

Modeliranje in simulacija hidroelektrarne s sistemom za soproizvodnjo vodika in sončno elektrarno

Boštjan Pregelj¹, David Jure Jovan¹, Gregor Dolanc¹, Boštjan Drobnič²

¹Institut Jožef Stefan, Jamova 39, 1000 Ljubljana, Slovenija

²Fakulteta za strojništvo, Aškerčeva cesta 6, 1000 Ljubljana, Slovenija

E-pošta: bostjan.pregelj@ijs.si

Modeling and simulation of hydropower plant extended with P2G system and PV field for hydrogen cogeneration

Abstract. *Hydrogen is today an indispensable feedstock in various process industries, but the methods of its production are predominantly not in line with accepted environmental guidelines. The emerging electro-energetic systems founded on a large share of renewable sources, hydrogen is also becoming an important energy carrier, enabling storage of surplus energy ensures greater stability of power system operation and energy supply. This paper presents a model, developed to tackle the challenges of installation of P2G system and PV field to an existing hydropower plant. The model comprises models of HPP, water accumulation, electrolyser, H₂ storage and PV field. To tune the model, HPP operational data well as sun radiation data for 1 year have been obtained. Additionally, a control logic has been designed for P2G operation. The model enables scaling of its components thus allowing to study system behaviour in various configurations and under various conditions.*

1 Uvod

Naraščanje svetovne porabe energije, podnebne spremembe in onesnaževanje zraka spodbujajo prehod energetskih sistemov po vsem svetu k učinkovitejši brezoglični proizvodnji električne energije. Elektroenergetski sektor se na ta izziv odziva z vključitvijo več obnovljivih virov energije (hidroelektrarne, fotovoltaika, vetrne turbine) v elektroenergetski sistem. Visok delež obnovljivih virov energije pa zaradi vremenske odvisnosti povzroča nove izzive pri zagotavljanju stabilnosti elektroenergetskega sistema in posledično naša nestanovitnost cen električne energije.

Zato so potrebne nove rešitve in tehnologije, ki omogočajo shranjevanje viškov energije in s tem uravnoteženje sistema. Med potencialnimi možnostmi za shranjevanje energije se pojavljajo predvsem potencialna (črpalne elektrarne), kemijska (baterije, vodik, metan), v manjši meri pa tudi kinetična (vztrajniki) in termična energija. Obetavna možnost za reševanje teh problemov je uvedba tehnologije Power-to-gas (P2G) [1-3] v elektroenergetski sistem, ki lahko zagotovi pretvorbo viškov električne energije v vodik, podpira prehod v trajnostni energetski sistem, je lahko vir obnovljivih plinov (vodik, kisik, sintetični zemeljski plin, sintetični

dizel) in tako lahko ima pomembno vlogo tudi pri tržnih cenah električne energije. Vodik, proizveden z električno energijo iz obnovljivih virov energije ima posebno vrednost, ker njegova proizvodnja ne povzroča emisij CO₂, in ga imenujemo "zeleni vodik" [4-6].

Vendar so danes tehnologije pridobivanja zelenega vodika stežka ekonomsko sprejemljive. Razlog je v tem, da je trenutna cena tehnološke opreme za proizvodnjo, skladiščenje in distribucijo zelenega vodika, ki še ni predmet množične proizvodnje, še zelo visoka, temu pa je potrebno prišteti tudi električno energijo potrebno za proizvodnjo zelenega vodika z elektrolizo vode. To zmanjšuje konkurenčnost zelenega vodika v primerjavi z drugimi gorivi, (do nedavnega) zlasti zemeljskim plinom, in onemogoča njegovo široko uporabo. Na veleprodajnem trgu EU so se cene električne energije v zadnjem desetletju gibale v povprečju okoli 50 €/MWh [7], ob približno 30% nižji lastni proizvodni ceni. Ob trenutnih cenah in obstoječi infrastrukturi pa ekonomika vodika ni vprašljiva.

