

3. konferenca SAEE s področja energetske ekonomike

Uredili: Nevenka Hrovatin, Matej Švigelj, Jelena Zorić





Univerza v Ljubljani

EKONOMSKA
FAKULTETA

Univerza v Ljubljani

EKONOMSKA
FAKULTETA

CENTER POSLOVNE
ODLIČNOSTI

3. KONFERENCA SAE E S PODROČJA ENERGETSKE EKONOMIKE

Ljubljana, 21. oktober 2022
Ekonomska fakulteta, Univerza v Ljubljani

Zbornik prispevkov

Uredniki:

**NEVENKA HROVATIN
MATEJ ŠVIGELJ
JELENA ZORIĆ**

**Uredniki/Editors: Prof. Nevenka Hrovatin, PhD, Prof. Matej Švigelj, PhD, Prof. Jelena Zorić, PhD
Zbornik prispevkov 3. konference SAEE s področja energetske ekonomike
(21. oktober 2022, Ekonomska fakulteta Univerze v Ljubljani)**

Izdajatelj/Publishers: Ekonomska fakulteta, UL
(School of Economics and Business, University of Ljubljana) in/and
SAEE – Slovensko združenje za energetske ekonomiko
(Slovenian Association for Energy Economics)

Programski odbor/Programme Committee:
prof. dr. Nevenka Hrovatin (predsednica/president), Ekonomska
fakulteta, UL
prof. dr. Tanja Dmitrović, Ekonomska fakulteta, UL
mag. Sarah Jezernik, Plinovodi d. o. o.
dr. France Križanič, EIPF
izr. prof. dr. Nina Ponikvar, Ekonomska fakulteta, UL
izr. prof. dr. Matej Švigelj, Ekonomska fakulteta, UL
prof. dr. Jelena Zorić, Ekonomska fakulteta, UL

Oblikovanje naslovnice/Cover by: Damjan Rončević
Oblikovanje in prelom/Design by: Ekonomska fakulteta

Ljubljana, 2022

Konferenčni prispevki so bili recenzirani v okviru anonimnega recenzijskega postopka.
Conference proceedings were subject to a double-blind peer review process.

*Zbornik je objavljen na spletni strani / Conference proceedings are available online:
<http://konferenca.ef.uni-lj.si/saee2022/>*

Zbornik je izšel s finančno podporo Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani
This book of conference proceedings is financed by the School of Economics and Business University of Ljubljana.

Slika na ovoju/Cover photo: *Thornton Bank, Oostende, Belgium* (avtor/author: Hans Hillewaert; vir/source: Wikimedia).

Kataložni zapis o publikaciji (CIP) pripravili v Narodni in univerzitetni knjižnici v Ljubljani
COBISS.SI-ID 125745411
ISBN 978-961-240-389-8 (PDF)

Vse pravice pridržane. Noben del gradiva se ne sme reproducirati ali kopirati v kakršni koli obliki: grafično, elektronsko ali mehanično, kar vključuje (ne da bi bilo omejeno na) fotokopiranje, snemanje, skeniranje, tipkanje ali katere koli druge oblike reproduciranja vsebine brez pisnega dovoljenja avtorja ali druge pravne ali fizične osebe, na katero bi avtor prenesel materialne avtorske pravice.

All rights reserved. No part of this publication may be reproduced or transmitted in any form by any means, electronic, mechanical or otherwise, including (but not limited to) photocopy, recordings or any information or retrieval system, without the express written permission of the author or copyright holder.

VSEBINA

PREDGOVOR	1
-----------------	---

Sekcija I: Energetsko podnebne politike in gospodarstvo

STAGFLACIJSKI UČINKI POVEČANJA CEN ELEKTRIČNE ENERGIJE	3
<i>France Križanič</i>	
REGULATIVNI OKVIR TRAJNOSTNIH FINANC V EU	6
<i>Vasja Rant</i>	
VPLIVI PANDEMIJE COVID-19 NA ENERGETSKI SEKTOR V EU.....	16
<i>Barbara Kurbus</i>	
ENERGY EFFICIENCY IN RESIDENTIAL AND NON-RESIDENTIAL BUILDINGS AND ITS SHORT-TERM MACROECONOMIC IMPLICATIONS	22
<i>Renata Slable-Erker, Miha Dominko, Ali Bayar, Boris Majcen, Kaja Primc</i>	
DOLGOROČNO ZAGOTAVLJANJE FINANČNIH SREDSTEV ZA RAZOGLIČENJE STAVBNEGA FONDA V SLOVENIJI.....	28
<i>Gasper Stegnar, Damir Staničič, Matej Švigelj, Andreja Cirman</i>	

