac{C_I(k) + C_M(k) + C_F(k)}{(1+d)^k} \right) \cdot CRF(d, n)}{\frac{\sum_{k=1}^n W(k)}{n}} \quad (7.25)$$

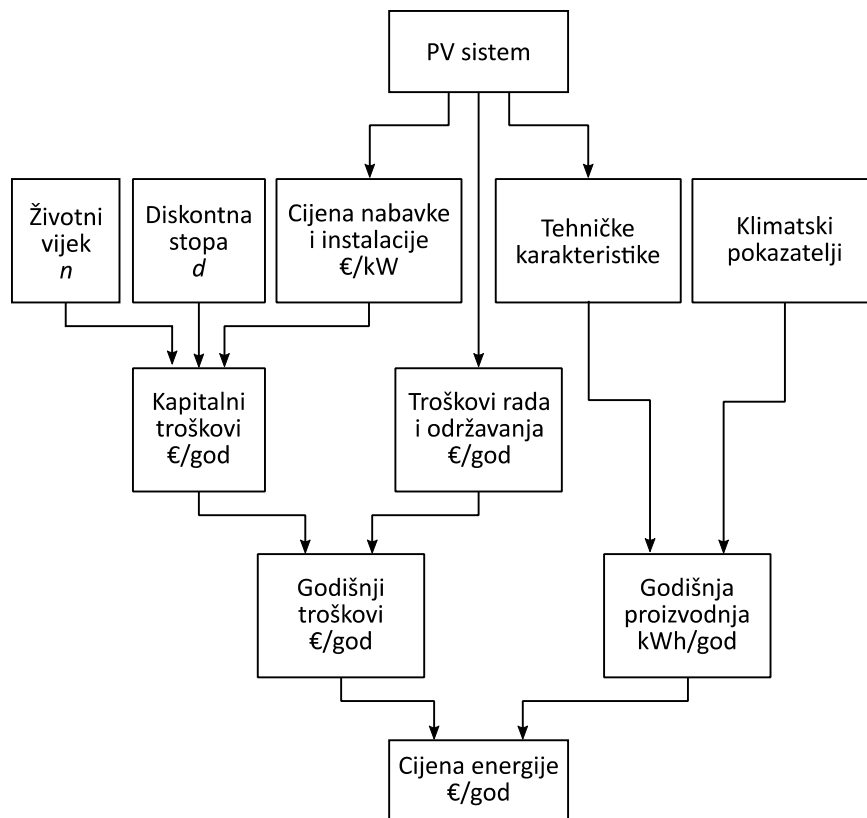
Prema još jednostavnijoj verziji, LCOE se računa sa uvažavanjem pretpostavke da su investicioni troškovi svedeni na godišnji nivo, a da su proizvedena energija i svi godišnji troškovi konstantni tokom cijelog životnog vijeka sistema:

$$LCOE = \frac{C_I(0) \cdot CRF(d, n) + C_M + C_F}{W} \quad (7.26)$$

Iako je proračun nivelisane cijene energije koji se bazira na svođenju na godišnji nivo manje računski zahtjevan, mora se napomenuti da on ipak unosi određeno odstupanje u odnosu na vrijednosti koje se dobijaju upotrebom originalnog definicionog obrasca (7.24).

7.2 Ocjena investiranja u fotonaponski sistem

Fotonaponski sistem će očigledno biti ekonomski konkurentniji ako su mu troškovi manji, a proizvodnja za jediničnu snagu veća. Veza suštinskih faktora koji utiču na nivelisanu cijenu energije šematski je prikazana na slici 7.2. Problem određivanja troškova i proizvodnje fotonaponskog sistema razmatramo u nastavku.

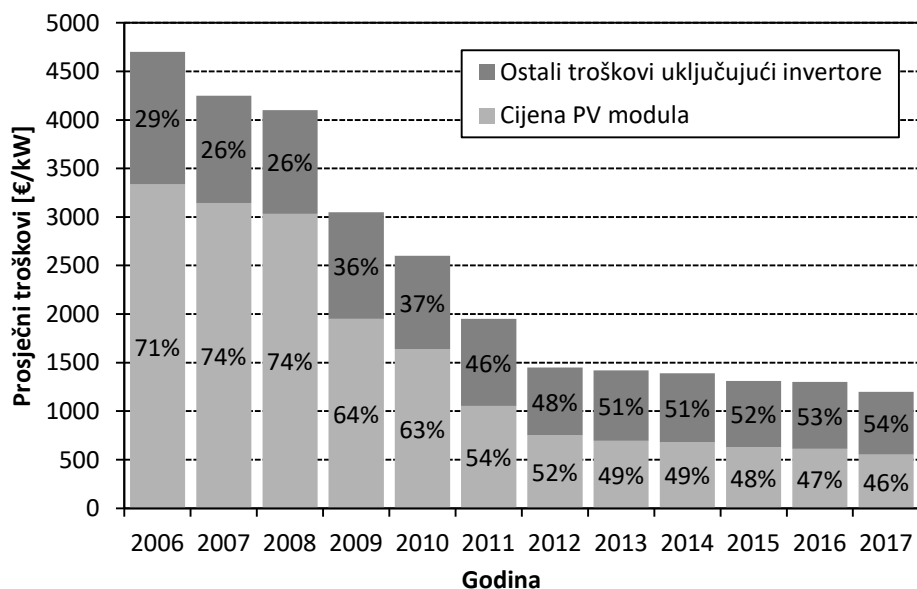


SLIKA 7.2

Princip određivanja ekvivalentne cijene energije iz fotonaponskog sistema

7.2.1 Određivanje troškova PV sistema

Kod PV sistema, slično kao i kod drugih obnovljivih izvora energije, dominiraju investicioni (kapitalni) troškovi, a troškovi goriva uopšte ni ne postoje. To je u potpunoj suprotnosti sa osobinama proizvodnih tehnologija baziranih na sagorijevanju fosilnih goriva, kod kojih su inicijalni troškovi daleko manji, ali troškovi goriva predstavljaju značajnu stavku. Investicioni troškovi PV sistema su istorijski imali veoma visoke vrijednosti, što je predstavljalo osnovnu kočnicu za njihovu širu primjenu. Zahvaljujući regulatornim podsticajima i ulaganjima u razvoj tehnologije, došlo je do vrtoglavog pada cijena. Prema istraživanju *Fraunhofer* Instituta za solarnu energiju (ISE), cijene mrežno povezanih fotonaponskih sistema koji se montiraju na krov su od 2006. do 2017. godine zabilježile kumulativni pad od 75%, što je u prosjeku 13% godišnje. Odgovarajući dijagram je prikazan na slici 7.3.



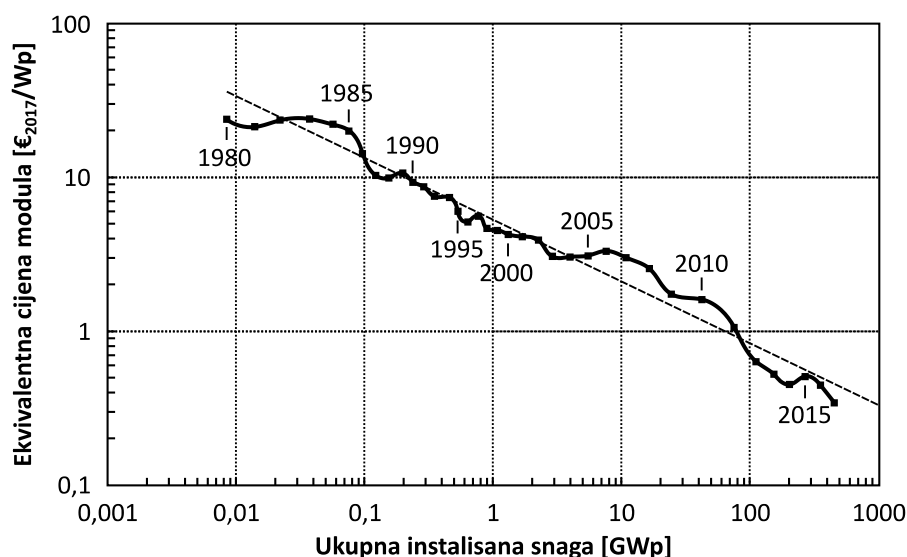
SLIKA 7.3

Trend pada troškova kod krovnih PV sistema opsega snage 10–100 kW

Na dijagramu su prikazane prosječne vrijednosti cijena za karakterističnu kategoriju PV sistema. Naravno, cijene variraju u zavisnosti od vrste sistema, instalisane snage i lokacije izgradnje. Kod PV sistema primjetan je uticaj efekta ekonomije veličine. Dok sistemi srednje veličine do 100 kW instalisane snage

koštaju oko 1000 €/kW, cijena kod velikih elektrana snage preko 1 MW opada i do 600–800 €/kW. Kapitalni troškovi kod malih kućnih sistema iznose do 1400 €/kW.

Vrijednost investicionih troškova je najviše diktirana cijenom fotonaponskih modula, čije učešće u totalnoj investiciji iznosi oko 50%. Trend cijena PV modula slijedi tzv. *krivu učenja* prema kojoj za svako udvostručenje instalisane snage u svijetu cijena modula opadne za konstantni procenat. Slika 7.4 prikazuje globalne cijene PV modula izražene u evrima, pri čemu su uvaženi efekti inflacije. Kao što se vidi na slici, kumulativna instalisana snaga solarnih sistema u svijetu na kraju 2017. godine dostigla je oko 400 GW, dok je prosječna cijena modula pala ispod 0,4 €/W. S obzirom na to da su pozitivan trend razvoja tehnologije i poboljšanje procesa proizvodnje i dalje evidentni, očekuje se nastavak pada cijena u skladu sa prikazanom zavisnošću.