Na splošno so hidroelektrarne najmanj občutljive na vremenske razmere in zato najbolj primerne za redno soproizvodnjo električne energije in zelenega vodika. Vendar pa je v Evropi njihov potencial večinoma že povsem izkoriščen, in bi ta zeleni vodik bil pridobljen iz že neposredno dobavljive zelene elektrike.

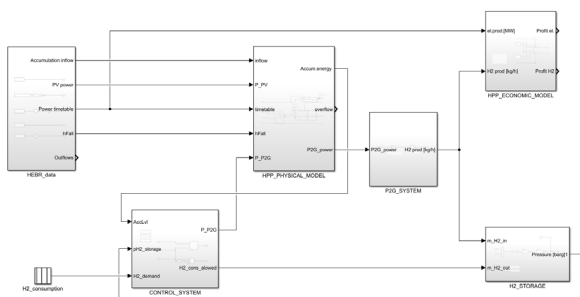
Kot že omenjeno pa zeleno energijo lahko pridobivamo tudi iz sicer nestabilnih virov - sončnih celic in vetrnih elektrarn. Prav za ta primer pa hidroelektrarne ponujajo potrebno dodatno prostostno stopnjo. Posedujejo akumulacijske bazene, ki omogočajo vsaj kratkotrajno hranjenje energije, ki je potrebna za blaženje špic sončne oz. vetrne energije. Slednje pa omogoča bolj optimalno dimenzioniranje P2G sistema, ki je zaradi zmanjšanih nihanj lahko bolj konstantno in s tem v večji meri izrabljen. Visok faktor izrabe zagotavlja višjo upravičenost investicije in njeno hitrejšo povrnitev.

V prispevku je najprej podan opis modela in njegovih podsklopov z glavnimi parametri. Sledi prikaz potekov signalov modela ter predstavitev izvedenega multi-simulacijskega eksperimenta. Na koncu so podane še smernice za nadaljnje delo v smeri avtomatske optimizacije konfiguracije P2G sistema.

2 Metodologija

Model HPP je bil razvit v okolju Matlab/Simulink z namenom, da omogoči izvedbo simulacij scenarijev, ki temeljijo na podatkih, in s tem ocene najustreznejše konfiguracije P2G sistema, parametrov kontrolnega

algoritma tega sistema, količine proizvedenega vodika in končno ustvarjenega dobička iz proizvodnje vodika (slika 1) za HPP v študiji primera [10].



Slika 1. Posnetek zaslona modela postrojenja hidroelektrarne v okolju Matlab/Simulink.

Model sestavljajo naslednji moduli:

- **HPP_DATA**: pripravlja realne podatke o dotoku vode, urniku zahtevane dobave električne energije, ki ga določi operator sistema, dejanskemu padcu vode na turbinah in proizvodnjo sončne elektrarne na osnovi podatkov o osončenosti in instalirane moči.

- **HPP_PHYSICAL_MODEL**: nelinearni dinamični model dotične hidroelektrarne sestavlja ta dva dela. Prvi računa trenutno moč (P) z uporabo realnih podatkov o pretoku vode (Q) in višini padca na turbini (H) po enačbi

$$P = Q \cdot H \cdot g \cdot \rho \cdot \eta . \quad (1)$$

Zgornji zapis je zaradi obsega prispevka poenostavljen, saj je tudi η nelinearna funkcija spremenljivk Q in H . Proizvedena električna energija mora slediti zahtevanemu urniku proizvodnje, ki ga vnaprej določa operator sistema. Drugi del pa računa količino vode v akumulacijskem bazenu ter računa razliko med zahtevano proizvodnjo električne energije (urnik) in proizvodnjo, ki je dejansko mogoča (na podlagi podatkov o prilivih in nivoju vode).