Sekcija II: Delovanje in učinkovitost elektroenergetskega sistema

PREGLED STANDARDOV ZANESLJIVOSTI OSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO PO DRŽAVAH EU	36
<i>Jerneja Bogovič, Miloš Pantoš</i>	
MODELIRANJE IN SIMULACIJA NIZKONAPETOSTNEGA OMREŽJA Z VKLJUČENIMI VIRI PROŽNOSTI.....	41
<i>Janez Gregor Golja, Edin Lakić, Andrej Gubina</i>	
CELOVIT PLAN RAZVOJA SLOVENSKEGA ELEKTROENERGETSKEGA SISTEMA DO LETA 2040.....	45
<i>Izidor Ostan Ožbolt</i>	
ANALIZA STROŠKOVNE UČINKOVITOSTI PODJETIJ V DEJAVNOSTI DISTRIBUCIJE ELEKTRIČNE ENERGIJE V OBDOBJU 2009 – 2020	55
<i>Nevenka Hrovatin, Jelena Zorić, Janez Dolšak</i>	
LASTNA CENA ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENSКИH ELEKTRARNAH IN OBČUTLJIVOSTNA ANALIZA VPLIVA SPREMEMB PROIZVODNJE.....	62
<i>Rok Hrastnik, Mihael Sekavčnik, Nevenka Hrovatin</i>	

Sekcija III: Investicije v energetska učinkovitost in razogljčenje v podjetjih in gospodinjstvih

INVESTICIJE V ENERGETSKO UČINKOVITOST IN OBNOVLJIVE VIRE ENERGIJE: EMPIRIČNA RAZISKAVA V SLOVENSkih MAJHNih IN SREDNJIH PODJETJIH.....	70
<i>Nevenka Hrovatin, Janez Dolšak, Jelena Zorić</i>	
MANAGEMENT EMISIJ V OGLJKOVO INTENZIVNIH PODJETJIH: ANALIZA UČINKOV EU ETS IN ŠTUDIJA PRIMERA	75
<i>Simon Čadež, Tjaša Selič</i>	
DEJAVNIKI, KI VPLIVAJO NA ENERGETSKO UČINKOVITE OBNOVE V STANOVANJSKEM SEKTORJU: UČINKOVITOST SISTEMA SUBVENCIONIRANJA V SLOVENIJI.....	81
<i>Janez Dolšak, Nevenka Hrovatin, Jelena Zorić</i>	
RETROSPECTIVE PANEL DATA EVIDENCE ON THE IMPACT OF SOCIAL CAPITAL AND HOUSING-RELATED LIFESTYLE ON ENERGY-EFFICIENT RETROFITS IN SLOVENIA.....	87
<i>Ivana Jovović, Andreja Cirman, Nevenka Hrovatin, Jelena Zorić</i>	
OCENJEVANJE UČINKOVITOSTI CELOTNE PORABE ENERGIJE V STANOVANJSKIH STAVBAH SLOVENSkih GOSPODINJSTEV	96
<i>Janez Dolšak, Nevenka Hrovatin, Jelena Zorić</i>	

Sekcija IV: Analiza in razvoj energetskih trgov in sektorjev

THE CROWDING OUT OF CONVENTIONAL ELECTRICITY GENERATION BY RENEWABLE ENERGY SOURCES: EVIDENCE FROM CENTRAL AND SOUTH EAST EUROPEAN MARKETS.....	103
<i>Marko Halužan, Miroslav Verbič, Jelena Zorić</i>	
NALOGE, IZZIVI IN PRILOŽNOSTI SISTEMOV DALJINSKEGA OGREVANJA V SLOVENIJI.....	112
<i>Ljubo Germič, Filip Kokalj</i>	
ANALIZA ODVISNOSTI RUSKIH DOBAVITELJEV ZEMELJSKEGA PLINA OD EVROPSKEGA TRGA.....	117
<i>Klemen Mesec, Matej Švigelj</i>	
PRIHODNOST VODIKA V EVROPSKI UNIJI.....	124
<i>Jure Lakner, Matej Švigelj</i>	

Sekcija V: Obnovljivi viri energije in samooskrba

DRUŽBENO-EKONOMSKA ANALIZA INVESTICIJ V OBNOVLJIVE VIRE ENERGIJE... 129
Vane Berlot, Nevenka Hrovatin

ANALIZA CEN ZAGOTOVLJENEGA ODKUPA ELEKTRIČNE ENERGIJE IN
EKONOMSKI KAZALCI INVESTICIJE V SONČNO ELEKTRARNO 134
Klemen Sredenšek, Bojan Štumberger, Miralem Hadžiselimović, Sebastijan Seme

EKONOMIKA SAMOOSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO V SPREMENJENIH
ZAKONODAJNIH IN TRŽNIH RAZMERAH 139
Domen Kodrič, Tomi Medved, Andrej Gubina

EKONOMIKA IN POVEČANJE DELEŽA SAMOOSKRBE GOSPODINJSKIH
ODJEMALCEV Z ELEKTRIČNO ENERGIJO Z UPORABO BATERIJSKEGA
HRANILNIKA..... 145
Nejc Kastelan, Andrej Gubina, Matej Pečjak

UPORABA LESNE BIOMASE V TERMOELEKTRARNI 151
Matej Fike, Andrej Predin

Sekcija VI: Elektromobilnost in trg pogonskih goriv

EKONOMSKI, TEHNOLOŠKI IN OKOLJSKI IZZIVI ELEKTROMOBILNOSTI V
SLOVENIJI..... 156
Tomaž Rebol, Matej Švigelj

ANALIZA OSEBNE ELEKTROMOBILNOSTI S POUČENJEM NA STALIŠČIH
SLOVENSkih VOZNIKOV DO NAKUPA ELEKTRIČNEGA VOZILA 163
Matjaž Radovan, Nevenka Hrovatin