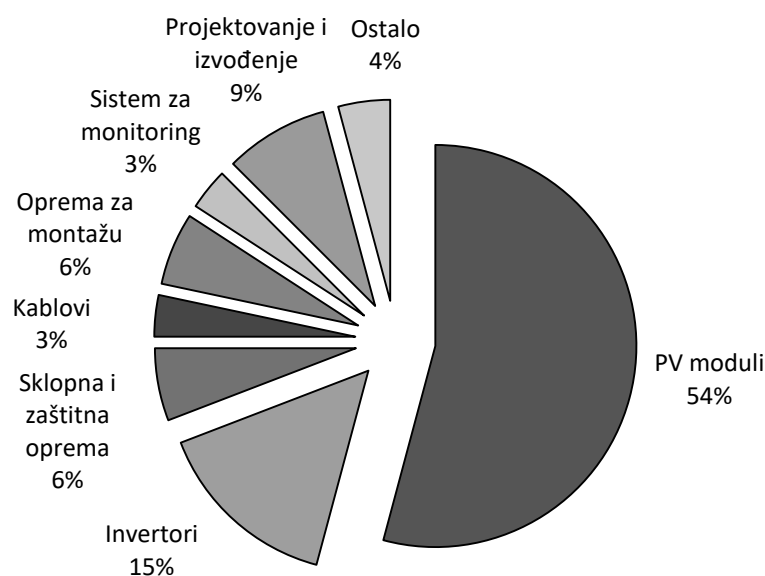


SLIKA 7.4

Trend promjene cijena PV modula

Troškovi prateće opreme, projektovanja i izgradnje sistema otprilike čine drugu polovinu kapitalne investicije. Na ove troškove i nije obraćana posebna pažnja dok su PV moduli dominirali visokom cijenom. Pojeftinjenjem PV modula, visina troškova prateće opreme takođe postaje bitna tema za razmatranje. Sliku o tome šta još osim nabavke PV modula ulazi u investicione troškove PV sistema možemo steći na osnovu dijagrama sa slike 7.5. Na dijagramu je prikazana raspodjela troškova za jedan sistem planiran za izgradnju u Republici Srpskoj. Uz

dominantni procenat vezan za PV module, vidljivo je da bitnu stavku predstavljaju i troškovi nabavke invertora. Cijene invertora su takođe značajno pale u posljednje vrijeme, budući da postoji prostor za njihov tehnološki razvoj. Kriva učenja kod njih doduše opada nešto nižim tempom u poređenju sa trendom zabilježenim kod PV modula. Cijene sklopne opreme, kablova i elemenata za montažu su relativno nepromjenljive u vremenu, što je posljedica zrelosti tehnologije. Određeni trend pada ovih troškova se ostvaruje zahvaljujući rastu efikasnosti PV modula koje vodi ka smanjenju potrebnih dimenzija sistema. Troškovi projektovanja i izvođenja zavise od cijene rada na lokaciji izgradnje i, logično, u razvijenim zemljama zauzimaju veći procenat.



SLIKA 7.5

Orijentacioni udio troškova u ukupnoj cijeni mrežno povezanog sistema od 50 kW

Kod samostalnih sistema raspodjela troškova se znatno mijenja u odnosu na sliku kod mrežno povezanih sistema, iz razloga što se na sve navedeno dodaju troškovi baterije za skladištenje proizvedene energije. U zavisnosti od tehnologije u kojoj je realizovana i potrebnog kapaciteta, troškovi za nabavku baterije mogu da prevaziđu sve ostale troškove zajedno. Nešto više detalja o tome dato je u sekciji 7.2.6.

Troškovi rada i održavanja su varijabilni troškovi koji se javljaju tokom cijelog životnog vijeka sistema. Oni uključuju periodične preglede, čišćenje PV modula, nadgledanje, osiguranje od krađe i atmosferskih nepravilnosti itd. U ekonomskim proračunima se izražavaju u formi fiksnog godišnjeg iznosa, koji predstavlja određeni procenat vrijednosti investicionih troškova. Navedeni procenat značajno varira u zavisnosti od uslova održavanja. Navedeni troškovi će biti manji ako, na primjer, vlasnik PV sistema svakako ima zaposlenog električara koji održava i druge instalacije ili ukoliko česte kišne padavine smanjuju potrebu za čišćenjem PV modula. Uobičajena vrijednost koja se koristi za procjenu godišnjih troškova održavanja je tipično 1–3% vrijednosti investicionih troškova. Uz modelovanje fiksnim godišnjim iznosom, moguće je po potrebi uključiti i dodatne iznose koji se javljaju povremeno. Primjer za to je zamjena invertora koja se često obavlja na polovini životnog vijeka sistema.

7.2.2 Određivanje proizvedene energije

Optimizacija proizvodnje je tehnički zadatak i manje-više je siguran podatak koliko energije u prosjeku može da proizvede sistem određene snage koji je instalisan na konkretnoj lokaciji. Modeli predstavljeni u prethodnim poglavljima ugrađeni su u računarske programe, koje korisnici mogu da instaliraju na personalni računar ili da ih izvršavaju daljinski putem internet čitača (eng. *browser*). Primjeri korisnih *online* alata, zajedno sa njihovim adresama, navedeni su u dodatku C. Treba se prisjetiti da postoji konceptualna razlika u načinima kako se određuje moguća proizvodnja kod mrežno povezanih i samostalnih PV sistema. Kod mrežno povezanih sistema bezuslovno se primjenjuje kriterijum maksimizacije godišnje proizvodnje, ne vodeći računa o tome kako su režimi rada raspoređeni po danima i mjesecima. Kod samostalnih sistema situacija je složenija, te se maksimum proizvodnje traži pod ograničenjem da se kontinuirano ispunjavaju potrebe potrošnje uz što kraće prekide napajanja.

Kvantitativni pokazatelji, koji se koriste za prikazivanje veze između energije raspoložive na godišnjem nivou W i instalisane snage P_n , su *faktor iskorišćenja instalisanog kapaciteta* (F_C):

$$F_C = \frac{W [\text{kWh}]}{P_n [\text{kW}] \cdot 8760 [\text{h}]} \quad (7.27)$$

odnosno *ekvivalentno vrijeme iskorišćenja instalisane snage* (T_i):

$$T_i = \frac{W [\text{kWh}]}{P_n [\text{kW}]} = F_C \cdot 8760 [\text{h}] \quad (7.28)$$

Što su bolji klimatski uslovi na određenom podneblju, to će identičan sistem biti u mogućnosti da proizvede više energije. Radi poređenja solarnog potencijala za karakteristične gradove u okruženju, u *online* kalkulatoru PVGIS urađena je simulacija mrežno povezanog sistema referentne instalisane snage od 1 kW, čiji su ukupni gubici 14%. Izračunate vrijednosti ekvivalentnog vremena iskorišćenja maksimalne snage T_i i faktora iskorišćenja instalisanog kapaciteta F_C prikazane su u tabeli 7.1. Primjećujemo da je raspon ekvivalentnog vremena T_i znatan, te da se proteže od 1110 h za Ljubljanu do 1420 h za Split. Raspored očekivane proizvodnje po mjesecima i drugi klimatski i energetske pokazatelji gradova u okruženju tabelarno su dati u dodatku B.

TABELA 7.1

Mjere iskorišćenja instalisane snage određene programom PVGIS za gradove u okruženju (kolektori su orijentisani ka jugu i postavljeni pod optimalnim nagibom)

Grad	Ekv. vrijeme inst. snage [h]	Faktor kapaciteta [%]
Banja Luka	1120	12,79
Beograd	1240	14,16
Ljubljana	1110	12,67
Niš	1260	14,38
Novi Sad	1240	14,16
Osijek	1210	13,81
Podgorica	1400	15,98
Sarajevo	1160	13,24
Skoplje	1340	15,30
Split	1420	16,21
Tuzla	1150	13,13
Zagreb	1150	13,13

Nemogućnost rada noću, te rad pri smanjenoj snazi tokom zimskih i oblačnih dana, razlozi su za to da je faktor kapaciteta mali u poređenju sa performansama drugih tehnologija za proizvodnju energije. Radi ilustracije, navedimo da je prosječni faktor kapaciteta hidroelektrane Bočac 28%, a termoelektrane Stanari 76%.

Na kraju, treba napomenuti da se ostvarljiva proizvodnja koja je određena kalkulatorom, odnosi na početak perioda eksploatacije. U preciznijim analizama potrebno je uzeti u obzir da fotonaponski sistemi doživljavaju degradaciju zbog pada performansi fotonaponskih ćelija koja iznosi od 0,25% do 0,7% godišnje.

7.2.3 Cijena energije iz mrežno povezanog PV sistema

Određivanje cijene energije koja se dobija iz mrežno povezanog sistema biće demonstrirano na primjeru PV instalacije izgrađene na području Republike Srpske. Razmotrićemo dvije konceptualno različite lokacije i to Banju Luku kao kontinentalni grad smješten na sjeverozapadu republike i Trebinje, grad na jugoistoku, koji je od mora udaljen svega 15 km vazdušne linije. Geografski položaj ovih gradova vidljiv je na mapi Bosne i Hercegovine prikazanoj slikom 1.3 u uvodnom poglavlju. Posmatraćemo sisteme instalisane snage 50 kW, kod kojih su PV moduli postavljeni na ravnom krovu zgrade. Azimutalno su moduli okrenuti ka jugu, a elevacioni nagibni ugao je odabran tako da se na godišnjem nivou postiže maksimalna očekivana proizvodnja energije. Elektroenergetska mreža je jaka i pouzdana i može da primi svu energiju koju sistem proizvede.

Pregled investicionih troškova, aktuelnih tokom 2018. godine, prikazan je u tabeli 7.2. Smatramo da su troškovi identični u oba razmatrana grada.

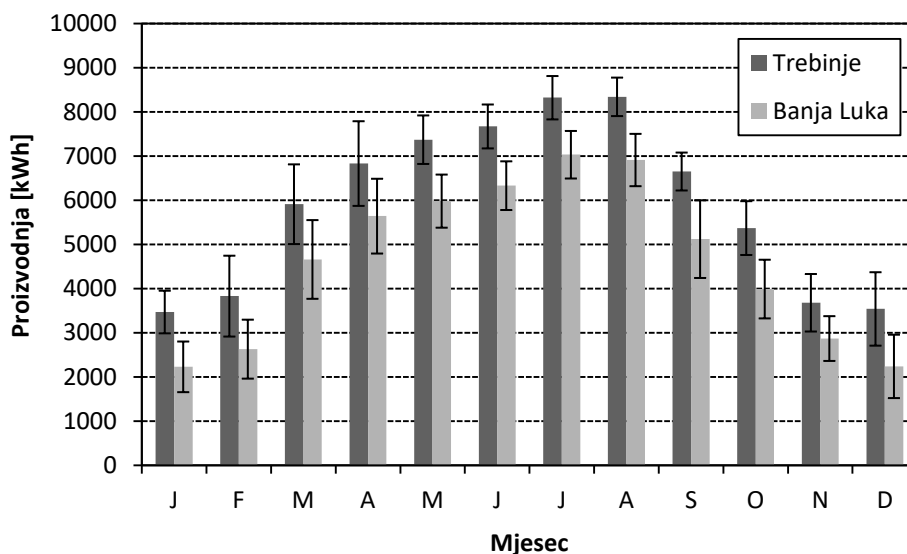
TABELA 7.2

Troškovi nabavke i instalacije mrežno povezanog sistema snage 50 kW

Komponenta	Iznos [KM]
PV moduli	65.000
Invertori	18.000
Sklopna i zaštitna oprema	7000
Kablovi	4000
Oprema za montažu	7000
Sistem za monitoring	4000
Projektovanje i izvođenje	10.000
Ostalo	5000
Ukupno	120.000

Očekivana proizvodnja energije je određena *online* kalkulatorom PVGIS. Prosječna godišnja proizvodnja iznosi 70.980 kWh za Trebinje i 56.300 kWh za Banju Luku. Raspodjela proizvodnje po mjesecima prikazana je dijagramom na slici 7.6. Proizvodnja koja je u Trebinju veća za 26%, garantuje ovoj lokaciji

proporcionalno nižu ekvivalentnu cijenu energije. Konkretno cifre zavise od načina finansiranja i ostalih ekonomskih parametara, a jedan realan slučaj obrađen je u narednom primjeru.



SLIKA 7.6

Poređenje proizvodnje po mjesecima ostvarljive u Banjoj Luci (sjeverozapad) i Trebinju (jugoistok). Linijama je prikazana standardna devijacija.