- **P2G_SYSTEM**: vhod v ta modul je razpoložljiva električna moč, ki se lahko uporablja za proizvodnjo vodika. Iz nje se na osnovi karakteristične krivulje izračuna ustrezna količina vodika, zmanjšana za količino energije, potrebne za stiskanje vodika.

$$mH2_{gen} = f(P_{genH2} - P_{compH2}) \quad (2)$$

- **H2_STORAGE**: določa tlak v rezervoarju za shranjevanje vodika glede na shranjeno količino kot

$$\frac{dP_{storage}}{dt} = \left(R_{H2} \cdot \frac{T_m}{V_{storage}} \right) \cdot (mH2_{in} - mH2_{out}) \quad (3)$$

- **CONTROL_SYSTEM**: določa obratovalno moč sistema P2G. Njegova konfiguracija je odvisna od predvidenih ciljev. Ob predpostavki proizvodnje vodika

med redno proizvodnjo električne energije, modul izračuna električno energijo, ki je na voljo za delovanje sistema P2G, ob upoštevanju trenutnih vrednosti (višine vode v akumulacijskem bazenu ter tlaka v hranilniku vodika) in omejitev (nazivne moči P2G sistema, maksimalne višine akumulacije ter prostornine rezervoarja za shranjevanje vodika). V začetni izvedbi med 3 nivoji moči P2G preklaplja preprosta logika.

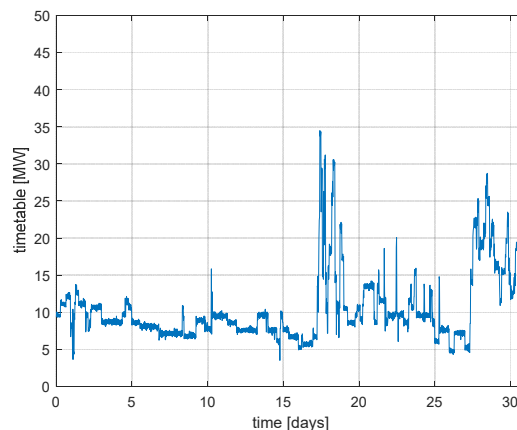
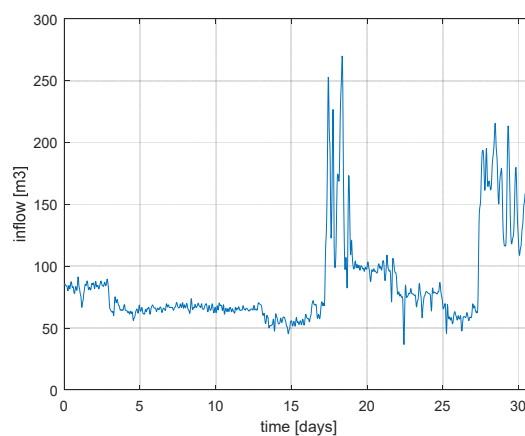
- **HPP_ECONOMIC_MODEL**: računa proizvodno ceno zelenega vodika in generirani dobiček glede na proizvodne in tržne cene električne energije in vodika.

$$Profit \left(\frac{\text{€}}{h} \right) = f_{util} \cdot P_{genH2} \cdot \left(\frac{Cost_{H2sell} - Cost_{H2prod}}{Cons_{H2}} - Cost_{EE} \right) \quad (4)$$

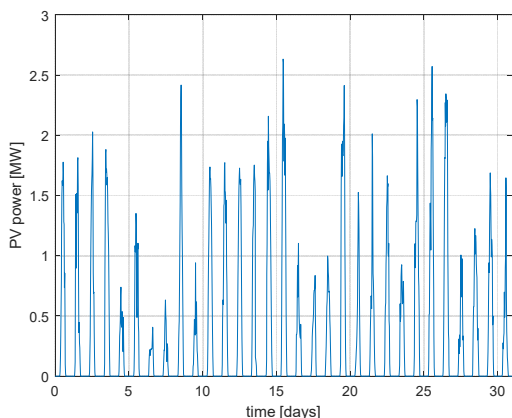
2.1 Vhodni podatki

Za modeliranje smo imeli na voljo naslednje vhodne podatke za dobo 1 leta.

