

Primerjava virov električne energije in izračun primerjave virov

1. STROŠKI IN OGLJIČNI ODTIS

V Sloveniji imamo trenutno nekaj manj kot 300 kg CO₂ izpustov na porabljeno MWh energije (gledano skupno porabljene tako električne kot tudi toplotne energije).

Nič nam ne koristi, če obstaja vir električne energije okoljsko zelo sprejemljiv in po lastni ceni 10 EUR/MWh (takšne so danes že lastne cene v svetu na zelo ugodnih legah za sončne ali vetrne elektrarne), a ni dosegljiv (nimamo energetske povezave do njega in/ali kjer bi bila cena prenosa energije sprejemljiva) in ni na razpolago, ko ga mi potrebujemo, četudi bi jo bili pripravljene plačati po bistveno višji ceni.

Stroškovni vrstni red za mešanice proizvodnih virov, ki zagotavljajo skozi vse leto stalno izravnavo s porabo, je v Sloveniji naslednji (upoštevane so povprečne letne cene):

- **Čezmorski obnovljivi viri** so cenovno najugodnejši (cena v Sloveniji od 50 do 60 EUR/MWh). To so elektrarne, ki iz obnovljivih virov (predvsem sonca in vetra) s pomočjo lokalne hrambe in visokonapetostnega energetskega podmorskega kablovoda enosmerne napetosti pošiljajo energijo na velike razdalje. Zaradi svoje lege ne potrebujejo sezonske kompenzacije. Primer: projekt povezave Maroko–Anglija, ki je v teku, ali projekt Gregy, ki je sicer še v zgodnji fazi razvoja in predvideva povezavo Egipta z Grčijo ter v podaljšku še z bližnjevzhodnimi državami, ki naj bi na severu segala vse do Nemčije (ob povezavi čez Slovenijo bi se lahko mogoče priključili).

Tudi okoljsko so zelo sprejemljive (do 30 kg CO₂/MWh). To energijo je danes možno prenesti v zadostnih količinah na nekaj 1000 km razdalje (tu so mišljeni predvsem podvodni kabli).

- Cenovno sledi **mešanica proizvodnje v Sloveniji iz sončnih elektrarn, črpalnih hidroelektrarn in plinskih elektrarn** (ocenjena vrednost 55 do 80 EUR/MWh – odvisno od lastnih cen navedenih proizvodnih virov oziroma tudi cene hrambe v črpalnih elektrarnah). Pri trenutnih cenah sončnih elektrarn velikosti vsaj 50 MW je danes lastna cena brez subvencij v okolici Munchna približno 30 EUR/MWh (vir: www.etip-pv.eu; The European Technology and Innovation Platform for Photovoltaic; Factsheet: Low-cost PV - The Key for Sustainable Future Energy Systems; za sistemsko SE v okolici Munchen-a pri WACC 4%). Takšna bi lahko bila tudi v Sloveniji, pri čemer ta cena z leti še pada. Z do dvodnevno kompenzacijo s črpalno elektrarno tipa ČHE Avče cena naraste na do 60 EUR/MWh, s celoletno kompenzacijo obdobj z malo sonca pa s pomočjo plinskih elektrarn z lastno ceno 100 EUR/MWh doseže miks proizvodnih virov, ki pokriva vso letno urno dinamiko porabe po ceni 70 EUR/MWh (opomba: pri vseh navedenih vrednostih gre za lasten izračun). V izračunu niso bila upoštevana obdobja eventualno cenejše energije iz uvoza, ki ponudbo lahko še poceni. Prav tako ni upoštevano 15 odstotkov sončne energije proizvedene v sončnih elektrarnah, ki ostane neizkoriščena (zaradi viškov in optimizacije velikosti hranilnika) in v izračunu ni upoštevana kot prihodek, čeprav bi v perspektivi to energijo lahko za kaj porabili (npr.: elektroliza za [vodik](#), polnjenje toplotnih hranilnikov ...). Vsaj v prvi fazi so v tem primeru okoljsko izpusti CO₂ višji kot iz čezmorskih OVE. V prvi fazi, dokler delujejo plinske elektrarne na zemeljski

plin, so skupni izpusti približno 100 kg CO₂/MWh, kar je še vedno devetkrat manj kot iz TEŠ 6. Ko bodo plinske elektrarne prešle na plin zelenega porekla (pri proizvodnji vodika in/ali amonijaka in/ali drugih sintetičnih ogljikovodikov ni izpustov CO₂) se izpusti CO₂/MWh praktično izenačijo s čezmorskimi obnovljivimi viri. Za ta tip energije z vsemi potrebnimi hrambami in dopolnjevanji v obdobjih brez dovolj sonca je v Sloveniji ob potrebni družbeni sprejemljivosti dovolj možnosti.

- Skoraj istega cenovnega razreda so načrtovane **hidroelektrarne na Savi**. Nove HE na Savi bi v kombinaciji s plinskimi elektrarnami pri lastni ceni plinskih elektrarn 100 EUR/MWh, ki bi služile za pokrivanje sušnih obdobj, dosegle povprečno ceno 80 EUR/MWh (iz ocene projektov HE na srednji Savi) in povprečen ogljičen odtis do 50 kg CO₂/MWh. Po prehodu plinskih elektrarn na plin zelenega porekla pa še precej manj. Nove HE na Savi bi lahko s svojimi akumulacijskimi bazeni nudile tudi integracijo nekaj 100 MW sončnih elektrarn (na urni in dnevni, ne pa na letni ravni). Energije iz novih HE na Savi za zadostitev vseh potreb v Sloveniji žal ni dovolj (zadoščale bi za manj kot 10 odstotkov potreb).
- Energija iz nove **jedrsk**e elektrarne je najdražja (vir: Lazard LCOE; junij 2024). Po zadostitvi tudi pogoju uravnavanja proizvodnje s porabo (s pomočjo ČHE) je ta cena vsaj za 50 odstotkov višja (tudi če vzamemo zelo nizke cene kreditiranja) od najdražjega zgoraj navedenega potencialnega proizvodnega vira na enoto proizvedene energije, z velikim tveganjem, da se to razmerje poveča čez 100 odstotkov. Ogljični odtis je sicer nižji od 20 kg/MWh, so pa tveganja povečanja stroškov izgradnje daleč najvišja med vsemi opcijami. Po analizi velikih projektov v svetu Benta Flyvberga je to tveganje nižje le od izgradnje skladišč jedrskih odpadkov in stroškov izvedbe olimpijskih iger. V povprečju so se projekti izgradnje jedrskih elektrarn (obravnavano 191 primerov) podražili za 120 odstotkov in prekoračili čas izgradnje v povprečju za več kot dvakrat. Tudi pričakovana življenjska doba planirane jedrske elektrarne 80 let in na tem računana ekonomika nosi s seboj velika tveganja (tehnološka zastarelost, drago prilagajanja novim varnostnim standardom).