PRIMJER 7.5

Isplativost investiranja u mrežno povezani PV sistem u Trebinju i Banjoj Luci

Provjeriti isplativost investiranja u mrežno povezani PV sistem snage 50 kW, posebno za Trebinje i Banju Luku. Smatrati da sistem košta 120.000 KM, a da su troškovi rada i održavanja 4000 KM godišnje. Prosječna godišnja proizvodnja iznosi 70.980 kWh za Trebinje i 56.300 kWh za Banju Luku. Investitor kupuje PV sistem sopstvenim kapitalom, očekujući prinos po godišnjoj stopi od 8%. Smatrati da životni vijek sistema iznosi 15 godina.

Rješenje

Ocjenu vrijednosti navedene dvije investicione opcije odredićemo metodom nivelisane cijene energije, koja je definisana izrazom (7.24):

$$LCOE = \frac{C_I(0) + \sum_{k=1}^n \frac{C_I(k) + C_M(k) + C_F(k)}{(1+d)^k}}{\sum_{k=1}^n \frac{W(k)}{(1+d)^k}}.$$

U formulu (7.24) treba uvrstiti sljedeće vrijednosti: inicijalno ulaganje $C_I(0) = 120.000$ KM, ulaganje tokom ostalih godina $C_I(k \neq 0) = 0$ KM, troškovi rada i održavanja $C_M(k) = 4000$ KM, troškovi goriva $C_F(k) = 0$ KM, godišnja proizvodnja energije $W(k) = 70.980$ kWh (u Trebinju) i $W(k) = 56.300$ kWh (u Banjoj Luci), životni vijek $n = 15$ i interesna stopa $d = 0,08$.

Izračunavanjem vrijednosti LCOE, zaključujemo da će investitor ostvariti namjeru da na uloženi novac ostvaruje godišnji prinos od 8%, ako bude u mogućnosti da prodaje energiju po cijeni od 0,2539 KM (u Trebinju) odnosno 0,3239 KM (u Banjoj Luci). Očigledna je prednost južnije lokacije.

Ukoliko je tržišna cijena energije manja, takođe će i prinos investitora biti manji od planiranog. Logično je da vrijedi i obrnuto, tj. prinos investitora će nadmašiti plan, ukoliko je prodajna cijena energije veća od izračunate vrijednosti LCOE. ■

Na primjeru se vidi da je energija iz PV sistema relativno skupa. Kako se u Republici Srpskoj maloprodajna cijena kilovat-časa kreće u opsegu reda 0,05–0,20 KM (što zavisi od tipa potrošača, tarife i trenutka upotrebe), zaključuje se da je kod nas proizvodnja iz solarnih sistema bez dodatnih mehanizama podrške neisplativa. To nije slučaj u nekim evropskim zemljama, u kojima je maloprodajna cijena energije višestruko skuplja.

7.2.4 Podsticajni mehanizmi

Kada se nivelisana cijena energije odredi na osnovu investicionih i operativnih troškova, ispostavlja se da su obnovljivi izvori energije inferiorni u poređenju sa konvencionalnim izvorima. U takvom proračunu, međutim, nisu uzeti u obzir ekološki kriterijumi. Upotrebom obnovljivih izvora izbjegava se sagorijevanje fosilnih goriva, što dovodi do manjeg stepena zagađenja i emisije ugljen-dioksida. Za razliku od izvora fosilnog porijekla, obnovljivi izvori su neiscrpn i u stanju su da obezbijede dugoročnu energetska sigurnost zajednice.

Većina svjetskih zemalja je prepoznala značaj obnovljivih izvora energije za obezbjeđivanje održivog razvoja. Odlukama na svjetskom, regionalnom i/ili državnom nivou, vlade su se obavezale da će podržati primjenu obnovljivih izvora ener-

gije. Postavljeni ciljevi su često ambiciozni i zahtjevni, pa su neophodni razni regulatorni i finansijski mehanizmi, koji bi podstakli investitore da ulažu kapital u izgradnju obnovljivih izvora energije. U nastavku ćemo po nekoliko rečenica reći o najčešćim podsticajnim instrumentima.

Obavezni ciljevi su regulatorni mehanizam kojim država nameće obavezu da određeni procenat potrošene energije mora biti proizveden iz obnovljivih izvora. Tako se, na primjer, za kuću ne daje građevinska dozvola ukoliko se grijanje tople vode ne vrši pomoću solarnog sistema ili se snabdjevačima električne energije ukida licenca za rad, ukoliko određeni procenat energije koji prodaju ne dolazi iz obnovljivih izvora. Obavezni ciljevi su regulatorni instrument kojim se nameće obaveza, ali i ne obezbjeđuje finansijski podsticaj.

Investicioni podsticaji predstavljaju finansijski mehanizam. U jednoj varijanti, država preko odgovarajućih fondova i agencija obezbjeđuje nepovratna finansijska sredstva koja pokrivaju određeni procenat investicionih troškova za nabavku fotonaponskog sistema. U drugoj varijanti, formiraju se poreske olakšice za investitore.

Povoljni načini finansiranja podrazumijevaju da država obezbijedi kredite čije su kamatne stope povoljnije od tržišnih, odnosno da država preuzima obavezu da subvencionira dio kamate plaćene tokom otplate kredita.

Proizvodni podsticaji se obezbjeđuju po kilovat-času proizvedene energije. Postoji više različitih varijanti ovih podsticaja, a najčešće su u upotrebi garantovane otkupne cijene (eng. *feed-in tariffs*), dodaci na tržišnu cijenu (eng. *feed-in premiums*) i sertifikati za obnovljivu energiju (eng. *renewable energy certificates*). Garantovana otkupna cijena energije se primjenjuje kod proizvodnih jedinica manje instalisane snage. Takvim proizvođačima se garantuje nesmetan pristup mreži i prodaja energije po cijeni koja je definisana na dužem periodu, uobičajeno 15–20 godina. Varijanta sa isplatom dodatka na tržišnu cijenu primjenjuje se u zemljama gdje je razvijeno tržište električne energije. Prema ovom podsticajnom mehanizmu, vlasnici PV sistema energiju prodaju po cijeni koja se slobodno formira na tržištu, a od države dobijaju unaprijed definisani fiksni iznos dodatka po proizvedenom kilovat-času. Prema trećem principu, država izdaje sertifikate čija količina odgovara željenoj kvoti energije proizvedene iz obnovljivih izvora. Učesnici na tržištu električne energije dužni su da prikupe odgovarajući broj tih sertifikata. Proizvođačima energije iz obnovljivih izvora se za svaki megavat-čas dodjeljuje sertifikat, dok drugi učesnici koji ne doprinose ispunjenju postavljene kvote moraju da ih kupuju. Moguća je i međusobna trgovina sertifikatima među zainteresovanim stranama.

Sistem aukcija je kombinovani mehanizam koji u mnogim zemljama postaje posebno atraktivan u posljednje vrijeme. Država periodično raspisuje tendere u kojima definiše ciljnu instalisanu snagu obnovljivih izvora i druge specifične uslove. Najčešći kriterijum koji se traži od ponuđača je minimalna cijena po proizvedenom kilovat-času energije. Princip dostavljanja ponuda može biti zatvorenog ili otvorenog tipa, a može se predvidjeti i opcija naknadnog pregovaranja. Ilustrativni primjeri su aukcije koje su u Njemačkoj i Španiji održane tokom 2017. godine. Tenderi koji su raspisani za instalisane snage od nekoliko gigavata, u obje države su proglašeni 100% uspješnim. Zabilježene su rekordno niske ponuđene cijene, koje su se kod sistema najveće instalisane snage spustile ispod 0,04 €/kWh. Uskoro ćemo biti svjedoci da li će ugovoreni projekti biti i realizovani.

7.2.5 Sistem podsticaja za obnovljive izvore u Republici Srpskoj

Podsticajni mehanizam baziran na garantovanim otkupnim cijenama biće detaljnije ilustrovan na primjeru sistema podsticaja koji se primjenjuje u Republici Srpskoj. Metodologija izračunavanja garantovanih otkupnih cijena, zasniva se na obračunu ukupnih godišnjih troškova tipičnih proizvodnih postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije, pri čemu su tehnički i ekonomski parametri unaprijed definisani. Ekonomski parametri koji se uzimaju u obzir uključuju interesnu stopu, period povrata ulaganja, investicione troškove, te troškove rada i održavanja. Kod kogenerativnih postrojenja takođe su bitni troškovi goriva i prihod od toplotne energije, što za fotonaponske sisteme nije relevantno. Tehnički parametri koji se uzimaju u obzir su instalisana snaga sistema i ekvivalentno godišnje vrijeme iskorišćenja instalisane snage.

Pretpostavljeno je da se 80% sredstava obezbjeđuje iz kredita, a da preostalih 20% predstavlja ulaganje investitora za koje se očekuje ostvarenje dobiti. Na bazi izvještaja Centralne banke Bosne i Hercegovine o kretanju kamatnih stopa na dugoročne kredite, usvojeno je da kamatna stopa za pozajmicu iznosi 7,7%. Radi stimulanja ulaganja u obnovljive izvore energije, stopa povrata na vlastita sredstva odabrana je u iznosu 13,5%. Period ulaganja, a samim tim i period važenja ugovora o obaveznom otkupu po garantovanoj cijeni, traje 15 godina. Na bazi odnosa između vlastitih i pozajmljenih sredstava od 20:80, određeno je da ponderisana kamatna stopa ima vrijednost od 8,86%, odnosno da rezultatni faktor povrata kapitala iznosi 12,3%/god.

Navedene pretpostavke se primjenjuju na sve tipove obnovljivih izvora energije koji se podstiču. U nastavku ćemo se ograničiti na fotonaponske sisteme. Tehnički i ekonomski parametri za pojedine kategorije fotonaponskih sistema, na osnovu kojih je izračunata visina garantovane cijene, prikazani su u tabeli 7.3.

Njihove vrijednosti su određene na bazi studija rađenih u zemljama okruženja i na osnovu dosadašnjih iskustava i specifičnosti primjene u Republici Srpskoj.

TABELA 7.3

Tehnički i ekonomski parametri za određivanje garantovane otkupne cijene

Tip fotonaponske elektrane prema mjestu ugradnje	Snaga [kW]	Sati rada [h/god]	Specifični troškovi [€/kW]	Troškovi rada i održavanja [€/kW]
Na objektima do uključivo 50 kW	50	1370	1230	40,17
Na objektima preko 50 kW do uključivo 250 kW	200	1370	1125	25,54
Na objektima preko 250 kW do uključivo 1 MW	900	1370	934	15,10
Na zemlji do uključivo 250 kW	200	1370	1034	24,71

Vrijednosti garantovanih otkupnih cijena, određenih tokom 2017. godine i aktuelnih u trenutku pisanja knjige, prikazane su u tabeli 7.4. Primjećujemo da, zbog efekta ekonomije veličine, cijena energije opada kako instalisana snaga proizvodnog sistema raste. Takođe, energija koju proizvodi sistem montiran na tlu, nešto je jeftinija od energije iz sistema postavljenog na objektu, s obzirom na to da pristupačniji sistem ima manje troškove montaže i održavanja.