PRIMERJALNA ANALIZA PREFERENC POTROŠNIKOV ZA UPORABO E-TAKSI
STORITEV NA HRVAŠKEM IN V SLOVENIJI 170
Ivana Jovović, Nevenka Hrovatin, Miha Rihar, Jelena Zorić

ANALIZA TRGA POGONSKIH GORIV V SLOVENIJI PO POPOLNI LIBERALIZACIJI
OBLIKOVANJA CEN..... 177
Julijo Josip Franz, Matej Švigelj

PREDGOVOR

Slovensko združenje za energetske ekonomiko (SAEE – Slovenian Association for Energy Economics), ki je sekcija Energetske zbornice Slovenije (EZS) in nacionalna podružnica IAEE (International Association for Energy Economics), v sodelovanju z Ekonomsko fakulteto Univerze v Ljubljani in Centrom poslovne odličnosti Ekonomske fakultete letos organizira že 3. konferenco SAEE s področja energetske ekonomike. Po uspešno izpeljanih konferencah SAEE v letih 2016 in 2018, je zaradi COVID-19 pandemije v letu 2020 sledil premor, tako da nam je še v posebno veselje, da smo konferenco v letu 2022 ponovno oživili, zlasti v luči izzivov, povezanih z zelenim prehodom in trenutno energetske krizo. Priznanje obema dogodkoma sta izrazila tudi Ministrstvo za infrastrukturo s pozdravnim nagovorom ministra, mag. Bojana Kumra, in Energetska zbornica Slovenije (EZS) s pozdravnim nagovorom predsednika, Marjana Eberlinca.

Letošnja konferenca je sestavljena iz plenarnega dela in vzporednih sekcij. V plenarnem delu se osredotočamo na delovanje energetskih trgov in regulativne izzive, o katerih bodo spregovorili predstavniki Agencije za sodelovanje energetskih regulatorjev (ACER) in Agencije za energijo RS. Temu sledi predstavitev Izzivov prenove Celovitega nacionalnega energetskega in podnebne načrta RS (NEPN), ki jo vodi Center za energetske učinkovitost IJS, ter okrogla miza z uglednimi predstavniki podjetij, kjer bomo spregovorili o izzivih zelenega prehoda in energetske krize za slovensko energetiko.

V okviru vzporednih sekcij se bo predstavilo 28 raziskovalnih prispevkov v šestih sekcijah. Poziv k oddaji prispevkov smo naslovili na širok krog deležnikov, ki vključuje vse slovenske univerze in institucije, ki pokrivajo področje energetske ekonomike, kot tudi slovenska podjetja. Med izbranimi prispevki so tudi prispevki študentov, ki so nastali na podlagi kakovostnih magistrskih in doktorskih del in se potegujejo za študentsko nagrado. Pobudnik podeljevanja študentske nagrade v višini 1.000 evrov je dr. Boyko Nitzov. Prispevke smo zaokrožili v šest vsebinskih področij:

- Energetske podnebne politike in gospodarstvo,
- Delovanje in učinkovitost elektroenergetskega sistema,
- Investicije v energetske učinkovitost in razogljičenje v podjetjih in gospodinjstvih,
- Analiza in razvoj energetskih trgov in sektorjev,
- Obnovljivi viri energije in samooskrba,
- Elektromobilnost in trg pogonskih goriv.

Posebna zahvala gre ekipi sodelavcev iz EF, še zlasti dr. Janezu Dolšku in mladi raziskovalki Ivani Jovović, MSc, strokovnim sodelavcem in članom programskega odbora. Brez njihove angažiranosti in predanosti izvedba konference in izdaja zbornika ne bi bila mogoča.

V SAEE ostajamo zavezani k temu, da nudimo platformo za povezovanje različnih deležnikov s področja energetske ekonomike, v okviru katere skušamo na strokoven in odprt način razpravljati o vprašanih energetske ekonomike doma in v svetu ter prispevati k boljšemu delovanju energetskega gospodarstva v korist celotne družbe.

V imenu programskega odbora konference:
Prof. dr. Nevenka Hrovatin (predsednica)
Prof. dr. Matej Švigelj
Prof. dr. Jelena Zorić