Z izgradnjo ene jedrske elektrarne z močjo do 1650 MW (trenutno maksimalna predvidena moč) bo te energije premalo, da bi ob drugih obstoječih nizkoogljicnih virih zadostili vsem potrebam (tudi če bo vsa proizvedena energija le za Slovenijo, bi ta predstavljala le približno 1/3 vseh prihodnjih potreb). Zato bi bilo treba uporabiti tudi druge vire za zagotavljanje zadostnih količin električne energije, kar NEPN, v »jedrskem scenariju« tudi upošteva.

OPOMBA:

1. pri zgornjih scenarijih ni predviden kratkoročen nakup ali prodaja električne energije iz tujine. V praksi bodo z veliko verjetnostjo obdobja, ko bo cena iz uvoza nižja, kot uporaba plinskih elektrarn ali od stroška uporabe energije iz hranilnikov (v obdobjih, ko bo pri nas malo sonca in v tujini več ali pa možen uvoz poceni energije iz evropskih vetrnih elektrarn v obdobjih, ko bi mi uporabljali plin ipd.)
2. Vsem zgoraj navedenim cenam je na strani končnega uporabnika (kupca) treba dodati še stroške omrežnine, ki so za zgoraj navedene kombinacije približno enaki, saj so proizvodni viri priključeni v visokonapetostno ali sredjenapetostno omrežje na podoben način (ni večjih razlik glede stroškov na enoto energije). Za hranilnike se

v prihodnje tudi predvideva omrežnina, kar njihovo storitev podraži (poveča se lastna prodajna cena vseh kombinacij proizvodnje s hranilniki). Porabniki pa so v vseh primerih priključeni na isto, v glavnem nizkonapetostno omrežje.

Izračun in tabelarična primerjava virov električne energije

2. ZANESLJIVOST/VARNOST DOBAVE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Samozadostnost ni isto kot zanesljivost ali varnost, sploh pa ne samozadostnost na letni ravni, kjer je mišljeno, da v enem letu proizvedemo v Sloveniji toliko elektrike, kot jo porabimo. Za stoddostno samozadostnost je namreč treba vsak trenutek, in ne le v letnem povprečju, zagotavljati toliko električne energije/moči, kot jo uporabniki potrebujejo. (poletni izvoz in zimski uvoz sta lahko količinsko izravnana, ni pa to ravno zagotovilo za zimsko oskrbo, če takrat uvoz ne bo možen).

Zanesljivo oskrbo se, poleg zmerne samozadostnosti (100-odstotna samozadostnost, predvidena z NEPN od leta 2040 dalje, je zelo draga), lahko zagotavlja predvsem z ustrezno mednarodno trgovino in hrambo rezervne energije. V primeru razvitega mednarodnega prenosa energije in ustreznega koncepta izgradnje elektroenergetskega sistema na dolgi rok, lahko cene energije (na enoto) za končnega uporabnika v nasprotju z mnenji nekaterih »vplivnežev« celo padejo (predvsem zaradi cenejših virov energije, ekonomije obsega, razvitega trga električne energije in bolj izkoriščenega električnega omrežja, kjer preišljena ojačitev omrežja lahko pri večji porabi pomeni celo nižje skupne stroške na enoto električne energije).

Med zgoraj obravnavanimi novimi potencialnimi viri električne energije je ob varnostni rezervi energenta (za do dveh mesecev v obliki kombinacije nafte, lahkega kurilnega olja, plinohrama zelenega amonijaka ali zelenega vodika oziroma skladiščenja kakega drugega zelenega ogljikovodika ...) najmanj tvegan za dobavo električne energije tisti vir, ki je najbolj razpršen. Torej je najmanj tvegana mešanica SE+ČHE+PE, malo bolj tvegana kombinacija HE+PE, še bolj tvegana naslonitev na čezmorske OVE (z večjim številom povezav tveganje sicer pada) in najbolj tvegana kombinacija JE+ČHE.

Sicer pa je Slovenija odlično energetska povezana s sosednjimi državami (prenosne zmogljivosti so takšne, da lahko obstoječi čezmejni daljnovodi prenesejo vso energijo, ki bi jo v Sloveniji potrebovali, skoraj brez lastne proizvodnje (preverjeno v praksi pred kratkim, ko je bila vodnatost rek minimalna, TEŠ in NEK pa nista obratovali). Dobava uporabnikom bi lahko bila problematična le, če bi se vse sosednje države odločile za blokado prenosa energije v Slovenijo oziroma bi zaradi naravne katastrofe, vojne in podobnega bila ta energija izredno draga (v tem primeru bi sledile redukcije oziroma omejitve porabe električne energije, v kolikor bi zmanjkalo energenta za varnostno rezervo).

3. OKOLJSKI VPLIVI IN RABA PROSTORA

Človeštvo potrebuje za svoj obstoj poleg hrane nujno tudi vsaj še energijo. Za proizvodnjo električne energije je potrebno zgraditi ustrezne energetske objekte (elektrarne, hranilnike, omrežja ...), kar vse nujno potrebuje tudi nek prostor. Med izgradnjo, pa tudi med obratovanjem ter pozneje z razgradnjo, nastajajo bolj ali manj nevarni odpadki in potrebna je tudi uporaba specifičnih materialov, ki so v naravi bolj ali manj razpoložljivi.