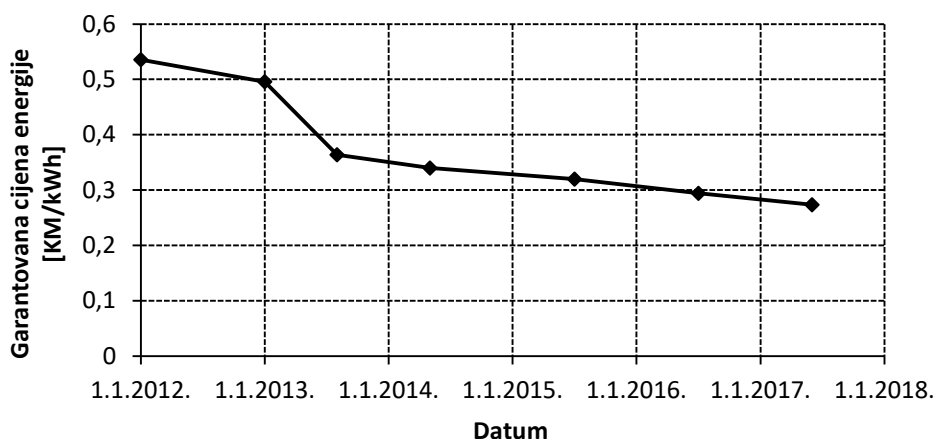
TABELA 7.4

Garantovane otkupne cijene u primjeni od 1.6.2017.

Tip fotonaponske elektrane prema mjestu ugradnje	Garantovana cijena [KM/kWh]
Na objektima do uključivo 50 kW	0,2734
Na objektima preko 50 kW do uključivo 250 kW	0,2341
Na objektima preko 250 kW do uključivo 1 MW	0,1856
Na zemlji do uključivo 250 kW	0,2169

Cijene prikazane u tabeli 7.4 su otprilike dvostruko manje u poređenju sa cijenama koje su važile 2012. godine, kada su ustanovljene mjere podsticaja u

Republici Srpskoj. Opadanje cijena je posljedica kontinuiranog razvoja tehnologije koje je dovelo do smanjenja prvenstveno troškova nabavke fotonaponskih modula i pripadajuće opreme. Vrijednosti garantovanih otkupnih cijena su korigovane u prosjeku jednom godišnje. Trend njihove promjene ilustriran je dijagramom prikazanim na slici 7.7.



SLIKA 7.7

Pad vrijednosti garantovanih otkupnih cijena energije proizvedene PV sistemima

PRIMJER 7.6

Određivanje garantovane cijene energije iz PV sistema

Pokazati kako se određuje visina garantovane cijene po kojoj će se otkupljivati energija proizvedena PV sistemom snage 50 kW. Prema podacima iz tabele 7.3 smatrati da nabavni troškovi iznose jednokratno 1230 €/kW, da godišnji troškovi rada i održavanja iznose 40,17 €/kW, a da će ekvivalentno trajanje nominalne snage PV sistema biti 1370 časova godišnje.

Rješenje

Nabavna vrijednost PV sistema iznosi

$$P = 1230 \text{ [€/kW]} \cdot 50 \text{ [kW]} = 61.500 \text{ €},$$

dok će njegova godišnja proizvodnja u prosjeku da bude

$$W = 1370 \text{ [h]} \cdot 50 \text{ [kW]} = 68.500 \text{ kWh}.$$

Prema uslovima finansiranja, garantovana cijena proizvedene električne energije treba da bude tolika da se omogući vraćanje kredita, ostvarivanje dobiti na lična ulaganja i podmirivanje troškova rada i održavanja.

Od ukupne vrijednosti inicijalne investicije, 80% se obezbjeđuje iz kredita kamatne stope 7,7% i otplatnog perioda od 15 godina. Godišnja rata za otplatu kredita se računa po formuli (7.18):

$$A_1 = \frac{80}{100} \cdot P \cdot \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = 0,8 \cdot 61.500 \cdot \frac{0,077(1+0,077)^{15}}{(1+0,077)^{15} - 1} = 5643,15 \text{ €}.$$

Vlastitim sredstvima finansira se preostalih 20% investicije. Iznos koji će biti isplaćivan kao dobit od 13,5% na vlastito ulaganje određujemo na sličan način

$$A_2 = \frac{20}{100} \cdot P \cdot \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = 0,2 \cdot 61.500 \cdot \frac{0,135(1+0,135)^{15}}{(1+0,135)^{15} - 1} = 1952,71 \text{ €}.$$

Treći rashod na godišnjem nivou predstavljaju troškovi rada i održavanja

$$A_3 = 40,17 [\text{€/kW}] \cdot 50 [\text{kW}] = 2008,5 \text{ €}.$$

Ukupni odliv na godišnjem nivou određujemo sabiranjem troškova A_1 do A_3

$$A = A_1 + A_2 + A_3 = 5643,15 + 1952,71 + 2008,5 = 9604,37 \text{ €}.$$

Da bi tražena vrijednost odliva mogla da bude finansirana, garantovana cijena po kojoj se otkupljuje energija morala bi da iznosi

$$C = \frac{A}{W} = \frac{9604,37 [\text{€}]}{68.500 [\text{kWh}]} = 0,14021 [\text{€/kWh}] = 0,2742 [\text{KM/kWh}],$$

što je određeno uz uvažavanje fiksnog kursnog odnosa $1\text{€} = 1,95583 \text{ KM}$.

Troškove A_1 i A_2 moguće je, uz minimalnu grešku, odrediti u jednom potezu po metodi tzv. ponderisane kamatne stope. Ponderisana kamatna stopa se računa sabiranjem pojedinačnih kamatnih stopa za kredit i vlastitu dobit, prethodno pomnoženih odgovarajućim težinskim koeficijentima:

$$i = 0,2 \cdot 13,5\% + 0,8 \cdot 7,7\% = 8,86\%.$$

Suma troškova A_1 i A_2 određuje se jednom upotrebom formule (7.18):

$$A_1 + A_2 = P \cdot \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = 61.500 \cdot \frac{0,0886(1+0,0886)^{15}}{(1+0,0886)^{15} - 1} = 7566,68 \text{ €}.$$

Za ukupni odliv na godišnjem nivou sada se dobija

$$A = A_1 + A_2 + A_3 = 7566,68 + 2008,50 = 9575,18 \text{ €},$$

što daje traženu garantovanu cijenu

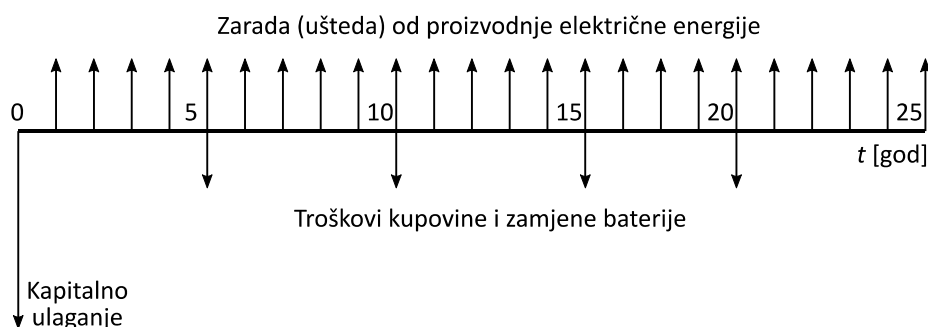
$$C = \frac{A}{W} = \frac{9575,18 [\text{€}]}{68.500 [\text{kWh}]} = 0,13978 [\text{€/kWh}] = 0,2734 [\text{KM/kWh}].$$

Ovako izračunata cijena je usvojena, kao što se može provjeriti u tabeli 7.4. ■

Garantovana cijena je izračunata za referentni sistem, koji bi trebao dobro da oslikava realnost. Ukoliko bi, ipak, na tržištu vladale okolnosti takve da je npr. nabavna cijena sistema jeftinija ili da je moguće obezbijediti kredit po povoljnijim uslovima, onda bi prinos investitora bio veći. Na prinos takođe utiče i moguća proizvodnja sistema, što je ilustrovano u sklopu primjera 7.5 poređenjem lokacija Trebinja i Banje Luke.

7.2.6 Cijena energije iz samostalnog PV sistema

Kod sistemâ koji rade samostalno, javljaju se dvije specifičnosti zbog kojih je energija koju proizvode dodatno skuplja od energije iz mrežno povezanih sistema. Prva važna činjenica je da samostalni sistemi moraju da imaju bateriju za akumulisanje energije, što primjetno utiče na povećanje troškova. Investitor u jednoj varijanti može da se odluči za kupovinu jeftinijih olovniha akumulatora, u namjeri da uštedi na inicijalnim investicionim troškovima. Time bi se suočio sa kraćim životnim vijekom i lošijim tehničkim performansama, od kojih posebno možemo da navedemo manju dozvoljenu dubinu pražnjenja i manji broj ciklusa. Ako bi u PV sistem, koji je namijenjen da radi 25 godina, bile ugrađene baterije čiji je životni vijek svega 5 godina, onda bi uz inicijalnu investiciju, baterije trebalo promijeniti još četiri puta. To je neophodno uvažiti u analizi tokova novca, kao što je ilustrovano na slici 7.8. Primjenom kvalitetnijih litijumskih baterija, došlo bi do povećanja troškova nabavke, ali takođe i do povećanja intervala zamjene na 10 i više godina.



SLIKA 7.8

Uticaj malog životnog vijeka baterije na investicionu sliku PV sistema

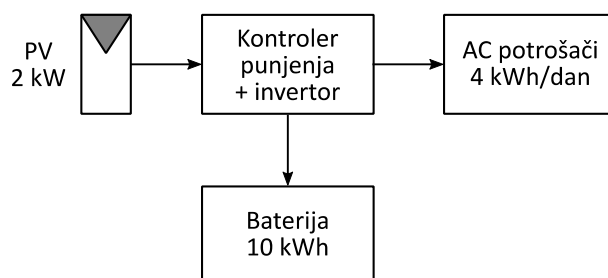
Druga važna karakteristika samostalnih sistema je potreba za predimenzionisanjem instalisane snage PV modula, jer se ona bira tako da zadovolji zahtjeve potrošnje čak i tokom zimskih perioda kada je zračenje Sunca oskudno. Troškovi

kupovine modula su zbog toga veći nego kod mrežno povezanih sistema, a višak energije koji se javlja tokom ljetnih mjeseci ne može se korisno upotrijebiti i nepovratno se odbacuje. Određeno poboljšanje se može napraviti prilagođivanjem nagibnog ugla PV modula karakteristikama potrošnje. Uz sliku 4.12 možemo se prisjetiti da povećavanjem nagibnog ugla solarnog kolektora dolazi do smanjenja ukupne godišnje raspoložive energije, ali se proizvodnja raspoređuje ravnomjernije po mjesecima, tako što se zimska prosječna energija povećava, a ljetna smanjuje.