- Pretok HE (m³/s)
- Preliv HE (m³/s)
- Nivo gladine akumulacije (zg. voda)
- Nivo izhodne vode (sp. voda)
- Moč HE (MW)
- Osončenost (W/m²)



Slika 2. Mesečni profil pretoka in urnik proizvodnje električne energije HE.



Slika 3. Simulirana mesečna proizvodnja sončne elektrarne.

Model je zgrajen tako, da omogoča skaliranje parametrov ključnih komponent; navedene so v nadaljevanju:

- Nazivna moč P2G sistema ($P2G_inst$ [MW])
- Nazivna moč polja sončnih celic (PV_inst [MW])
- Velikost hranilnika vodika ($V_storage$ [m³])
- Dnevni odjem vodika ($H2_cons$ [kg H₂])

3 Simulacije

3.1 Osnovni primer

Poraba vodika je omejena na dnevno porabo 4 avtobusov. Upoštevali smo podatek o porabi avtobusa 9 kg / 100 km [8,9] in dnevni poti avtobusa 400 km/dan in tako prišli do maksimalnega potrebnega odjema 160 kg na dan oziroma 5000 kg na mesec.

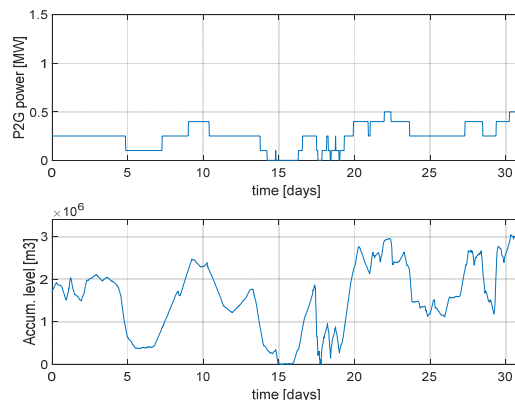
Za začetek smo spreminjali le instalirano moč P2G sistema in opazovali obnašanje sistema. Ob tem smo beležili količino proizvedenega vodika, energijo porabljeno za to, stopno izrabe elektrolizerja, ter število potrebnih zagonov. Pomembnejši rezultati za celoten razpon preizkušenih parametrov so prikazani v Tabeli 1.

Tabela 1. Rezultati simulacij za 1 mesec obratovanja

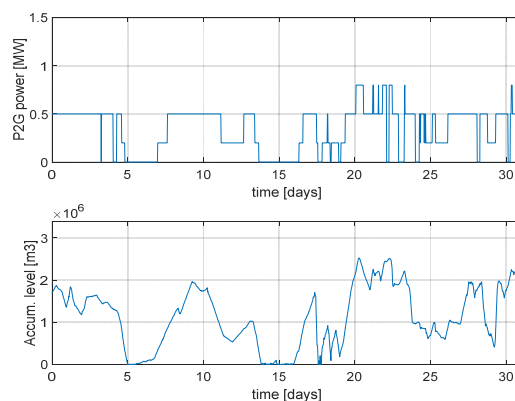
Moč P2G Sistema (MW)	Količina proizvedenega vodika (kg/mes.)	Energija za P2G sistem (MWh/mesec)	Stopnja izrabe P2G sistema (%)	Število zagonov in zaustavitvev P2G sistema (/ mes.)
0,50	3.653	184,6	0,496	5
0,75	4.522	228,5	0,409	5
1,00	5.058	255,6	0,330	12
1,25	5.259	265,7	0,286	20
1,50	5.385	272,1	0,244	21
1,75	5.458	275,8	0,201	25
2,00	5.512	278,5	0,187	25

Iz števil v tabeli je moč opaziti, da stopnja izrabe P2G sistema upada ob naraščanju njegove nominalne moči. Ob tem pa ima krivulja proizvedenega vodika koleno pri nominalni moči ~1MW (Slika 6), ki nakazuje