Čezmorski obnovljivi viri

Čezmorski OVE imajo globalno gledano najmanj negativnih vplivov na okolje (v Sloveniji praktično nič). Praviloma bi bile sončne in vetrne elektrarne postavljene v puščavsko okolje in bi s pomočjo takih projektov lahko celo delno »ozelenili puščavo«. Poleg tega tudi blagodejno vplivajo na ekonomijo, elektrifikacijo in standard ljudi v deželi, kjer bi bila nameščena proizvodnja. Ravnanje z odpadki (jih je izredno malo) in reciklaža opreme ter materialov po končani življenjski dobi je že danes dobro obvladovana.

Mešanica SE+ČHE+PE

Predvsem iz ekonomskih razlogov in integracije v elektroenergetski sistem so tu mišljena velika sončna polja ob podpori hranilnikov energije v obliki črpalnih elektrarn ter PE za pokrivanja manjka v času brez sonca in relativno visokih cen iz uvoza.

Sončne elektrarne

Sončne elektrarne na strehah so se do sedaj gradile predvsem zaradi »net meteringa« in drugih spodbud. Velikih sončnih elektrarn se v Sloveniji trenutno praktično skoraj ne gradi, ker je zelo težko/drago pridobiti pravico graditi, so pa te velike sončne elektrarne bistveno cenejše na enoto proizvedene energije kot na strehah. Poleg tega so lažje upravljive in po izrabi prostih zmogljivosti na distribucijskem omrežja za sončne elektrarne na strehah tudi cenejše glede potrebne nadgradnje in posodobitve elektroenergetskega omrežja (ne potrebujejo ojačitve na NN nivoju). Stroški za izgradnjo ustreznega distribucijskega omrežja za priključitev samooskrbnih sončnih elektrarn na območju, kjer so bile vloge za priključitev zavrnjene, lahko predstavljajo več kot desetkratno vrednost v primerjavi s samimi stroški izgradnje sončne elektrarne. (opomba: tako oceno so glede na intervju z dr. Jurijem Curkom, objavljeno v Žurnalu 12. 3. 2023 naredili v Elektru Ljubljana za 500 zavrnenih samooskrb).

Posledica dosedanje gradnje predvsem le na strehah hiš je, da bomo v perspektivi vsi plačevali več, saj bomo strošek dražjih in težje upravljivih sončnih elektrarn ter višjih stroškov prilagoditve omrežja (ko so že konceptualno vgrajene rezerve obstoječega omrežja izkoriščene) pač morali plačati vsi skozi omrežnino (podpisniki »net meteringa« za sončne elektrarne so skoraj povsem izvzeti).

Pri gradnji velikih sončnih elektrarn (praviloma na zemljiščih z bolj ali manj dvignjeno pod konstrukcijo) se zahteva tako gradnjo, ki zagotavlja ohranjanje biodiverzitete, ter tako gradnjo, da je po poteku življenjske dobe uporabljeno površino možno vrniti v prvotno stanje (zahteve za ustrezno temeljenje pod konstrukcije sončnih panelov ...). Ko so sončne elektrarne postavljene, v času svoje življenjske dobe praktično ne povzročajo izpustov CO₂. Poleg tega je ravnanje z odpadki (jih je izredno malo) in reciklaža opreme ter materialov po končani življenjski dobi že danes dobro obvladovano. Možne so tudi souporabe zemljišč za poljedelstvo in sončne elektrarne (agrofotovolatika), a so takšne izvedbe dražje, kot v primeru klasične sončne elektrarne, kjer sončnih panelov ni potrebno toliko razmikati in postavljati na visoke pod konstrukcije (še vedno je pa to ceneje kot na strehah hiš). Možna je tudi kolokacija s pašniki za ovce (»solarizirani pašniki«). Površin, primernih za velike sončne elektrarne je v Sloveniji več kot dovolj. (v razmislek: površina letno zaraščenih zemljišč v Sloveniji je približno 110 km². Samo ta enoletna površina skoraj zadošča za vse potrebe izgradnje sončnih elektrarn v prihodnje, tudi če bi bila kombinacija SE+ČHE+PE edini nov vir električne energije v Sloveniji).

Nedavna študija »Tehnična določitev postavitve fotovoltaike na kmetijskih zemljiščih« (leto izdelave 2024; na osnovi tehničnih izhodišč EIMV-ja sta študijo izdelala Kmetijski inštitut Slovenije in podjetje Termodron) ugotavlja, da je samo kmetijskih zemljišč tipa 3 (trajni travniki, kmetijsko zemljišče v zaraščanju in neobdelano kmetijsko zemljišče), ki so zunaj zavarovanih območij Natura 2000 in poplavnih območij in imajo bonitetno oceno do 35 točk, za 39.209 MWp moči sončnih elektrarn, kar je več kot dovolj potenciala za vse potrebne namestitve sončnih elektrarn v Sloveniji. Seveda ostaja vprašanje, če ni mogoče bolj smotrno (ceneje in mogoče tudi bolj sprejemljivo) sončne elektrarne postaviti v Naturo 2000 ali na območja z višjo bonitetno oceno, če je priključitev na električno omrežje lažje, so hranilniki bližje ipd... V perspektivi (čez nekaj desetletij) bo zelo verjetno možno te elektrarne opustiti (in zemljišča eventualno vrniti prvotni rabi), saj jih bodo v znatni meri lahko nadomestile sončne elektrarne vgrajene v ovoje stavb (po precej nižji ceni kot danes) ob dejstvu, da se bo v dovolj dolgem obdobju energetska omrežje temu lahko prilagodilo tako, da stroški vključevanja takih elektrarn ne bodo preveliki.