PRIMJER 7.7

Cijena energije iz samostalnog sistema

Potrebno je odrediti cijenu energije koja se dobija iz samostalnog PV sistema sa ukupnom snagom modula od 2 kW. Dnevna potrošnja u prosjeku iznosi 4 kWh, a kapacitet baterije je 10 kWh. Cijene pojedinih komponenata sistema su: moduli 3000 KM, baterija 7000 KM, inverter/kontroler punjenja u jednom uređaju 2000 KM, ostali troškovi 3000 KM. Troškovi rada i održavanja su 150 KM godišnje. Smatrati da je životni vijek sistema 30 godina, a da je baterije neophodno zamijeniti svakih 10 godina. Proračun provesti sa diskontnom stopom od 6%.



Rješenje

Sadašnja vrijednost investicionih troškova predstavlja sumu inicijalnog ulaganja i troškova zamjene baterije u desetoj i dvadesetoj godini životnog vijeka:

$$\sum_{k=0}^n \frac{C_I(k)}{(1+d)^k} = C_I(0) + \frac{C_I(10)}{(1+d)^{10}} + \frac{C_I(20)}{(1+d)^{20}}$$

$$= 15.000 + 3908,76 + 2182,63 = 21.091,40 \text{ KM.}$$

Sadašnja vrijednost troškova rada i održavanja iznosi:

$$\sum_{k=0}^n \frac{C_M(k)}{(1+d)^k} = C_M \cdot \frac{d(1+d)^n}{(1+d)^n - 1} = 150 \cdot \frac{0,06(1+0,06)^{30}}{(1+0,06)^{30} - 1} = 2064,72 \text{ KM.}$$

Diskontovana vrijednost proizvedene energije se računa kao

$$\sum_{k=0}^n \frac{W(k)}{(1+d)^k} = W \cdot \frac{d(1+d)^n}{(1+d)^n - 1} = 4 \cdot 365 \cdot \frac{0,06(1+0,06)^{30}}{(1+0,06)^{30} - 1} = 20.096,65 \text{ kWh.}$$

Konačno, nivelisana cijena energije imaće vrijednost od

$$LCOE = \frac{\sum_{k=0}^n \frac{C_I(k) + C_M(k)}{(1+d)^k}}{\sum_{k=0}^n \frac{W(k)}{(1+d)^k}} = \frac{21.091,40 + 2064,72}{20.096,65} = 1,15 \frac{\text{KM}}{\text{kWh}}.$$

Da bi investitor ostvario godišnju dobit od 6% ili da bi vraćao kredit čija je kamatna stopa 6%, potrebno je da energiju prodaje (ili sam koristi) po cijeni od 1,15 KM/kWh. Ovo je očigledno visoka cijena energije, koja je značajno viša od cijene kilovat-časa koji se dobija iz mrežno povezanog PV sistema. Međutim, ukoliko je distributivna mreža veoma udaljena, pa su troškovi priključenja visoki, opravdanost investiranja u samostalni sistem dobija smisao. ■

LITERATURA

- [1] REN21, *Renewables 2018 Global Status Report*, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Paris, 2018.
- [2] Kenneth S. Krane, *Introductory Nuclear Physics*, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, 1988.
- [3] Samuel S. M. Wong, *Introductory Nuclear Physics*, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, 1998.
- [4] John Lilley, *Nuclear Physics: Principles and Applications*, John Wiley & Sons, Ltd., Chichester, 2001.
- [5] F. W. Taylor, *Elementary Climate Physics*, Oxford University Press, New York, 2005.
- [6] John M. Wallace, Peter V. Hobbs, *Atmospheric Science: An Introductory Survey*, Second Edition, Elsevier Academic Press, 2006.
- [7] C. Julian Chen, *Physics of Solar Energy*, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, 2011.
- [8] A. Satya Narayanan, *An Introduction to Waves and Oscillations in the Sun*, Springer Science+Business Media, New York, 2013.
- [9] Theodore L. Bergman, Adrienne S. Lavine, Frank P. Incropera, David P. DeWitt, *Introduction to Heat Transfer*, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, 2011.
- [10] Michael Vollmer, Klaus-Peter Mollmann, *Infrared Thermal Imaging: Fundamentals, Research and Applications*, Wiley-VCH, Weinheim, 2010.
- [11] ASHRAE, *Handbook on Heating, Ventilating, and Air-Conditioning Applications*, American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers Inc., Atlanta, 2015.
- [12] Viorel Badescu (Ed.), *Modeling Solar Radiation at the Earth's Surface: Recent Advances*, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 2008.
- [13] Stanley E. Manahan, *Environmental Chemistry*, CRC Press, Taylor & Francis Group, Boca Raton, 2009.
- [14] Watt Engineering, *On the Nature and Distribution of Solar Radiation*, U.S. Department of Energy Report HCP/T2552-01, 1978.
- [15] Fritz Kastner and Andrew T. Young, *Revised optical air mass tables and approximation formula*, Applied Optics 28, 4735–4738, 1989.

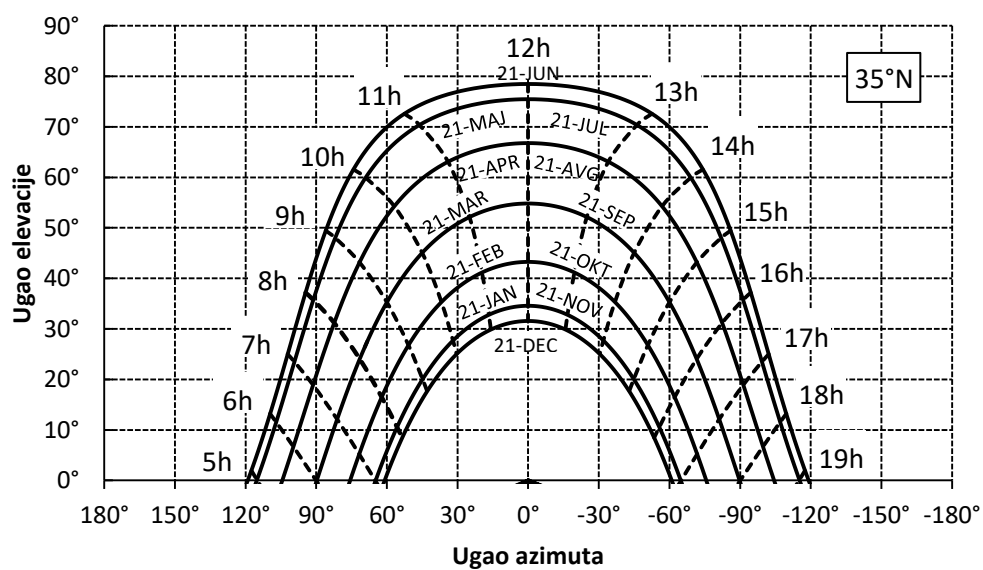
- [16] ASTM G173-03(2012), *Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiances: Direct Normal and Hemispherical on 37° Tilted Surface*, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2012, www.astm.org.
- [17] D. Yogi Goswami, *Principles of Solar Engineering*, Third Edition, CRC Press, Taylor & Francis Group, Boca Raton, 2015.
- [18] Gilbert M. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, Wiley-IEEE Press, New York, 2004.
- [19] John A. Duffie, William A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, Fourth Edition, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, 2013.
- [20] Soteris A. Kalogirou, *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*, Elsevier Academic Press, 2014.
- [21] Ursula Eicker, *Solar technologies for buildings*, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, 2003.
- [22] J. W. Spencer, *Fourier Series Representation of the Position of the Sun*, *Search*, 2 (5), 172, 1971.
- [23] A. B. Meinel, M. P. Meinel, *Applied solar energy*, Addison-Wesley Publishing Co., Reading, 1976.
- [24] T. M. Klucher, *Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces*, *Solar Energy*, 23 (2), 111–114, 1979.
- [25] J. E. Hay, J. A. Davies, *Calculations of the solar radiation incident on an inclined surface*. In: *Proceedings of the First Canadian Solar Radiation Data Workshop*, 59. Ministry of Supply and Services, Canada, 1980.
- [26] D. T. Reindl, W. A. Beckman, J. A. Duffie, *Diffuse fraction correlations*, *Solar Energy*, 45 (1), 1–7, 1990.
- [27] D. T. Reindl, W. A. Beckman, J. A. Duffie, *Evaluation of hourly tilted surface radiation models*, *Solar Energy*, 45 (1), 9–17, 1990.
- [28] R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, J. Michalsky, R. Stewart, *Modeling Daylight Availability and Irradiance Components from Direct and Global Irradiance*, *Solar Energy*, 44, 271–289, 1990.
- [29] B. Y. H. Liu, R. C. Jordan, *The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse and Total Solar Radiation*, *Solar Energy*, 4, 1–19, 1960.
- [30] R. C. Jordan, B. Y. U. Liu, *Applications of solar energy for heating and cooling of buildings*, ASHRAE Publication GRP vol. 170, 1977.
- [31] Antonio Luque, Steven Hegedus (Eds.) *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, Second Edition, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, 2011.