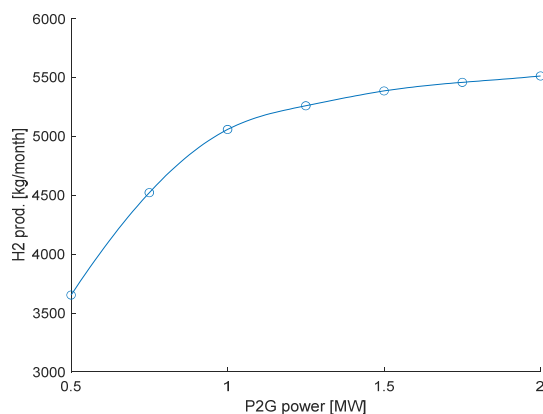
optimalno velikost za tak odjem. Mesečna poteka moči P2G sistema in nivoja vode v akumulaciji za 0.5 in 1 MW sistema sta prikazana na Slikah 4 in 5. Če primerjamo poteka, lahko opazimo da 0.5MW P2G sistem obratuje bolj konstantno, nivoji vode v akumulaciji pa so višji. Pri 1MW sistemu se število izklopov poveča za 2,4 krat.



Slika 4. Mesečni potek signalov za 0.5 MW P2G sistem.



Slika 5. Mesečni potek signalov za 1 MW P2G sistem.



Slika 6. Mesečna količina proizvedenega vodika glede na nominalno moč P2G sistema ob mesečnem odjemu 5000 kg.

3.2 Multi-simulacijska analiza

Naslednji cilj, po validaciji modela, je bil določitev optimalne konfiguracije sistema prek analize vpliva vseh omenjenih veličin. Za vsako veličino je bilo določeno območje in izbran raster točk, ki so bile preizkušene. Njihove vrednosti, podane v Tabeli 2, določajo pogoje za

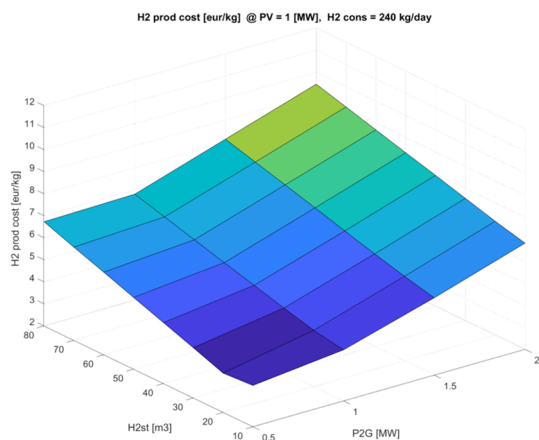
1152 različnih konfiguracij sistema, ki so bile preizkušene. Kot potencialni kandidati za člene kriterijske funkcije, so bile za vse zagnane simulacije izračunane vrednosti

- Proizvedenega vodika ($H2_prod$ [kg])
- Prihodka iz prodaje vodika (€)
- Proizvodne cene vodika ($H2_prod_cost$ [€/kg])
- Stopnja izrabe P2G sistema ($P2G_util$ [%])

Tabela 2. Veličine in njihove vrednosti s katerimi so bile zagnane simulacije

Parameter	Enota	Vrednosti
$P2G_inst$	MW	0,5 1,0 1,5 2,0
PV_inst	MW	1 2 3 4 5 6
$V_storage$	m ³	10 20 30 40 50 60 70 80
$H2_cons$	kgH ₂ /dan	80 160 240 320 400 480

Za boljši prikaz rezultatov simulacij je bilo v okolju Matlab pripravljeno grafično orodje, ki omogoča 3D izris residualov izvedenih simulacij. Zasnovan je tako, da dve spremenljivki fiksiramo, za preostali dve pa se izriše 3D prikaz izbranega residuala. Na sliki 7 je prikazan primer izrisa proizvodne cene vodika v odvisnosti od instalirane moči P2G sistema in velikosti hranilnika, za velikost PV elektrarne 1 MV in odjem vodika 240 kg/dan.