Črpalne hidroelektrarne

ČHE kot nekaj urni do dvodnevni hranilnik, glede na energijo in moč, ki jo nudijo, razen bazenov, niso velike. Zgradbe strojnic so lahko tudi povsem pod zemljo. Vodni rezervoarji pa so v vsakem primeru »dodatek« v okolju. Poleg »tujka« v okolju lahko predstavljajo tudi dodano vrednost za druge rabe vode (namakanje, pitna voda, požarna voda, turizem ...). Ne povzročajo izpustov CO₂.

Lokacij ČHE za potrebe elektroenergetskega sistema v Sloveniji je preverjeno dovolj in to na lokacijah, ki jih je relativno enostavno in ekonomsko sprejemljivo vključiti v elektroenergetsko omrežje.

Plinske elektrarne

Plinske elektrarne potrebujejo relativno malo prostora glede na moč, ki jo nudijo elektroenergetskemu sistemu. Dokler pa bo energent naraven plin, predstavljajo znatne izpuste CO₂ v ozračje (bistveno manj kot termoelektrarne na premog, a precej več kot drugi obnovljivi viri).

V začetni fazi bi bile to plinske elektrarne na zemeljski plin, pozneje verjetno na mešanico vodika in zemeljskega plina, v končni fazi pa na enega od do takrat ugotovljeno najprimernejšega »zelenega« energenta (zeleni vodik ali zeleni sintetični ogljikovodik, zeleni amonijak ipd.). Elektrarne bi v večini lahko bile tudi s parno stopnjo (kar omogoča boljši izkoristek), saj bi za zelo veliko dinamiko odziva lahko poskrbele črpalne elektrarne in niso potrebne plinske enote odprtega cikla, ki imajo precej slabši izkoristek. V Sloveniji bi bile plinske elektrarne postavljene na ključnih energetskih lokacijah (večinoma na že obstoječih). Te enote bi predstavljale tudi vir rezervne energije v primeru hudih naravnih nesreč, posledic vojne ipd., in bi v takih primerih v prvi fazi obratovale na energente, ki so že danes v uporabi (ki bi jih bilo treba primerno povečati), in bi bile glede na razvoj pridobivanja energentov v začetku oskrbovane z lahkim kurilnim oljem (kot med energetska krizo) ali z naravnim plinom iz dosegljivih skladišč plina, pozneje pa lahko tudi z zelenim tekočim amonijakom (odvisno od razvoja). Poleg izpustov CO₂ med obratovanjem, je količina odpadkov in opreme za reciklažo po obsegu relativno majhna, neproblematična in s tem tudi že danes povsem obvladljiva.

Kombinacija hidroelektrarne in plinske elektrarne

Hidroelektrarne

V Sloveniji to pomeni predvsem postavitve jezov na rekah, vodnih kanalov ali tunelov za vodo (če so potrebni), izgradnjo strojnice (lahko tudi v sklopu jezov, ločeno ali pod zemljo) ter električnih daljnovodov.

S postavitvijo jezov se spremeni naravno okolje, predvsem vodnih organizmov. Hidroelektrarne vplivajo tudi na transport proda, mulja ... Jezovi pa imajo tudi protipoplavno funkcijo, zagotavljajo vodo za namakanje ali celo pitno vodo ter lahko predstavljajo dodatne rekreacijske površine.

Primernih novih lokacij za HE s stališča elektroenergetskega sistema je kar nekaj, a skupaj količinsko ne zadoščajo predvidenim potrebam v Sloveniji.

Plinske elektrarne

Glede vplivov na okolje velja enako kot v primeru mešanice SE+ČHE+PE.

Kombinacija Jedske elektrarne in črpalne elektrarne

Jedske elektrarne

S postavitvijo jedske elektrarne je dolgotrajno uničen le relativno majhen del zemljišča. Poleg nizkih izpustov CO₂ so v življenjski dobi jedske elektrarne problematični predvsem lastni radioaktivni odpadki, katerih obvladovanje še ni povsem sprejemljivo rešeno.

Črpalne hidroelektrarne

Glede vplivov na okolje velja enako kot v primeru mešanice SE+ČHE+PE.

VARNOST DELOVANJA

Veliko potencialno nevarnost v ožji in širši okolici predstavljajo ob hujši okvari ali poškodbi predvsem jedske elektrarne. Neko stopnjo tveganja za okolje in ljudi sicer predstavljajo vse elektrarne, pri čemer tudi sončne elektrarne, kot ene od najmanj ogrožajočih, predstavljajo možnost izvora požara, a so tveganja v celoti pri drugih elektrarnah precej manjša.

ČASOVNA DIMENZIJA

V roku do 15 let so izvedljivi praktično vsi scenariji, še najbolj vprašljiva je izgradnja jedske elektrarne. Že danes so obnovljivi viri, vključujoč hrambo in sezonsko kompenzacijo, cenovno konkurenčne tradicionalnim virom (TE, PE, JE in tudi HE) in je realno pričakovati še nadaljnje izboljšave, ki bodo posledično pomenile še cenejše in okoljsko sprejemljivejše rešitve. Do predvidenega dokončanja jedske elektrarne bi se, glede na predvideno dinamiko, moral zeleni prehod v svetu in pri nas v veliki meri že končati.

DELEŽ LASTNE UDELEŽBE PRI GRADNJI

Pri hidro in črpalni hidroelektrarni je možnost udeležbe slovenskih podjetij zelo velika. Pri sončnih, vetrnih, plinski in jedrski elektrarni pa precej manj. Pri čezmorskih obnovljivih virih je v primeru podpisa dolgoročne pogodbe za nabavo električne energije praktično ničelna.

STROŠEK INVESTICIJE IN DELEŽ STROŠKA INVESTIRANJA

Večja kot je nova proizvodna enota, večja je koncentracija vloženega kapitala. Poleg tega je zaradi različne dobe in tveganj izgradnje, med omenjenimi viri glede stroškov financiranja pomembna razlika. Za energijo iz čezmorskih obnovljivih virov dogovorjeno z dolgoročno pogodbo o dobavi električne energije so stroški izgradnje praktično nič (le prilagoditev priključitve v Sloveniji ter stroški garancije za izvajanje pogodbenih obveznosti kupca).