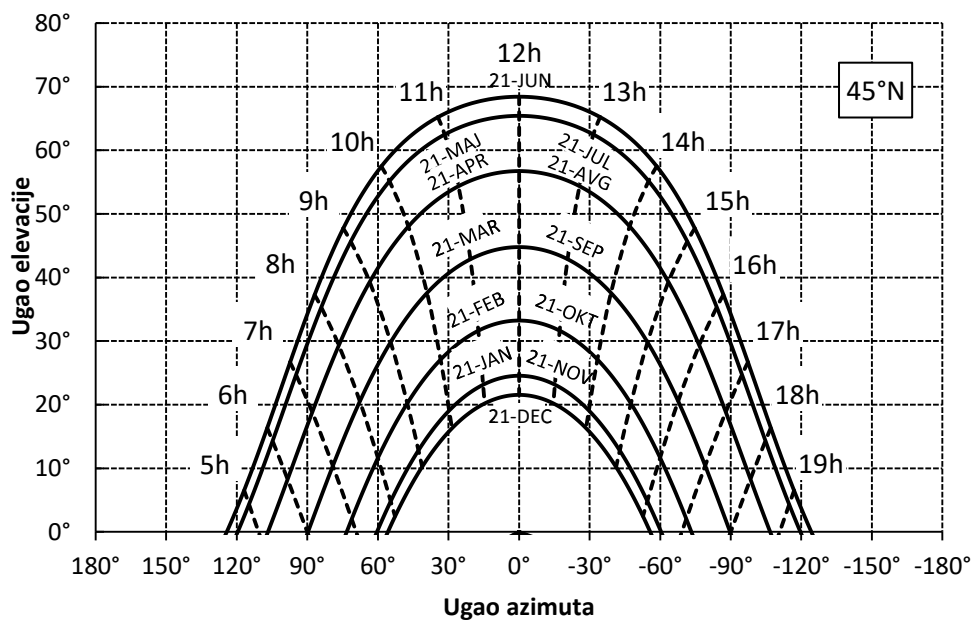
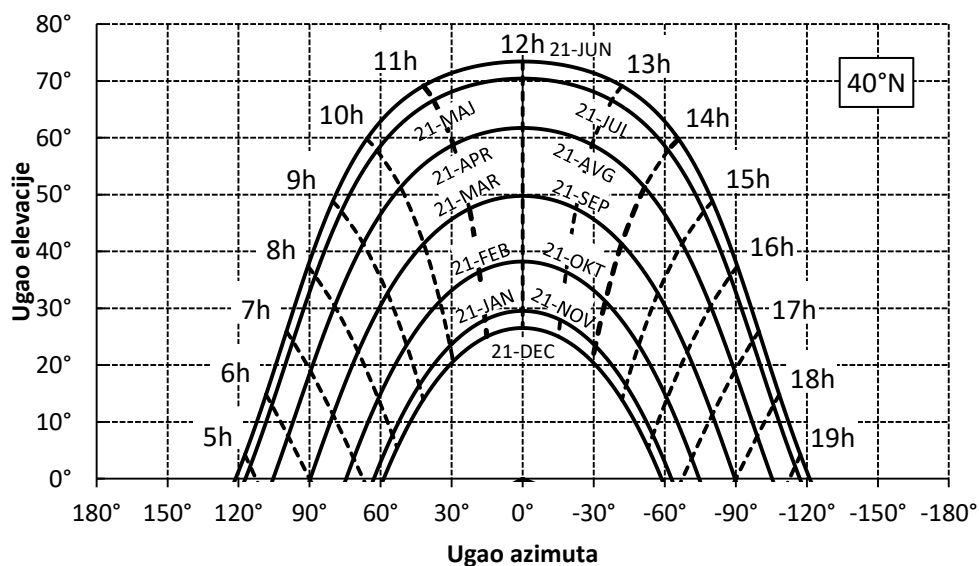
- [32] M. Collares-Pereira, A. Rabl, *The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values*, Solar Energy, 22, 155–164, 1979.
- [33] D. G. Erbs, S. A. Klein, J. A. Duffie, *Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly average global radiation*, Solar Energy, 28, 293–302, 1982.
- [34] A. De Miguel, J. Bilbao, R. Aguiar, H. Kambezidis, E. Negro, *Diffuse solar irradiation model evaluation in the North Mediterranean Belt area*, Solar Energy 70, 143–153, 2001.
- [35] M. P. Thekaekara, *Solar Radiation Measurement: Techniques and Instrumentation*, Solar Energy, 18 (4), 309–325, 1976.
- [36] Kipp & Zonen, *Solar Instruments*, Online: <http://www.kippzonen.com/ProductGroup/1/Solar-Instruments>.
- [37] M. Šúri, T. A. Huld, E. D. Dunlop, H. A. Ossenbrink, *Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries*, Solar Energy, 81, 1295–1305, 2007.
- [38] M. Šúri, T. A. Huld, E. D. Dunlop, *Geographic aspects of photovoltaics in Europe: Contribution of the PVGIS website*, IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing, 1 (1), 34–41, 2008.
- [39] W. Marion, K. Urban, *User's Manual for TMY2s Typical Meteorological Years*, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, 1995.
- [40] S. Wilcox, W. Marion, *Users Manual for TMY3 Data Sets*, Technical Report NREL/TP-581-43156, May 2008.
- [41] R. Aguiar, M. Collares-Pereira, *A simple procedure for the generation of sequences of daily radiation values using Markov transition matrices*, Solar Energy, 40, 269–279, 1988.
- [42] R. Aguiar, M. Collares-Pereira, *TAG: A time-dependent, autoregressive Gaussian model for generating synthetic hourly radiation*, Solar Energy, 49, 167–174, 1992.
- [43] G. N. Tiwari, Swapnil Dubey, *Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their Applications*, RSC Publishing, Cambridge, 2010.
- [44] H. P. Garg, *Advances in Solar Energy Technology: Heating, Agricultural and Photovoltaic Applications of Solar Energy, Vol. 3*, D. Reidel Publishing Company, Dordrecht, Holland, 1987.
- [45] Volker Quaschnig, *Understanding Renewable Energy Systems*, Earthscan, London, 2005.
- [46] Milenko Đurić, Željko Đurišić, Aleksandar Čukarić, *Elektrane*, KIZ centar, Beograd, 2014.

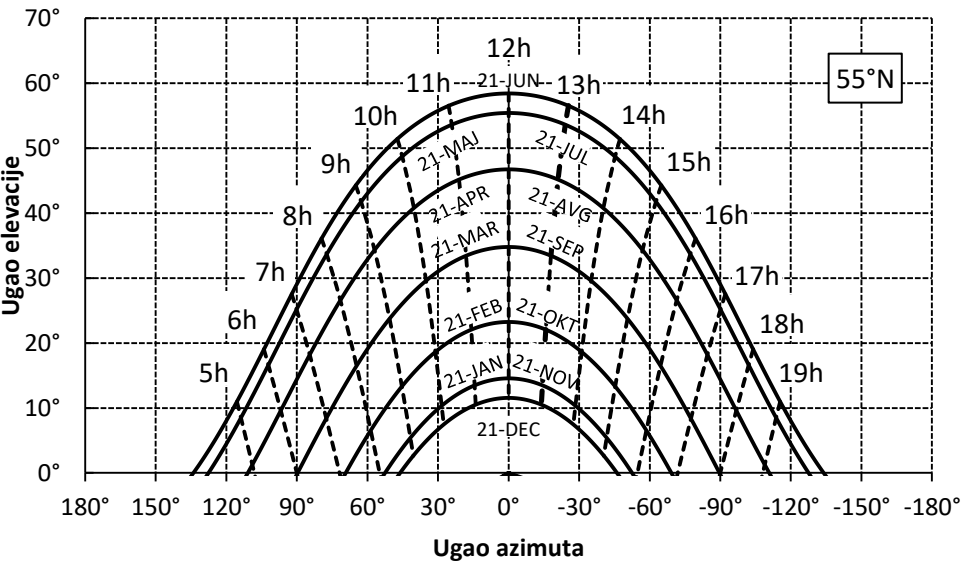
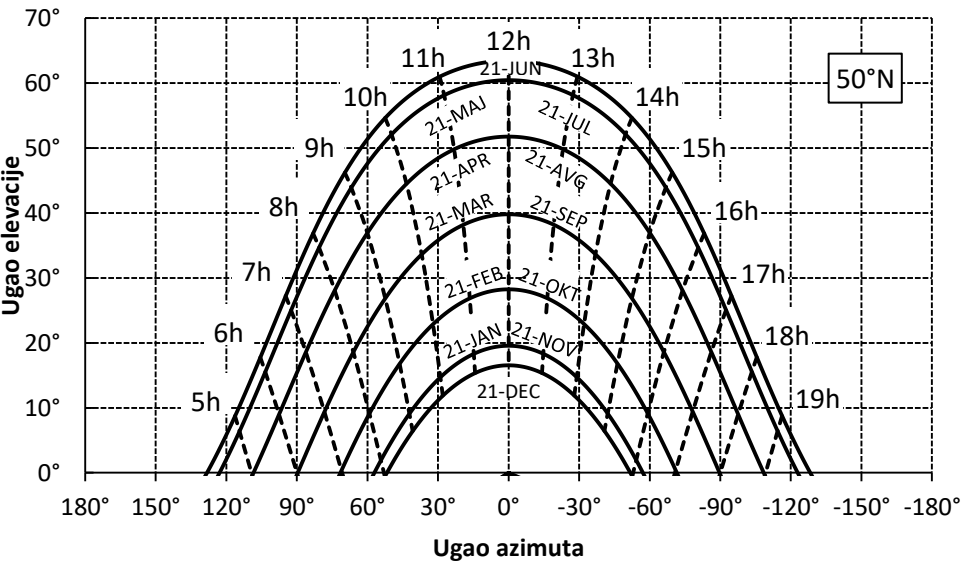
- [47] Bo Zhao, Caisheng Wang, Xuesong Zhang, *Grid-Integrated and Standalone Photovoltaic Distributed Generation Systems: Analysis, Design, and Control*, John Wiley & Sons Singapore Pte. Ltd, Singapore, 2018.
- [48] S. Kouro, J. Leon, D. Vinnikow, L. G. Franquelo, *Grid-connected photovoltaic systems: an overview of recent research and emerging PV converter technology*, IEEE Industrial Electronics Magazine, 9(1), 47–61, 2015.
- [49] Weidong Xiao, *Photovoltaic Power System: Modeling, Design, and Control*, John Wiley & Sons, Hoboken, 2017.
- [50] Md. Rabiul Islam, Faz Rahman, Wei Xu, (Eds.) *Advances in Solar Photovoltaic Power Plants*, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 2016.
- [51] Konrad Mertens, *Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice*, John Wiley & Sons, Ltd., Chichester, 2014.
- [52] Branko Dokić, Branko Blanuša, Željko Ivanović, *Energetski pretvarači u obnovljivim izvorima*, Elektrotehnički fakultet Banja Luka, Akademski misao, Beograd, 2013.
- [53] Schneider Electric, *Electrical installation guide: According to IEC international standards*, Schneider Electric Industries SAS, Rueil-Malmaison Cedex, 2016.
- [54] ABB, *Technical Application Papers No.10: Photovoltaic plants*, ABB SACE, A division of ABB S.p.A., L.V. Breakers, Bergamo, Italy, 2010.
- [55] Miomir Kostić, *Teorija i praksa projektovanja električnih instalacija*, Akademski misao, Beograd, 2005.
- [56] Ahmed F. Zobaa, Ramesh C. Bansal, (Eds.) *Handbook of renewable energy technology*, World Scientific, Singapore, 2011.
- [57] Harry Wirth, *Recent Facts about Photovoltaics in Germany*, Fraunhofer ISE, download from www.pv-fakten.de, version of June 14, 2018.
- [58] REERS [Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske], *Odluka o visini garantovanih otkupnih cijena i premija za električnu energiju proizvedenu iz obnovljivih izvora i u efikasnoj kogeneraciji*, januar 2017.

DODATAK A: DIJAGRAMI PUTANJE SUNCA

U ovom dodatku su prikazani dijagrami putanje Sunca na nebeskoj sferi za karakteristične geografske širine na Zemlji.