Sekcija I:
**Energetsko podnebne politike in
gospodarstvo**

STAGFLACIJSKI UČINKI POVEČANJA CEN ELEKTRIČNE ENERGIJE

France Križanič

EIPF, Ekonomski institut d.o.o., Einspielerjeva 6, 1000 Ljubljana

france.krizanic@eipf.si

POVZETEK

Tranzicija gospodarjenja z električno energijo od infrastrukturne v tržno dejavnost je privedla do spremenjenega učinka omejene ponudbe te dobrine na gospodarstvo. Pomanjkanje oziroma izklope električne energije je nadomestil stagflaciji vpliv značilen tudi za ostale ponudbene šoke. V naši analizi smo ocenili učinke povečanja cen električne energije povezane z morebitno zamenjavo njene ponudbe iz Termoelektrarne Šoštanj s proizvodnjo v plinsko parnih elektrarnah. Ocena velja za razmere v letu 2019. Posledica zamenjave ponudnikov električne energije bi bile njene skoraj 11% višje cene za gospodarstvo, kar bi v Sloveniji vplivalo na zmanjšanje prihodka za 3,4%, dodane vrednosti za 2,9% (1,2 milijarde evrov po cenah 2019), sredstev za zaposlene za 3,3%, amortizacije za 3,5%, poslovnega presežka za 2,7% ter javnofinančnih prihodkov za 2,6%. Investicije v R&D bi upadle za 2,8%, izvoz za 2,3% in uvoz za 2,5%. Slovenija bi izgubila 25.400 delovnih mest (2,6%), neizkoriščeno pa bi ostalo 3,6 milijarde evrov (2,6%) osnovnih sredstev. Na dolgi rok se bodo poslabšanim pogojem za gospodarjenje zaradi dražje električne energije v Sloveniji podjetja prilagodila na različne načine. Nekatera bodo uvedla nove energetske učinkovitejše tehnologije ali spremenila nabor izdelkov in storitev, ki jih nudijo na trgu, druga pa bodo primorana iskati za njihovo dejavnost boljše gospodarsko okolje.

Ključne besede: Energija, Stagflacija, Proizvodnja, Zaposlenost

1 Uvod

Od devetdesetih let dvajsetega stoletja dalje se je v svetu, pa tudi pri nas, odvijal proces prehoda gospodarjenja z električno energijo od infrastrukturne v tržno dejavnost (Haas, Glachant, Keseric, & Perez, 2006 in Pompei, 2013). Ena od posledic omenjenega procesa, vezana na kratkoročno optimizacijo stroškov delovanja, je bila poslabšanje zanesljivosti delovanja elektroenergetskega sistema (Erdoglu, 2011). V tržnem načinu gospodarjenja z električno energijo njena podražitev učinkuje kot ponudbeni šok. Kratkoročno vodi v stagflacijo, a ima tudi dolgoročne učinke, saj temelji mednarodna konkurenčnost sodobnega narodnega gospodarstva na ustrezni infrastrukturi, od šolstva, zdravstva in varnosti do prometa in stabilne oskrbe z energijo (Coe, Helpman & Hoffmaister, 2008 in Kim & Loayza, 2019).

2 Izhodišče simulacije, metodologija, podatki

V naši nalizi prikazujemo učinek povečanja cen električne energije v primeru zamenjave njene ponudbe iz Termoelektrarne Šoštanj s ponudbo iz plinsko parnih elektrarn v razmerah, kakršne so bile leta 2019. Dražja proizvodnja v plinsko parnih elektrarnah kot v Termoelektrarni Šoštanj bi, ob upoštevanju deleža, ki ga ta elektrarna pokriva v slovenski končni porabi elektrike, pri povprečni pravni osebi vodila v podražitev električne energije za 10,8% (Križanič, Vojinović, Kolšek, Jere & Košnjek, 2020). Povečanje cene električne energije učinkuje podobno kot podražitve drugih energentov, zlasti nafte. Pri ponudnikih energije sicer nastane profit, v gospodarstvu, ki v svojem produkcijskem procesu energijo uporablja, pa povečani stroški dvigajo cene ter vplivajo na krčenje dejavnosti in zaposlenosti - stagflacija.

Stroškovni pritisk dražje električne energije na gospodarstvo smo ocenili z input-output analizo (Leontief, 1942, 1954) na 63 sektorski input-output tabeli za leto 2015 (Statistični urad Republike

Slovenije, 2020). Rezultati so preračunani v cene 2019 s harmoniziranim indeksom cen življenjskih potrebščin v EU (Eurostat, 2020).

Po interni informaciji Statističnega urada Republike Slovenije (Kalin, 2018) predstavlja oskrba z električno energijo 81,8% skupne ponudbe sektorja »Oskrba z električno energijo, plinom in paro«. Predpostavljamo, da se bo ob podražitvi elektrike za 10,8% ponudba tega sektorja znižala za 8,8%. Predpostavljamo torej, da gospodarstvo podražitve ne bo moglo prevaliti na potrošnike in da se bo povečanim stroškom prilagodilo z znižanjem proizvodnje. Multiplikativne učinke tega znižanja ocenimo kot vpliv po vrstici input-output tabele. Dobimo zmanjšanje proizvodnje, ki je posledica neposrednega in po reprodukcijski verigi tudi posrednega vpliva povečanih stroškov. Glede na deleže posameznih spremenljivk v proizvodnji nato ocenimo še neposreden in posreden vpliv povečane cene električne energije na zmanjšanje dodane vrednosti z njenimi komponentami, zaposlenosti, izkoriščenosti osnovnih sredstev, investicij za R&D, reprodukcijskega uvoza ter izvoza.

V analizi upoštevamo, da bo upad dodane vrednosti, plač, amortizacije, poslovnega presežka in izvoza vplival na znižanje t.i. izvedene osebne, investicijske ter državne porabe in multiplikativno zopet na celotno gospodarstvo (»Razširjeni učinek«).