Vodik

Razmere v svetu in Evropi

Pričakuje se, da se bodo stroški proizvodnje sončnih in vetrnih elektrarn na kopnem v Severni Afriki že pred letom 2030 znižali na 10 EUR/MWh.

Viri v Severni Afriki so ogromni, saj bi samo osem odstotkov puščave Sahara, pokrite s sončnimi paneli, zadostovalo za proizvodnjo vse energije za celoten svet (155.000 TWh na leto).

V Evropi so obnovljivi viri energije geografsko dobro razporejeni, vendar pa niso enakomerno razporejeni med državami članicami EU. Zato je nujen obsežnejši vseevropski transport in skladiščenje energije.

Pričakuje se, da se bodo stroški proizvodnje električne energije še naprej nižali, na 10 do 20 EUR na MWh pred letom 2030 na mestih z dobrimi sončnimi in vetrnimi viri po celotni Severni Afriki. Strošek proizvodnje zelenega vodika pa naj bi do 2030 dosegel 1 EUR na kg.

Strošek transporta vodika je približno 5 EUR/MWh/2500 km. Gorivne celice dosegajo do 60-odstotni izkoristek. Če električno energijo lahko porabimo takoj, pa je primernejši transport z električnimi kablji.

Sezonski hranilniki vodika v Evropi

V tipičnem solnem rudniku lahko vodik shranimo pri tlaku približno 200 barov. Zmogljivost skladiščenja v tipičnem solnem rudniku je približno 6.000 ton vodika ali približno 240 GWh. Skupni stroški namestitve, vključno s cevovodi, kompresorji in čiščenjem plina, znašajo približno 100 milijonov evrov (Michalski, et al. 2017). Za primerjavo, če bi bila ta

količina energije shranjena v baterijah s stroški 100 €/kWh, bi skupni stroški naložbe znašali 24 milijard evrov.

V nedavni raziskavi raziskovalnega centra Jülich (Jülich 2019) so preučili potencial za skladiščenje vodika v solnih kavernah, ki so še posebej primerne za shranjevanje vodika. V solnih kavernah po vsej Evropi obstaja velik potencial za shranjevanje vodika. Skupna zmogljivost skladiščenja na kopnem je 23.200 TWh, od tega bi bilo mogoče uporabiti 7.300 TWh ob upoštevanju največje razdalje do obale 50 kilometrov (zaradi uporabe vetrnih elektrarn na morju). Zmogljivost skladiščenja na morju je z 61.800 TWh celo večja od zmogljivosti na kopnem. Ob tem gre še omeniti, da so potencialne zmogljivosti za skladiščenje v solnih kavernah bistveno večje od skupne končne porabe energije v Evropi (leta 2050 okoli 4000 TWh).

Pridelava zelenega vodika v Sloveniji

V Sloveniji že poteka pilotni projekt proizvodnje zelenega vodika s pomočjo elektrolize. Sam ocenjujem, da bo tehnologija primerna predvsem za lokalne viške energije (ko bo cena energije blizu ali celo pod 0 EUR/MWh) in bo tehnologija omogočala uporabo v relativno kratkih obdobjih (nekaj ur) obratovanja na ekonomičen način. Vodik bo kot nosilca energije (predvsem za zimske mesece in za industrijo, ki potrebuje za tehnološke procese vodik) ob bodoči predvideni »vodikovi infrastrukturi« (vodikovodi in skladišča vodika v Evropi) bistveno ceneje uvažati iz ugodnejših lokacij za proizvodnjo vodika ali dobavljati iz skladišč (praviloma rudnikov soli oziroma kavern v plasteh soli), kot ga proizvajati doma.

Čezmorski obnovljivi viri energije

Globalno omrežje (angl: Global grid) je futuristična opcija, ki pa kaže na prednosti energetskega povezovanja na velike razdalje.

Poleg podvodnega povezovanja dveh komplementarnih proizvajalcev in porabnikov (Norveška/Nemčija; Anglija/Danska...) so v zadnjem času v različnih fazah razvoja projekti, ki energetske povezujejo dve zelo oddaljeni lokaciji (ena na odličnih sončnih in vetrnih lokacijah z omrežjem večjega porabnika). V perspektivi bodo to lahko tudi gradniki globalnega omrežja.

Oziranje Evrope po »zelenih« energetskih potencialih severne Afrike niso novi (projekt Desertec), a so ti projekti v preteklosti, predvsem zaradi političnih razlogov (nasprotovanja med državami severne Afrike, nerazvito energetske področje v teh državah, »kolonialni« pristop...), kljub finančni podpori propadli.

Novi, še do nedavno tehnološko vprašljivi in sedaj komercialno zanimivi načini proizvodnje električne energije, so odprli vrsto novih možnosti potencialne uporabe. Zaradi ne najugodnejših lokacij (globalno gledano) za postavitve sončnih in vetrnih

elektrarn v Sloveniji se postavlja tudi vprašanje, koliko zelene energije »pripeljati« (vprašanje nacionalne varnosti...) iz ugodnejših lokacij, ki je lahko skupaj s stroški transporta na slovenskem trgu še kako konkurenčna.

Kot primer navajam enega izmed mednarodnih projektov v teku med Marokom in Združenim kraljestvom, z razmislekom, kaj bi podoben model lahko pomenil za Slovenijo.