DODATAK B: METEOROLOŠKI I ENERGETSKI PODACI

U ovom dodatku dati su karakteristični meteorološki i energetske podaci za gradove u regionu. Vrijednosti su preuzete iz baze PVGIS–CMSAF, koja je formirana na osnovu satelitskih mjerenja. Prikazane vrijednosti mogu da se u određenoj mjeri razlikuju od podataka pronađenih u nekoj drugoj bazi. U tabelama su prikazane sljedeće veličine:

$\bar{H}_H$ – Dnevna insolacija usrednjena na mjesečnom nivou [kWh/m²]

K_T – Indeks vedrine

T – Prosječna mjesečna temperatura [°C]

W_H – Mjesečna proizvodnja električne energije tipičnog PV sistema snage kod kojeg su moduli postavljeni horizontalno [kWh/kW_p]

W_O – Mjesečna proizvodnja električne energije tipičnog PV sistema snage kod kojeg su moduli okrenuti ka jugu i postavljeni pod optimalnim uglom [kWh/kW_p]

W_T – Mjesečna proizvodnja električne energije tipičnog PV sistema koji posjeduje mehanizam za praćenje položaja Sunca po obje ose [kWh/kW_p]

TABELA B.1

Osnovni meteorološki podaci uprosječeni na mjesečnom nivou

Banja Luka, BA: ↑ 48,77 N ↔ 17,19 E												
	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec
$\bar{H}_H$	1,13	1,69	2,98	4,37	5,03	5,83	6,26	5,55	3,67	2,34	1,50	1,05
K_T	0,33	0,35	0,43	0,47	0,46	0,50	0,56	0,57	0,49	0,44	0,42	0,35
T	4,0	3,2	8,2	12,4	16,0	20,2	22,8	22,7	18,4	13,2	9,6	4,8

Beograd, RS: ↑ 48,79 N ↔ 20,45 E												
	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec
$\bar{H}_H$	1,21	1,91	3,39	4,90	5,68	6,37	6,71	5,94	4,03	2,62	1,64	1,01
K_T	0,35	0,40	0,49	0,53	0,52	0,55	0,60	0,61	0,53	0,50	0,46	0,34
T	1,3	1,3	6,9	12,3	16,6	20,6	23,4	23,2	18,5	12,1	8,2	2,2

Ljubljana, SI: $\updownarrow$ 46,06 N $\leftrightarrow$ 14,51 E												
	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec
$\bar{H}_H$	1,00	1,71	3,09	4,53	5,42	6,07	6,26	5,48	3,70	2,10	1,12	0,86
K_T	0,31	0,37	0,46	0,50	0,50	0,52	0,56	0,57	0,50	0,42	0,33	0,31
T	2,9	2,0	7,0	11,4	15,0	19,4	21,9	21,4	17,1	12,4	8,6	4,1

Niš, RS: $\updownarrow$ 43,32 N $\leftrightarrow$ 21,87 E												
	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec
$\bar{H}_H$	1,28	2,05	3,42	4,87	5,55	6,57	7,00	6,23	4,27	2,72	1,74	1,15
K_T	0,35	0,41	0,48	0,52	0,51	0,57	0,62	0,63	0,55	0,50	0,45	0,36
T	1,5	2,5	7,7	12,9	17,7	21,8	24,9	25,2	20,4	12,9	8,4	2,2

Novi Sad, RS: $\updownarrow$ 45,27 N $\leftrightarrow$ 19,83 E												
	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec
$\bar{H}_H$	1,13	1,85	3,32	4,80	5,52	6,20	6,58	5,87	3,97	2,53	1,58	0,95
K_T	0,34	0,39	0,49	0,52	0,51	0,54	0,59	0,61	0,53	0,49	0,45	0,33
T	1,1	1,1	6,8	12,3	16,6	20,7	23,6	23,3	18,5	11,9	7,6	1,7

Osijek, HR: $\updownarrow$ 45,56 N $\leftrightarrow$ 18,70 E												
	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec
$\bar{H}_H$	1,11	1,79	3,29	4,97	5,68	6,33	6,55	5,84	3,93	2,50	1,49	0,93
K_T	0,34	0,38	0,48	0,54	0,52	0,55	0,59	0,60	0,53	0,49	0,43	0,33
T	1,6	1,2	7,0	12,4	16,5	20,6	23,5	23,0	18,0	11,9	7,4	1,8

Podgorica, ME: $\updownarrow$ 42,43 N $\leftrightarrow$ 19,26 E												
	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec
$\bar{H}_H$	1,65	2,35	3,71	5,20	6,23	7,17	7,58	6,81	4,77	3,09	1,93	1,51
K_T	0,43	0,45	0,51	0,55	0,57	0,62	0,68	0,69	0,61	0,55	0,48	0,45
T	7,8	8,6	11,4	15,1	19,3	24,1	27,3	28,0	23,4	18,2	14,7	9,5

Sarajevo, BA: $\downarrow$ 43,86 N $\leftrightarrow$ 18,41 E

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec
$\bar{H}_H$	1,27	1,85	3,01	4,40	5,06	6,03	6,45	5,81	3,93	2,50	1,59	1,11
K_T	0,36	0,37	0,43	0,47	0,46	0,52	0,58	0,59	0,51	0,46	0,42	0,36
T	0,1	0,0	4,8	9,9	13,9	18,0	20,8	21,0	16,2	10,5	6,5	0,7

Skoplje, MK: $\downarrow$ 42,00 N $\leftrightarrow$ 21,43 E

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec
$\bar{H}_H$	1,60	2,44	3,58	5,03	5,84	6,77	7,29	6,52	4,53	2,96	1,86	1,46
K_T	0,41	0,46	0,49	0,53	0,53	0,58	0,65	0,66	0,57	0,52	0,46	0,42
T	2,8	3,9	7,4	11,8	16,8	21,0	24,3	24,6	19,7	13,3	9,4	3,5

Split, HR: $\downarrow$ 43,51 N $\leftrightarrow$ 16,44 E

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec
$\bar{H}_H$	1,56	2,39	3,71	5,20	6,26	7,00	7,42	6,55	4,67	2,99	1,74	1,43
K_T	0,43	0,48	0,52	0,56	0,57	0,60	0,66	0,67	0,61	0,55	0,46	0,45
T	8,3	8,1	10,9	14,1	17,9	22,8	26,0	25,8	21,6	17,0	13,8	9,1

Tuzla, BA: $\downarrow$ 44,54 N $\leftrightarrow$ 18,67 E

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec
$\bar{H}_H$	1,15	1,77	3,11	4,57	5,16	5,93	6,35	5,68	3,80	2,39	1,52	1,02
K_T	0,33	0,37	0,45	0,49	0,47	0,51	0,57	0,58	0,50	0,45	0,42	0,34
T	1,7	1,2	6,8	12,1	15,9	19,8	22,5	22,4	17,8	11,9	7,9	2,2

Zagreb, HR: $\downarrow$ 45,82 N $\leftrightarrow$ 15,98 E

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec
$\bar{H}_H$	1,04	1,75	3,14	4,70	5,52	6,27	6,32	5,65	3,70	2,27	1,26	0,89
K_T	0,32	0,38	0,46	0,51	0,51	0,54	0,57	0,58	0,50	0,45	0,37	0,32
T	1,4	1,1	6,9	12,0	15,8	20,3	23,2	22,7	17,3	11,6	7,2	2,1

TABELA B.2

Osnovni energetske pokazatelji uprosječeni na mjesečnom nivou

Banja Luka, BA: $\downarrow$ 48,77 N $\leftrightarrow$ 17,19 E													
	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec	Σ
W_H	26,8	38,1	74,4	103	121	133	145	130	84,8	56,3	34,6	24,6	972
W_O	44,6	52,6	93,2	113	120	127	141	138	102	79,7	57,3	44,9	1113
W_T	55,4	62,7	116	147	164	179	207	193	134	101	72,2	56,6	1488

Beograd, RS: $\downarrow$ 48,79 N $\leftrightarrow$ 20,45 E													
	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec	Σ
W_H	29,6	44,2	85,9	117	137	146	157	140	94,2	64,2	38,6	24,2	1078
W_O	48,6	62,7	108	130	137	140	153	150	115	93,1	65,2	41,3	1244
W_T	59,4	74,7	133	167	183	196	223	207	150	117	81,9	50,3	1642

Ljubljana, SI: $\downarrow$ 46,06 N $\leftrightarrow$ 14,51 E													
	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec	Σ
W_H	23,9	39	78,9	109	133	140	147	130	86,8	51,5	25,6	19,8	985
W_O	38,8	55,4	101	121	134	135	145	140	105	69,6	38,2	32,9	1116
W_T	46,9	66,4	123	154	177	182	203	185	131	82,7	45,2	39,6	1436

Niš, RS: $\downarrow$ 43,32 N $\leftrightarrow$ 21,87 E													
	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec	Σ
W_H	31,4	47,2	86	115	133	149	162	144	98,1	66,1	41	27,6	1100
W_O	51,4	66,7	107	125	131	141	156	154	118	93,9	68,1	47,5	1260
W_T	63,2	80,4	133	163	177	200	229	217	156	119	86,5	58,9	1683

Novi Sad, RS: $\downarrow$ 45,27 N $\leftrightarrow$ 19,83 E													
	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec	Σ
W_H	27,4	42,5	84,7	115	134	142	154	138	92,6	61,9	37,1	22,5	1052
W_O	44,4	60,4	107	127	134	136	150	148	114	90,1	63,2	37,8	1212
W_T	53,9	71,6	133	164	179	190	218	207	148	113	79,9	45,8	1603

Osijek, HR: $\updownarrow 45,56$ N $\leftrightarrow$ 18,70 E

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec	Σ
W_H	26,8	41,1	83,8	119	138	146	154	138	91,9	61,5	34,9	21,9	1057
W_O	43,7	58,4	106	132	138	140	150	148	113	88,9	58,6	37,5	1214
W_T	53,1	69,4	131	171	185	196	218	205	146	111	73,7	45,8	1605

Podgorica, ME: $\updownarrow 42,43$ N $\leftrightarrow$ 19,26 E

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec	Σ
W_H	40	52,8	91,9	122	148	161	173	156	109	74,1	44,3	35,8	1208
W_O	73	78,6	116	133	144	149	163	164	132	108	77,1	71,5	1409
W_T	93,4	97,2	147	177	203	220	247	238	176	138	98,8	92,2	1928

Sarajevo, BA: $\updownarrow 43,86$ N $\leftrightarrow$ 18,41 E

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec	Σ
W_H	31,3	42,9	76,7	105	124	139	152	137	92,2	61,4	37,6	26,9	1026
W_O	50,2	58,7	93,4	114	122	132	147	146	111	85,4	60,2	45,1	1165
W_T	60,3	68,7	114	147	161	186	209	202	143	105	73,7	54,1	1524

Skoplje, MK: $\updownarrow 42,00$ N $\leftrightarrow$ 21,43 E

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec	Σ
W_H	39,9	56,3	90,1	119	140	154	168	151	105	71,8	43,8	35,4	1174
W_O	64,2	80,5	111	129	137	144	161	159	125	100	71,1	62,5	1344
W_T	78,8	98,8	140	169	187	206	239	226	166	128	90,1	78,8	1808

Split, HR: $\updownarrow 43,51$ N $\leftrightarrow$ 16,44 E

	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec	Σ
W_H	37,8	54,1	93,8	124	152	160	173	153	109	72,9	40,3	33,8	1204
W_O	70,7	83,4	121	137	149	149	164	163	135	109	70,8	71,1	1423
W_T	90,4	104	153	182	211	225	253	239	177	140	90,4	93,5	1958

Tuzla, BA: $\downarrow$ 44,54 N $\leftrightarrow$ 18,67 E													
	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec	Σ
W_H	28,1	40,7	78,2	108	124	135	148	133	88,4	58,3	35,6	24,3	1002
W_O	42,6	55,5	97,1	118	123	129	144	142	107	80,5	56	39,4	1134
W_T	48,4	63,9	119	152	163	179	206	195	137	97,1	66,7	46	1473

Zagreb, HR: $\downarrow$ 45,82 N $\leftrightarrow$ 15,98 E													
	Jan	Feb	Mar	Apr	Maj	Jun	Jul	Avg	Sep	Okt	Nov	Dec	Σ
W_H	25,2	40,4	79,6	112	134	144	148	133	87	55,5	29,4	20,9	1009
W_O	40,5	57,5	101	125	134	138	145	143	106	77,6	45,8	36,5	1150
W_T	47,9	68,1	124	159	180	191	203	195	134	95,4	54,6	44,8	1497

DODATAK C: DOSTUPNI SOFTVERSKI ALATI

PVWatts

Kalkulator *PVWatts* (<https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>) je besplatna internet aplikacija razvijena od strane američke Nacionalne laboratorije za obnovljivu energiju (NREL). Namjena kalkulatora je procjena proizvodnje mrežno povezanih fotonaponskih sistema na bazi osnovnih ulaznih podataka. Korisnik zadaje lokaciju, instalisanu snagu sistema, tip PV modula, orijentaciju, način montaže i ukupne gubitke. Na osnovu podataka tipične meteorološke godine, izračunava se proizvodnja sistema na dnevnom, mjesečnom i godišnjem nivou. Interfejs je veoma jednostavan i mnogi međukoraci su inicijalno skriveni od korisnika, ali je detaljan opis upotrijebljenih matematičkih modela dostupan u tehničkoj dokumentaciji.