3 Vpliv podražitve elektrike na slovensko gospodarstvo

Rezultate naše ocene prikazuje Tabela 1. V njej vidimo, da bo podražitev električne energije, kot »ponudbeni šok« za slovensko gospodarstvo, preko reprodukcijske verige, z učinkom na upad konkurenčnosti in izvoza ter s sledečim (izvedenim) vplivom na osebno, investicijsko ter državno porabo vodila v znižanje prihodka za 2,6 milijarde evrov, dodane vrednosti za 1,2 milijarde evrov ali za skoraj 3% letno. Prejemki zaposlenih se bodo znižali za skoraj 0,7 milijarde evrov, amortizacija za 0,3 milijarde evrov, poslovni presežek za 0,2 milijardi evrov, javnofinančni prihodki pa za 0,4 milijarde evrov (cene 2019).

Tabela 1 kaže, da se bo slovenski izvoz blaga in storitev, glede na predpostavke naše analize, po katerih se proizvajalci ne bodo mogli prilagoditi višji ceni električne energije (gre za kratkoročni učinek, sčasoma bo do te prilagoditve prišlo), znižal za skoraj 0,6 milijarde evrov oziroma za dobra 2%. Zaradi upada gospodarske dejavnosti se bo zmanjšal reprodukcijski uvoz in uvoz povezan z upadom izvedene osebne, investicijske ter državne porabe, tako da se zunanje ravnotežje ne bo znatneje spremenilo.

Znižanje gospodarske dejavnosti bo vodilo do izgube 25.400 delovnih mest ter do neizkoriščenosti osnovnih sredstev v vrednosti 3,6 milijarde evrov. Vpliv bo na narodnogospodarski ravni pri obeh dosegel 2,6%. Investicije v raziskave in razvoj se bodo zmanjšale za 25 milijonov evrov ali za 2,8%.

Tabela 1: Povprečen leten vpliv podražitve električne energije

Cene 2019	Vpliv po reprodukcijski verigi		Razširjeni učinek	
	Milijoni evrov	Delež (%)	Milijoni evrov	Delež (%)
Prihodek	-1455.2	-1.9	-2617.1	-3.4
Dodana vrednost	-601.1	-1.5	-1201.4	-2.9
Sredstva za zaposlene	-328.0	-1.6	-657.4	-3.3
Amortizacija	-162.2	-1.9	-298.2	-3.5
Poslovni presežek	-81.4	-1.2	-193.3	-2.7
Delovno aktivni (tisoči)	-16.9	-1.7	-25.4	-2.6
Osnovna sredstva	-2661.7	-1.9	-3614.4	-2.6
Investicije v R&D	-12.6	-1.4	-25.3	-2.8
Uvoz blaga in storitev	-324.7	-1.5	-552.0	-2.5
Izvoz blaga in storitev	-554.4	-2.3	-554.4	-2.3
Javnofinančni prihodki	-263.2	-1.7	-406.4	-2.6

Vir: Statistični urad Republike Slovenije (2020), Eurostat (2020), Kalin (2018), lasti izračuni

Na dolgi rok se bodo poslabšanim pogojem za gospodarjenje zaradi dražje električne energije v Sloveniji podjetja prilagodila na različne načine. Nekatera bodo uvedla nove, energetsko učinkovitejše, tehnologije ali spremenila nabor izdelkov in storitev, ki jih nudijo na trgu, druga pa bodo primorana iskati za njihovo dejavnost boljše gospodarsko okolje.

4 Sklep

Podražitev električne energije kot »ponudbeni šok« neposredno in posredno, preko reprodukcijskega povpraševanja, preko znižanja izvoza, preko upada izvedene osebne, investicijske in državne porabe vpliva na zmanjšanje dodane vrednosti, prejemkov zaposlenih, amortizacije, poslovnega presežka, uvoza ter javnofinančnih prihodkov. Znižanje gospodarske dejavnosti vodi v izgubo delovnih mest, neizkoriščenosti osnovnih sredstev ter v upad investicij za R&D. Povečanje cen električne energije za 10,8% bi vplivalo na upad dodane vrednosti za 2,9%. Pri tem bi bilo največje znižanje prilivov iz naslova amortizacije (-3,5%), najmanjše pa znižanje izvoza (2,3%).