Angleži gradijo najdaljšo podmorsko povezavo (HVDC 3800 km) na svetu z Marokom (Singapur ima v projektih še daljšo 4500 km povezavo do Avstralije). Investitor namerava v južnem Maroku postaviti sončno elektrarno skupne moči 7 GW in vetrno elektrarno (3,5 GW) ter tam proizvedeno energijo (letno 26 TWh) s pomočjo velike baterije (5 GW/20 GWh) kontrolirano pošiljati v Wales in Devon (2 sistema po 1,8 GW: skupaj 3,6 GW) v Britaniji. To energijo nameravajo prodajati v Angliji po 48 funtov/MWh (57 EUR/MWh) – cena še ni pogodbeno dogovorjena. (vir: [Moroccan solar-plus-wind to be linked to GB in 'ground-breaking' Xlinks project - Current News](#))

Razmisleki za Slovenijo:

Razdalje od Kopra po morju do obal severne Afrike so 1750 km (obala Tunizije), 1850 km (Sirta/Libija), 2000 km (obala na meji med Egiptom in Libijo) in 2000 km (Anaba/Alžirija). Že blizu obale so nekatera zanimiva območja. S še nadaljnjimi 1000 do 2000 km proti jugu (do severnega povratnika) se nahajajo idealna območja za velike sončne elektrarne in tudi za koncentrirane sončne elektrarne (CSP) ter vetrne turbine. Stroški projekta in obratovanja bi morali biti primerljivi z angleškim projektom (prej nižji zaradi krajše razdalje pod morjem kot angleški projekt). Te lokacije nudijo z isto inštalirano močjo sončnih panelov do 2,5 krat večjo letno proizvodnjo kot v Sloveniji, z isto inštalirano močjo vetrnih turbin 8 do 10 krat večjo letno proizvodnjo kot v Sloveniji, skoraj enako proizvodnjo iz sonca tudi pozimi, možnost razvoja tudi v smeri CSP (ko bodo cene izgradnje nižje), ki z termično hrambo nadomesti hrambo v baterijah, zagotovitev poceni nizkoogljicne zanesljive energije, ključna so politična (deželjska) tveganja, ki jih je pri prostorski diverzifikaciji (več sistemov v več držav) in ustreznimi dogovori s konkretno afriško državo možno zelo zmanjšati.

Možnosti izgradnje

Slovenija je le naročnik(kupec) in vsa tveganja prevzame dobavitelj (kot v angleškem primeru). Slovenija se bilateralno dogovori z državo, kjer bi bila proizvodnja, za eksteritorialno proizvodnjo, ki jo Slovenska podjetja izvedejo (s podizvajalci). Povezavo s Slovenijo dogovori z drugim podjetjem (izgradnjo, vzdrževanje in obratovanje take povezave). Podobna možnost je tudi v dogovoru oziroma sodelovanjem z več evropskimi državami (z Madžarsko, Slovaško in Češko, ki vsem manjka energija, predvsem pa zelena energija).

OPOMBA: eksteritorialna proizvodnja držav članic EU je za zeleno proizvodnjo posebej stimulirana tudi v EU direktivah, na primer v DIRECTIVE 2009/28/EC of 23 April 2009.

Zaključek:

- Če bi Slovenija izbrala možnost izgradnje, kjer ključna tveganja posla prevzame izvajalec, bi dolgoročno najenostavneje rešila problem oskrbe z električno energijo (druge opcije so lahko iz komercialnih ali političnih razlogov še ugodnejše), ki bi bila zelena »moralno pravična« do EU in tretjih dežel Afrike ob ustreznem sporazumu, poceni in zanesljiva (lahko tudi brez jedrske elektrarne). Potrebno bi se bilo odločiti, koliko energije naj Slovenija proizvaja na svojih tleh, koliko »proizvede« oziroma »pogodbeno kupi« na drugih lokacijah (angleški projekt pokriva dvakratno trenutno celotno letno porabo električne energije Slovenije) in, kolikšna naj bo meddržavna izmenjava zaradi stabilnosti omrežja Slovenije in Evrope. Takšna rešitev pomeni izogib dolgotrajnemu umeščanju v prostor v EU (povezave pod morjem in v puščavi so enostavnejše) in čezmejnemu sporazumom s sosednjimi državami (razen v primeru skupnega projekta z zalednimi državami). Deželna tveganja pa v perspektivi lahko zmanjšuje z nadaljnjimi podobnimi projekti z drugimi državami severne Afrike (projekt Gregy, ki je še v zgodnji fazi razvoja, in predvideva povezavo Egipta z Grčijo ter v podaljšku še z nekaterimi bližnjevzhodnimi državami, pri čemer naj bi povezava na sever segala vse do Nemčije (če bi šla čez Slovenijo, bi se mogoče lahko tudi mi priključili).

Izračun in tabelarična primerjava virov električne energije

Vse primerjave med različnimi viri (le v prihodnje najbolj verjetnimi in razširjenimi) proizvodnje/dobave energije so narejene za oddajo električne energije na priključku in zadoščajo sorazmernemu deležu urnega profila porabe v SLO, kot je bil leta 2019. Za posamezne vire so potrebne različne »kompensacije«:

- za SE na dnevni in letni ravni (s pomočjo ČHE in PE)
- za HE na letni ravni (s pomočjo PE)
- za JE na dnevni ravni (s pomočjo ČHE)
- za čezmorske OVE kompensacija ni potrebna

Izhodišča

1. Obdelave in izračuni so izvedeni na urnem nivoju. Zbrani so urni podatki za leto 2019: osončenje Slovenije (18 lokacij – na podlagi štirih celoletnih polurnih podatkov skupne in difuzne osvetljenosti in za sončne panele upoštevaje temperaturo ravno tako na istih lokacijah v polurnih intervalih), ELES podatki za prenosno omrežje (poraba, proizvodnja...). Povprečno urno insolacijo vseh lokacij postavljeno v geometrijsko središče Slovenije imenujem »Povprečno slovensko sonce«.

2. SE SLO (upoštevane povprečne urne vrednosti difuzne svetlobe, direktne svetlobe in temperature) služi za realno referenco simuliranih SE. Inherentno so vse simulirane SE enako orientirane (azimut:180 st; nagnjenost 32 st).