Slika 7. Primer izrisa proizvodne cene vodika za primer 1 MW sončne elektrarne ob dnevnem odjemu 240 kg.

Dodatno je bila pripravljena funkcija ki za določen niz parametrov sistema zažene simulacijo in izračuna izbrani residual. Namenjena je uporabi za neposredni klic iz optimizacijske rutine s čimer omogoča avtomatsko iskanje optimuma za izbrano kriterijsko funkcijo.

4 Zaključek

Prispevek prikazuje zgradbo modela hidroelektrarne s sistemom za soprodukcijo vodika in poljem sončnih celic. Osnovan je na resničnih podatkih slovenske hidroelektrarne. Predstavljena je uporaba modela za podrobno analizo možnih konfiguracij opisanega sestava ter optimizacijo za določeno ciljno količino proizvedenega vodika.

Dodatno pa model omogoča analizo in iskanje optimalne vrednosti katerekoli od variabilnih dimenzij sistema in s tem odpira široke možnosti uporabe in nadaljnega razvoja. Ob tem velja omeniti, da je cilj najbolj dobičkonosne izrabe P2G sistema večkrat v nasprotju s širšim ciljem čim večje preskrbe z zeleno energijo, kot tudi z drugimi, na primer ekološkimi vidiki. Zato je na tem mestu nujno potrebna regulativa za ohranjanje ravnovesja na tem razvijajočem se področju.

Zahvala

Prispevek je eden izmed rezultatov dela na projektu Optimizacijsko vodenje pretvornika energije v vodik v povezavi s hidro elektrarno (L2-1832), ki ga sofinancira agencija ARRS.

Literatura

- [1] A. Lewandowska-Bernat in U. Desideri, „Opportunities of power-to-gas technology in different energy systems architectures,“ *Applied Energy*, Izv. 228, pp. 57-67, 2018.
- [2] S. Schiebahn, T. Grube, M. Robinius, V. Tietze, B. Kumar in D. Stolten, „Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany,“ *International Journal of Hydrogen Energy*, Izv. 40, št. 12, pp. 4285-4294, 2015.
- [3] C. Van Leeuwen in M. Mulder, „Power-to-gas in electricity markets dominated by renewables,“ *Applied [1] Matworks, „Simulink,“ [Elektronski]. Available: https://www.mathworks.com/help/simulink/. [Poskus dostopa 2 3 2022].*
- [4] I. Dincer, „Green methods for hydrogen production,“ *International Journal of Hydrogen Energy*, Izv. 37, št. 2, pp. 1954-1971, 2012.
- [5] A. Mazza, Bompard Ettore in G. Chicco, „Applications of power to gas technologies in emerging electrical systems,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Izv. 92, pp. 794-806, 2018.
- [6] G. Kakoulaki, I. Kougias, N. Taylor, F. Dolci, J. Moya in A. Jäger-Waldau, „Green hydrogen in Europe – A regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables,“ *Energy Conversion and Management*, Izv. 228, p. 113649, 2021.
- [7] European Commission, „Report from the Commission to the European parliament, the Council, the European economic and social committee and the Committee of the regions, Energy prices and costs in Europe,“ Brussels, 2019.
- [8] A. Ajanovic, A. Glatt in R. Haas, „Prospects and impediments for hydrogen fuel cell buses,“ *Energy*, Izv. 235, p. 121340, 2021.
- [9] H. Kim, N. Hartmann, M. Zeller, R. Luise in T. Soyul, „Comparative TCO Analysis of Battery Electric and Hydrogen Fuel Cell Buses for Public Transport System in Small to Midsized Cities,“ *Energies*, Izv. 14, št. 14, p. 4384, 2021.
- [10] D. J. Jovan, G. Dolanc in B. Pregelj, „Cogeneration of green hydrogen in a cascade hydropower plant,“ *Energy Conversion and Management: X*, Izv. 10, p. 100081, 2021.