Literatura in viri

1. Coe, D. T., Helpman, E. & Hoffmaister, A. (2008). International R&D Spillovers and Institutions, IMF Working Paper, Asia and Pacific and European Departments, 1-35, najdeno 16. avgusta 2022 na spletnem naslovu <https://www.imf.org/external/pubs/ft/wp/2008/wp08104.pdf>.
2. Erdoglu, E. (2011). What Happened to Efficiency in Electricity Industries After Reforms?, *Energy Policy*, 39(10), 6551-6560.
3. Eurostat. (2020). Database, najdeno oktobra 2020 na spletnem naslovu <https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database>
4. EViews 10.
5. Haas, R., Glachant, J. M., Keseric, N. & Perez, Y. (2006). Competition in the Continental European Electricity Market: Despair or Work in Progress? In: Sioshansi, F.P., Pfaffenberger, W (Eds), *Electricity Market Reform. An International Perspective*, Elsevier, 1-56.
6. Kalin, J. (2018). Informacija o deležu oskrbe z električno energijo v proizvodnji sektorja »Oskrba z električno energijo, plinom in paro«, Statistični urad Republike Slovenije, pridobljeno po e-pošti: 9. julija 2018.
7. Kim, Y. E. & Loayza, N.V. (2019). *Productivity Growth – Patterns and determinants across the World*, Policy Research Working Paper 8852, World bank Group, Development Economics, Development Research Group, May 2019, 1-69, najdeno 16. avgusta 2022 na spletnem naslovu <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/31710č>.
8. Križanič, F., Vojinović, B., Kolšek, V., Jere, Ž. & Košnjek, Z. (2020). Scenariji pridobivanja premoga in proces zapiranja PV ter vpliv na TEŠ z vidika delovanja slovenskega elektroenergetskega sistema in povečanja energetske revščine v Sloveniji, SDE, Sindikat delavcev dejavnosti energetike, Ljubljana in SPESS, Sindikat Premogovnika Velenje, najdeno 16. avgusta 2022 na spletnem naslovu <https://www.sindikat-sde.si/scenarij-zapiranja-premogovnih-regij>.
9. Leontief, W. (1942). The Structure of American Economy, 1919 – 1929: An Empirical Application of Equilibrium Analysis by Wassily W, Leontief, *The Canadian Journal of Economics and Political Science*, 8, 124-126.
10. Leontief, W. (1954.). Domestic Production and Foreign Trade: the American Capital Position RE-examined, *Economia Internazionale*, 7, 332-349.
11. Pompei, F. (2013). Heterogeneous Effects of Regulation on the Efficiency of the Electricity Industry Across European Union Countries, *Energy Economics*, 40(C), 569-585.
12. Statistični urad Republike Slovenije. (2020). Podatkovna baza Si-Stat, najdeno med oktobrom in decembrom 2020 na spletnem naslovu <https://pxweb.stat.si/SiStat/sl>.

REGULATIVNI OKVIR TRAJNOSTNIH FINANC V EU

Vasja Rant

Ekonomski fakulteta Univerze v Ljubljani, Kardeljeva ploščad 17, 1000 Ljubljana

vasja.rant@ef.uni-lj.si

POVZETEK

Trajnostne finance so se najprej razvile v skladu s tržno logiko, ob upoštevanju tveganj in donosov naložb v trajnostni razvoj. Naraščajoči družbeni stroški trajnostnih tveganj in mednarodne zaveze glede trajnosti, zlasti v zvezi s podnebnimi spremembami, pa so ob tržnih pomanjkljivostih navadnih financ v zadnjem času spodbudili bolj reguliran pristop k trajnostnim financam. EU je v ospredju teh regulativnih prizadevanj. V zadnjih nekaj letih je EU razvila celovit okvir trajnostnega financiranja v okviru širše strategije Evropskega zelenega dogovora. Njegov cilj je preusmeriti zasebne kapitalske tokove za financiranje zelenega prehoda v EU z uporabo treh gradnikov: znanstveno utemeljenega klasifikacijskega sistema (taksonomije) trajnostnih gospodarskih dejavnosti, pravil o razkritjih informacij o trajnostnih vidikih poslovanja za nefinančna in finančna podjetja ter orodij za oblikovanje in trženje trajnostnih finančnih produktov. Izvajanje okvira trajnostnih financ EU bo terjalo prilagoditve poslovnih strategij, poročanja in informacijskih sistemov tako v nefinančnih kot v finančnih podjetjih. Hkrati bo imel okvir trajnostnih financ EU pomemben vpliv tudi na oblikovalce ekonomskih politik v državah članicah EU, služi pa lahko tudi kot vzor pri oblikovanju mednarodnih standardov trajnosti.

JEL: G18, G28, Q01, K32

Ključne besede: trajnostne finance, taksonomija, razkritja trajnosti, zeleni prehod, Evropski zeleni dogovor

1 Uvod

Trajnostni izzivi, med katerimi so v ospredju podnebni in okoljski izzivi, so povezani z dosedanjim zasnovano tržnega ekonomskega sistema, ki se je pretežno osredotočal na kratkoročne dobičke, linearne proizvodne metode, izčrpavanje naravnih virov in fosilna goriva kot glavni vir energije. Za reševanje teh izzivov je potreben premik gospodarske paradigme v smeri krožnega gospodarstva, ki ni osnovano na energiji iz fosilnih goriv, in dolgoročnega pogleda, ki upošteva okolje in družbo kot enakovredna deležnika gospodarstvu pri ustvarjanju vrednosti (European Commission, 2019; Rant, 2021).

Finance so v središču prizadevanj za spremembo gospodarske paradigme. Zaradi sposobnosti mobilizacije in razporejanja finančnih virov v produktivne namene so v edinstvenem položaju, da pomagajo usmerjati spremembo paradigme. Za ta namen morajo finance same postati trajnostne. Trajnostne finance temeljijo na predpostavki, da je potrebno pri naložbenih in finančnih odločitvah poleg tradicionalnih finančnih spremenljivk upoštevati tudi okoljske in družbene dejavnike, ker vplivajo na dolgoročno donosnost in finančno stabilnost (Schoenmaker & Schramade, 2018). V zadnjem desetletju je trajnostno financiranje doživelo skokovit razcvet, za katerega se predvideva nadaljnja hitra rast (Toole, 2022). Del hitre rasti trajnostnih financ je organske narave in izhaja iz naraščajoče percepcije trajnostnih tveganj s strani finančnih institucij in trgov ter s strani nefinančnih podjetij, del pa izhaja iz občutnih sprememb mednarodnih zavez in regulacije, ki postavljajo trajnost v središče vodenja ekonomskih in finančnih politik (Ahlström & Monciardini, 2021). Slednje še posebej velja za Evropsko unijo (EU), kjer se je v zadnjih letih oblikoval nov in celovit okvir zelenega prehoda in trajnostnih financ (European Commission, 2019).