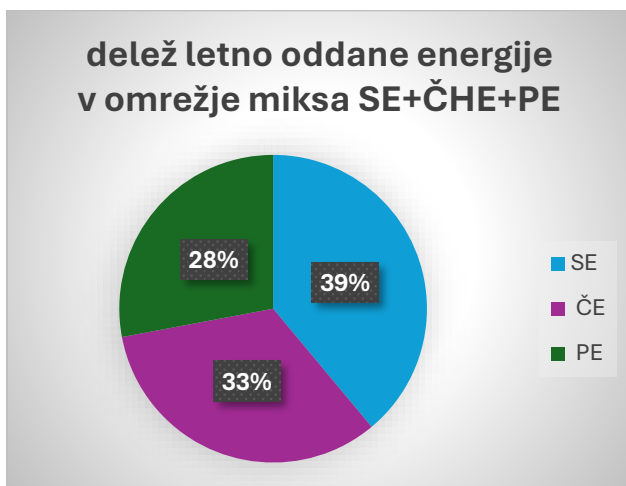
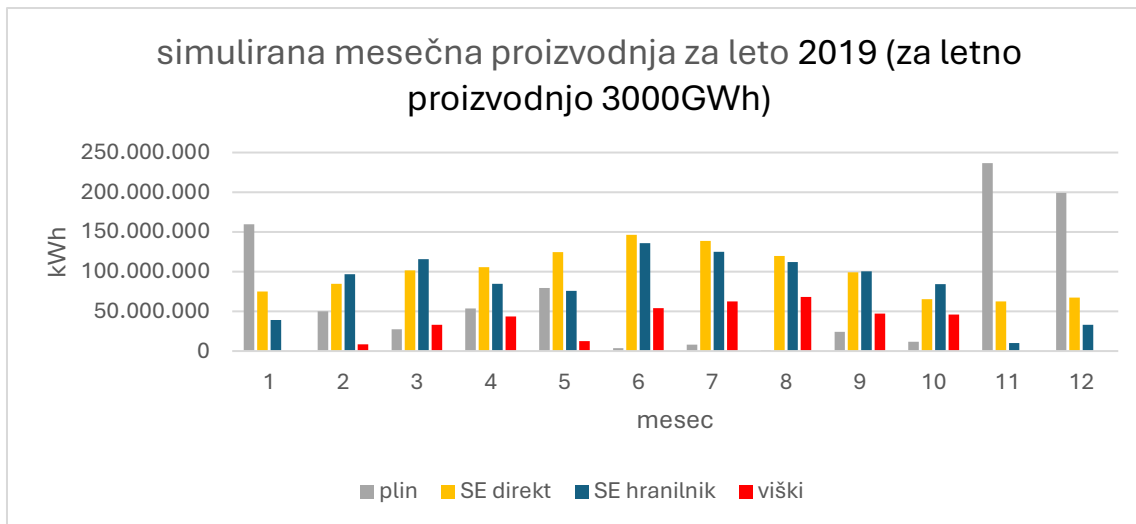
Predpostavka je, da je za vse lokacije v Sloveniji lega sonca glede na površino zemlje enaka (za izračun lokacije sonca uporabljene koordinate geografskega središča Slovenije). Upoštevani so 20-odstotni izkoristki panelov in vpliv temperature.

3. ČHE Avče služi za realno referenco za simulirano ČHE. Uporabljeni so enaki izkoristki generiranja in črpanja, kot na ČHE Avče. Ekonomika simulirane ČE upošteva drugo velikost strojnice (linearen princip) in drugo velikost zgornjega bazena (cena je sorazmerna z volumnom na potenco 2/3).

Izhodišča za lastno ceno (LCOE) miksa (SE+ČHE+PE)

Lastno ceno za SE s kompenzacijo ČHE+PE je izračunana s pomočjo:

1. Predvidenega LCOE za SE v SLO (kjer za urni profil vzamemo »Povprečno slovensko sonce«.
2. ČHE, ki je po velikosti „skalirana“ in stroškovno upoštevana inflacijsko korigirana cena za ČHE Avče in opsijsko za 1,5 krat višje stroške (približno cena ČHE Kozjak). 13 odstotkov proizvedene energije iz SE je zavrženo (in ekonomsko ni izkoriščeno - prihodek 0 EUR) zaradi optimizacije velikosti zgornjega bazena. Velikost zgornjega bazena zadošča za 15 ur generiranja pri polni moči.
3. Predvidenega LCOE za PE (upoštevani tudi kuponi za CO₂), kjer je v začetni fazi mišljen kot energent zemeljski plin in je velikost izpustov miksa predane el. energije omejen na 100g CO₂/kWh. Ko bo obnovljivi plin nadomestil zemeljski plin, bodo ekvivalentni izpusti še precej nižji.



Izhodišča za LCOE za čezmorske OVE, HE in JE

LCOE za čezmorske obnovljive vire je referenčno privzet angleški primer, kjer je za predano energijo v Walesu iz 3800 km oddaljenega južnega Maroka in 27 TWh/letno kontrolirane energije z ogromno baterijo v Maroku, dogovorjena cena 48 FUNT/MWh= 56,5 EUR/MWh. Kompensacije (ne dnevne ne letne) ne potrebuje. Še več. Lahko pomaga celo pri integraciji vetrne energije, ki jo imajo v Angliji precej.

LCOE za HE je privzet zadnji podatek za HE na srednji Savi, korigiran z letno kompensacijo s PE: kar zneso 75 EUR/MWh za 80 odstotkov predane energije iz HE+ 20 odstotkov (ocena) za energijo proizvedeno v PE (odvisno od LCOE v PE).

LCOE za JE je privzet podatek iz aprilskega poročila 2024 Lazard (16. stran) in znaša 182 USD, ki je korigirana za kompenzacijo na urni profil v Sloveniji s pomočjo ČHE.