The screenshot displays the PVWatts Calculator interface. At the top, the title 'PVWatts Calculator' and the NREL logo are visible. Below the header, there's a navigation bar with 'My Location' (set to 'daria luka'), 'HELP', 'FEEDBACK', and 'ALL NREL SOLAR TOOLS'. The main content area is divided into three tabs: 'RESOURCE DATA', 'SYSTEM INFO' (selected), and 'RESULTS'. The 'SYSTEM INFO' tab contains a 'Go to resource data' link on the left and a 'Go to PVWatts results' link on the right. The central form is titled 'SYSTEM INFO' and includes a 'RESTORE DEFAULTS' button. It contains several input fields: 'DC System Size (kW)' (60), 'Module Type' (Standard), 'Array Type' (Fixed (open rack)), 'System Losses (%)' (14.08), 'Tilt (deg)' (04), and 'Azimuth (deg)' (180). Below these is an 'Advanced Parameters' section. At the bottom, there's a 'RETAIL ELECTRICITY RATE' section with 'Rate Type' (Residential) and 'Rate (\$/kWh)' (No utility data available). A small 'Draw Your System' section on the right shows a map and a 'Go to PVWatts results' link. The footer contains NREL and PVWatts trademarks, version information (6.2.2), and links for 'Need Help?', 'Security & Privacy', 'Disclaimer', and 'NREL Home'.

PVGIS

Kalkulator *PVGIS* (http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html) je evropska varijanta internet aplikacije za procjenu proizvodnje fotonaponskih sistema. Dio je PVGIS platforme koja uopšteno predstavlja servis za obezbjeđivanje podataka o zračenju Sunca za praktično sve lokacije na zemlji, korišćenjem više različitih izvora. U odnosu na *PVWatts*, ovaj kalkulator ima nekoliko naprednijih opcija koje, između ostalog, uključuju optimizaciju nagibnog i azimutalnog ugla kolektora, uvažavanje više vrsta metoda za praćenje pozicije Sunca, te procjenu proizvodnje fotonaponskih sistema koji nisu vezani sa elektroenergetskom mrežom. Rezultate proračuna moguće je dobiti u CSV ili PDF formatu.



INDEKS

A

Aerosoli, 31
Afel, 47
Akceptor, 145
Albedo, 42, 95
Albedometar, 128
Apsorpcija, 34
Atmosfera, 30

B

Baterije, 183
 na bazi litijuma, 188
 na bazi nikla, 187
 olovne, 183
Blokirajuće diode, 172
Bohr-ov model atoma, 136
Brojanje kulona, 192

C

Cash flow analiza, 242
Cirkumsolarno zračenje, 41, 42, 90
Crno tijelo, 19, 23, 26, 28

D

DC/DC pretvarač, 195
 Buck-boost pretvarač, 199
 Indirektni - *flyback*, 200
 Podizač napona - *boost* pretvarač, 198
 Spuštač napona - *buck* pretvarač, 196
Difuzno zračenje, 75, 86, 115
 Anizotropski model, 90
 Hay-Davies-ov model, 91
 Izotropski model, 87

Klucher-ov model, 90

Perez-ov model, 91

Reindl-ov model, 91

Dijagram putanje Sunca, 66

Dioda, 147

Direktno zračenje, 75, 81

Diskontna stopa, 243

Dobit, 240

Donor, 145

Dopiranje, 144

Dubina pražnjenja baterije, 191

Dugodnevica, 48, 50

E

Efekat staklene bašte, 34

Efikasnost baterije, 192

Efikasnost invertora

 CEC, 214

 Evropska, 213

Ekvator, 44

Ekvivalentno vrijeme iskorišćenja
 instalisanog snage, 257

Emitansa, 19

Energetski procjep, 137, 138, 142

F

Faktor iskorišćenja instalisanog
 kapaciteta, 257

Faktor nagiba, 85

Faktor popunjenosti, 154

Faktor povrata kapitala, 249

Faktor sadašnje vrijednosti, 249

Foton, 27, 134, 141

Fotonaponska ćelija, 133, 149

Fotonaponska konverzija, 133

Fotonaponski efekat, 7, 133, 139
 Fotonaponski modul, 158, 175
 Fotonaponski panel, 160
 Fotonaponski sistem, 175
 Hibridni, 178
 Integrisan u zgradu, 182
 Povezan sa mrežom, 179
 Samostalni, 176
 Funkcija sadašnje vrijednosti, 245
 Fuzija, 12, 14

G

Garantovane otkupne cijene, 8, 264
 Geografska dužina, 44
 Geografska širina, 44
 Geografska visina, 45
 Globalno zagrijavanje, 3, 4
 Grinički meridijan, 44
 Gustina snage zračenja, 18

I

Indeks vedrine, 110, 112
 Inflacija, 246
 Insolacija, 6, 76, 110, 118
 Interna stopa prinosa, 247
 Invertor, 206
 Jednofazni, 207, 209
 Modulski, 219
 Sa galvanskim odvajanjem, 210
 Talasni oblici, 208
 Trofazni, 211
 Višenivovski, 211
 Inverzna struja zasićenja, 147
 Investitor, 240
 Inženjerska ekonomija, 239
 Iradijansa, 21, 76, 110
 I-U karakteristika, 152
 Izolator, 137

J

Jednačina vremena, 56
 Južni polarnik, 52

K

Kablovi, 229
 Kapacitet baterije, 190
 Koeficijent emisivnosti, 19
 Koeficijent refleksije, 95
 Konektori, 229
 Konfiguracija fotonaponskog sistema
 sa centralnim invertorom, 216
 sa invertorima na nivou stringa, 216
 sa modulskim DC/DC pretvaračima i
 zajedničkim invertorom, 220
 sa modulskim invertorima, 219
 Kosinusni gubici, 84
 Kratkodnevica, 48, 50
 Kriva učenja, 255

L

Lokalno vrijeme, 55, 58
 Ljetno računanje vremena, 57

M

Mapa solarnog potencijala, 6, 128
Maximum power point tracking – MPPT,
 195, 201, 207, 213
 Algoritam inkrementalne provodnosti, 202
 Perturb and observe, 202
Meinel-ova formula, 81, 83
 Memorijski efekat, 188
 Meridijani, 44
 Milankovićeve oscilacije, 48
 Model fotonaponske ćelije, 151, 156
 Montaža, 233

N

Nadzor i upravljanje, 235

Nagib kolektora, 85
 Napon otvorenog kola, 152
 Natpisna pločica, 163
 Neto sadašnja vrijednost, 244
 Neutrino, 13, 14
 Nivelisana cijena energije, 252
 Normalna radna temperatura ćelije, 166

O

Oblačnost, 110
 Odvodnik prenapona, 225
 Optička debljina, 82
 Optički prozor, 35
 Optimalni nagib kolektora, 122
 Osiromašena zona, 146
 Ozon, 31, 34

P

Pad napona, 231
 Paralele, 44
 Perihel, 47
 Perovskit, 135
 Piranometar, 123
 Pirheliometar, 126
Planck-ov zakon, 23, 28, 32
 P-N spoj, 146
 Podsticajni mehanizmi, 8, 261
 Poluprovodnik, 137, 138
 n-tipa, 144
 p-tipa, 145
 Poprečni presjek provodnika, 232
 Praćenje pozicije Sunca, 99
 po dvije ose, 99
 po jednoj osi, 100
 polarni, 102
 rotacijom oko horizontalno postavljene E-W ose, 104
 rotacijom oko horizontalno postavljene N-S ose, 103
 rotacijom oko nagnute N-S ose, 101
 rotacijom oko vertikalne ose, 104
 ručno pomjeranje N-S ose, 100

Precesija, 48
 Premošćavajuće diode, 170
 Prihod, 240, 242
 Prosta stopa prinosa, 241
 Prosti period otplate, 240
 Provodnik, 137

R

Radijansa, 19
 Rashod, 240, 242
 Rasijanje, 36
 Mie-jevo, 37
 Neselektivno, 37
 Rayleigh-jevo, 36
 Ravnodnevnica, 50, 51
 Reflektovano zračenje, 75, 95

S

Satni ugao, 54, 77
 SCADA sistem, 237
Shockley-jeva diodna jednačina, 147
Shockley-Queisser-ov limit, 143
 Sjenka, 68, 167
 Sjeverni polarnik, 52
 Sjeverni povratnik, 50
 Solarna konstanta, 28, 29, 77
 Solarno podne, 52, 57, 60
 Solarno vrijeme, 52, 55
 Spektar elektromagnetskog zračenja, 18
 Spektralna gustina snage zračenja, 19
 Spektralna iradijansa, 21, 41
 Spektralna radijansa, 19
 Spencer-ova formula, 50
 Standardni uslovi ispitivanja (STC), 162
Stefan-Boltzmann-ov zakon, 25, 28, 32
 Stepennapunjenosti baterije, 191
 Stepennapunjenosti baterije, 191
 Stepennapunjenosti baterije, 191
 String, 160, 172
 Struja kratkog spoja, 152
 Sunce, 4, 11, 43
 Sunčeve pjege, 16
 Šupljina, 139

T

Talasno-korpuskularna dualnost, 27, 141
Termičko zračenje, 18
Tipična meteorološka godina, 129
Trajanje obdanice, 65, 66

U

Ugao azimuta, 62
Ugao dana, 50
Ugao deklinacije, 50
Ugao elevacije, 60, 62
Ugao incidencije, 84
Ugao nagiba, 61
Ugljen-dioksid, 4, 34

V

Vanzemaljsko zračenje, 30, 77

Vazдушna masa, 38, 82, 143
Vodena para, 31, 34
Vremenske zone, 57, 58
Vrijeme izlaska Sunca, 64, 66
Vrijeme zalaska Sunca, 64, 66

W

Wien-ov zakon, 24, 30

Z

Zaštita
 bazirana na diferencijalnoj struji, 227
 od inverzne struje, 222
 od strujnog udara, 222
 prekostrujna, 222
 prenaponska, 225
Zenit, 61
Zračenje, 17, 22, 75, 98