Osnovni namen tega članka je na kratko predstaviti ključne elemente regulativnega okvira trajnostnih financ v EU in njihovo umeščenost v širši kontekst Evropskega zelenega dogovora. Poleg uvoda je članek sestavljen iz petih poglavij. V drugem poglavju sta na kratko predstavljeni osnovna logika Evropskega zelenega dogovora in umestitev strategije trajnostnih financ v EU v ta kontekst. Tretje poglavje se osredotoča na taksonomijo kot osrednji steber trajnostnih financ v EU. Četrto poglavje podaja informacije v zvezi z zakonodajo na področju razkritij informacij o trajnostnem poslovanju podjetij. Četrto poglavje na kratko predstavlja trajnostna orodja, ki jih omogoča evropski okvir. Peto, sklepno poglavje podaja širšo sliko in implikacije okvira trajnostnih financ EU.

2 Evropski zeleni dogovor in strategija trajnostnih financ v EU

Trajnostne financ v EU so umeščene v Evropski zeleni dogovor (European Commission, 2019), ki je dolgoročna krovna strategija EU za zeleni in digitalni prehod. Evropski zeleni dogovor (ang. European Green Deal, okraj. EGD) predstavlja izvedbeni načrt EU za uveljavitev ciljev širših mednarodnih dogovorov, Pariškega podnebne dogovora in ciljev trajnostnega razvoja Združenih narodov (United Nations, 2015a in 2015b). Njegov temeljni cilj je preobrazba EU v trajnostno, podnebno nevtralno gospodarstvo do leta 2050. Ambiciozni podnebni cilji predstavljajo jedro EGD. Poleg ničelnih neto emisij toplogrednih plinov (TGP) do leta 2050 predvidevajo tudi srednjeročno znižanje neto emisij TGP za 55 odstotkov do leta 2030 glede na leto 1990. Ob podnebnih ciljih zasleduje EGD tudi druge okoljske cilje, zlasti na področjih krožnega gospodarstva, zaščite pred okoljskimi tveganji in onesnaževanjem ter spodbujanja biotske raznovrstnosti. Poleg tega pa vsebuje EGD tudi cilj socialno pravičnega prehoda, saj obširna gospodarska transformacija, ki jo implicira, prinaša številne ekonomske in socialne izzive državam, regijam, podjetjem in posameznikom.

Strategija trajnostnih financ EU je tesno vpeta v EGD, ker zahtevajo cilji EGD obsežne in redne dodatne investicije skozi več desetletij za izvedbo zelenega prehoda. Na podlagi ocen Evropske komisije znaša skupni potrebni letni obseg dodatnih investicij na ravni EU v podnebne in okoljske cilje v 2021-2030 v primerjavi z obdobjem 2011-2020 kar 522 mrd EUR oziroma blizu 3% BDP letno (European Commission, 2020a, 2020b in 2021a). Za kar 60% teh dodatnih investicijskih potreb ni zagotovljenih jasnih finančnih virov, kar kaže na velik potencial trajnostnih financ (Rant, 2022). Sodelovanje finančnega sistema pri zagotavljanju dodatnih virov financiranja zelenih investicij je zato ključno za uspeh EGD.

V tem kontekstu zasleduje strategija trajnostnih financ EU tri temeljne cilje. Prvi je preusmeritev kapitalskih tokov v trajnostne naložbe za zapolnitev vrzeli financiranja glede na pričakovane investicijske potrebe EGD. Drugi je vključitev trajnosti v obvladovanje tveganj, ki postajajo srednjeročno in dolgoročno materialna za gospodarske in finančne subjekte. Tretji je spodbujanje trajnosti in dolgoročnosti v upravljaljskih procesih in poslovnih strategijah.

Današnja strategija trajnostnih financ EU izhaja iz Akcijskega načrta za trajnostne finance iz leta 2018 (European Commission, 2018), ki je podal deset priporočil za podporo prehodu iz tradicionalnih v trajnostne finance. Ključno priporočilo se nanaša na vzpostavitev sistema EU za klasifikacijo trajnostnih gospodarskih aktivnosti kot nujnega predpogoja za ostale ukrepe. Ostala priporočila se nanašajo na različne vidike vključevanja trajnosti v finančne, naložbene in strateške odločitve, od krepitev razkritij in poročanja podjetij v zvezi s trajnostjo, do vzpostavitve sistema trajnostnih oznak in standardov za finančne produkte, razvoja trajnostnih naložbenih meril in svetovalnih aktivnosti, vključevanja trajnosti v bonitetne ocene podjetij in bonitetne zahteve finančnih institucij ter upoštevanja trajnosti pri strateškem upravljanju podjetij.