LCOE SE+ČE (stroškovni ekvivalent ČHE Avče upoštevajoč inflacijo)									
	32	58	85	111					
	LCOE SE				LCOE HE z letno_komp	primerjava z "LCOE":	JE	OVE iz tujine	HE_SLO
	10	30	50	70			170,2	56,5	odvisno od PE
LCOE PE									
100	51	70	89	108	80	OPOMBE:			
120	57	76	95	114	84	za "LCOE" JE	Po Lazard 2023 v \$ je 180\$ + korigirano na evre in stroški		
140	62	81	100	119	88		integracije do profila SLO (z ČHE za 4%)		
160	68	87	106	125	92		kompenzirana JE nižja od miksa SE+ČHE+PE je označeno z oranžno		
180	73	92	111	130	96				
200	79	98	117	136	100	za "LCOE" OVE iz tujin	Projekt Maroko-Anglija - v Welsu 48 Funt/MWh = 56,5, EUR/MWh		
220	85	104	123	142	104		SE+ČHE+PE nižja cena od OVE iz tujine je označeno z zeleno		
240	90	109	128	147	108				
260	96	115	134	153	112	za "LCOE" HE_SLO	HE brez letne kompenzacije - oceno za srednjo Savo=75 EUR/MWh		
280	101	120	139	158	116		letna kompenzacija - miks 80% brez kompenzacije in 20% PE (6. stolpec)		
300	107	126	145	164	120		kompenzirana HE nižja od miksa SE+ČHE+PE je označeno z modro		
OPOMBE:									
	velikost zgornjega bazena ČHE za 15 ur generiranja;								
	"curtailing" = 13% proizvodnje iz SE (optimizacija zgornjega bazena) kateremu je postavljena vrednost 0 EUR (neizkoriščeno)								
	cca 100 kg CO2/MWh za miks SE+ČHE+PE								
	nova dimenzija (dražja ČE):								
	LCOE SE+ČE(1,5*ekvivalent Avče, ki že upošteva inflacijo = specifična cena Kozjaka)								
	41	68	94	121					
	LCOE SE				LCOE HE z letno_komp				
	10	30	50	70					
LCOE PE									
100	58	77	96	115	80				
120	63	82	101	120	84				
140	69	88	107	126	88				
160	75	94	113	132	92				
180	80	99	118	137	96				
200	86	105	124	143	100				
220	91	110	129	148	104				
240	97	116	135	154	108				
260	103	122	141	160	112				
280	108	127	146	165	116				
300	114	133	152	171	120				

Pojasnilo:

- Zgornja tabela je izračunana z uporabo ČHE, kjer so stroški izračunani na podlagi ČHE Avče, spodnja tabela pa na podlagi ocen za ČHE Kozjak
- Znotraj odebeljenega pravokotnika so izračunane lastne cene miksa SE+ČHE+PE tako, da letna proizvodnja v Sloveniji ustreza proporcionalni urni porabi na letni ravni (LCOE za urni profil porabe SLO poimenujem LCOE-P-SLO).
- V vrstici pod tekstom »LCOE SE+ČE«: so izračunani LCOE za SE z »dnevno kompenzacijo« z ČHE (brez PE)
- V vrstici pod tekstom »LCOE SE«: so predvideni LCOE za SE (od 10 do 70 EUR/MWh)
- V stolpcu pod tekstom »LCOE PE« so predvideni LCOE za PE (od 100 do 300 EUR/MWh – strošek CO₂ kuponov je že všteti)
- V stolpcu pod tekstom »LCOE HE-z-letno-komp« so izračunani LCOE za HE na srednji Savi, kjer je že všteta kompenzacija na letni ravni zaradi manjše vodnatosti s pomočjo PE (od 80 do 120 EUR/MWh – v odvisnosti od LCOE PE, kjer je strošek CO₂ kuponov že všteti), ni pa upoštevana stroškovna pomoč integracije sončnim elektrarnam s pomočjo energije v bazenih HE in moči HE.
- LCOE za JE je privzet podatek iz junijskega poročila 2024 Lazard (16. stran) in znaša 182 USD, ki je korigirana za kompenzacijo na urni profil v Sloveniji s pomočjo ČE (glej tudi rumeni okvirček)

Ugotovitve

1. Ekonomsko in okoljsko so najugodnejši čezmorski obnovljivi viri preko povezav DC (razen pri izredno nizki ceni SE in PE ter nizkih stroških ČHE). Tudi za obnovljivi plin, vključno z transportom v Slovenijo (vodikovod ali podobno), se kaže kot najcenejša možnost.

2. Pri nižjih LCOE SE in PE je naslednji ekonomsko najugodnejši mikš SE+ČHE+PE. Okoljsko je že sedaj približno desetkrat boljši od TEŠ ali bencina za avte... Ko bodo plinske elektrarne prešle na obnovljive pline, bo tudi glede izpustov CO₂ na ravni HE, vetrnih elektrarn, JE...

3. HE v Sloveniji so cenejše od mešanice SE+ČHE+PE pri višjem LCOE SE in PE ter dražjih ČHE in cenejše od JE. Poleg tega fleksibilnost HE z manjšimi akumulacijami na rekah omogočajo cenejšo integracijo SE, kar v izračunu ni upoštevano (žal te energije ni dovolj (za še 1 do 1,5 TWh/leto, kar je približno pet odstotkov prihodnjih skupnih potreb po električni energiji).

4. JE je načeloma najdražja energija od vseh obravnavanih (tudi če upoštevamo zelo ugodne pogoje financiranja). Poleg tega je treba upoštevati v zadnjih letih trend nižanja stroškov obnovljivih virov in višanja stroškov jedrskih elektrarn.

5. Pri izračunu tabele je bil uporabljen stroškovni princip za Slovenijo za nove vire električne energije. Na ceno na trgu bodo vplivali tudi obstoječi viri, ki so zaradi amortiziranosti cenejši. V kolikor bo v prihodnje v določenem obdobju ceneje kupovati energijo iz tujine (ponudba poceni energije v zimskem času zaradi proizvodnje v Evropi na lokacijah z dosti ugodnega vetra...), potem bodo tržne cene lahko še nižje. V tem primeru ni potrebe po uporabi plinskih elektrarn ali energije iz hranilnikov (lastna cena proizvodnje se zniža). V kolikor bodo ponudbe iz tujine višje, potem jih lahko ne kupimo (saj koncept predvideva 100-odstotno samozadostnost vsako uro in ne le na letni ravni za proporcionalni del slovenske porabe) ali pa v primeru lastnih viškov v Sloveniji prodamo v tujino z dodatnim dobičkom za podjetja, ki proizvajajo električno energijo.

Za dodatne informacije lahko avtorju prispevka pišete na naslov, rajko.volk@seng.si