Prvotna strategija je bila v letu 2021 nadgrajena s Strategijo za financiranje prehoda na trajnostno gospodarstvo (European Commission, 2021b). Prenovljena strategija poleg predlogov Akcijskega načrta opredeljuje štiri področja, ki zahtevajo dodatno pozornost. Prvo področje predvideva večji poudarek na procesu prehoda k trajnostnim ciljem in ne le na ciljih kot takih. To vključuje priznavanje prehodnih aktivnosti, ki sicer niso popolnoma trajnostne v ortodoksnem smislu, a

predstavljajo korak na poti k doseganju trajnostnih ciljev (primer plina in jedrske energije). Drugo področje se osredotoča na večjo dostopnost okvira trajnostnih financ EU za mala in srednje velika podjetja ter gospodinjstva, kar zahteva razvoj maloprodajnih trajnostnih finančnih produktov. Tretje področje je namenjeno krepitvi povezanosti finančnega sektorja s trajnostjo z uporabo načela dvojne materialnosti. To načelo na eni strani zajema vidik vpliva trajnostnih tveganj na finančne institucije in finančni sistem, ki se spremlja skozi procese obvladovanja tveganj in nadzora, na drugi strani pa obsega vidik vpliva finančnih institucij in finančnega sistema na dejavnike trajnosti skozi njihove strateške, naložbene in finančne odločitve. Četrto področje je prispevek EU k vzpostavitvi globalnih smernic trajnostnih financ na podlagi mednarodno priznanega vodilnega položaja EU na tem področju.

Na podlagi opisanih strateških usmeritev se je v zadnjih nekaj letih oblikoval celovit regulativni okvir trajnostnih financ EU, ki temelji na treh stebrih: taksonomiji trajnostnih gospodarskih aktivnosti, obveznih razkritjih informacij o trajnostnih vidikih poslovanja za finančna in nefinančna podjetja in trajnostnih orodjih.

3 Taksonomija

Taksonomija je znanstveno utemeljen klasifikacijski sistem okoljskih trajnostnih gospodarskih aktivnosti v EU. Njen namen je vzpostaviti sistem zbiranja in poročanja primerljivih in zanesljivih kvantitativnih in kvalitativnih informacij o trajnostnih (ang. economic, social, governance, okraj. ESG) vidikih poslovanja. Te lahko služijo kot podlage za razvoj novih finančnih produktov, identifikacijo trajnostnih naložbenih priložnosti, pripravo strategij zelenega prehoda na ravni podjetij in informiranje oblikovalcev ekonomskih politik.

Poročanje o ESG vidikih poslovanja je sicer že nekaj časa uveljavljena praksa v poslovnem svetu, a informacije, ki so jih podjetja do zdaj posredovala v okviru nefinančnih razkritij, niso sledile enotnemu in usklajenemu sistemu poročanja, ker so lahko podjetja za ta namen izbirala med številnimi tržno razvitimi standardi.¹ To je ob hitro rastoči industriji razvoja standardov vodilo do problema napačnega zelenega oglaševanja (ang. greenwashing) in porasta nezaupanja v trajnostne oznake produktov zaradi asimetrije informacij.

Taksonomija se od tržno razvitih standardov poročanja pomembno razlikuje, ker temelji na reguliranem pristopu, v ozadju katerega stoji zakonodaja EU. Podjetjem sicer ne preprečuje, da še naprej uporabljajo tržne standarde, a jim hkrati nalaga obveznost poročanja skladno s taksonomijo. V prvi vrsti to danes velja za velika podjetja z več kot 500 zaposlenimi, a ker se zakonodaja EU na tem področju spreminja, je v prihodnosti pričakovati širitev obveznosti na širši nabor podjetij, sčasoma tudi (vsaj delno) na segment majhnih in srednje velikih podjetij. Hkrati taksonomija poleg obvezne omogoča tudi prostovoljno uporabo vsem podjetjem, za katero bodo podjetja motivirana prav zaradi pričakovane širitve njene uporabe v prihodnosti.

Taksonomijo sestavljajo krovna uredba in delegirane uredbe. Krovna uredba o taksonomiji določa okoljske trajnostne cilje, načela za pregled skladnosti s taksonomijo, vrste aktivnosti in obveznosti poročanja podjetij. Delegirane uredbe predpisujejo podrobnejše tehnične kriterije za pregled skladnosti s taksonomijo in vsebino ter možno obliko razkritij informacij tistih podjetij, ki so dolžna poročati o skladnosti s taksonomijo.

Krovna uredba o taksonomiji (2020/852) opredeljuje okoljske trajnostne aktivnosti kot tiste, ki bistveno prispevajo k vsaj enemu od šestih ciljev (načelo bistvenega prispevka): (1) blažitev podnebnih sprememb, (2) prilagajanje podnebnim spremembam, (3) trajnostna raba in varstvo vodnih in morskih virov, (4) prehod v krožno gospodarstvo, (5) preprečevanje in nadzor

¹ Vključno s (a ne omejeno na) priporočili TCFD, GHG protokolom, GRI iniciativo, SASB standardi, CDSB okvirom, CDP vprašalnikom in <IR> okvirom.

onesnaževanja ter (6) varstvo in obnova biotske raznovrstnosti in ekosistemov. Poleg tega uredba določa še dva kriterija za opredelitev aktivnosti kot trajnostne. Prvič, ob izpolnjevanju načela bistvenega prispevka aktivnost ne sme bistveno škodovati kateremu koli od preostalih ciljev (načelo nebistvenega škodovanja). Drugič, ekonomski subjekt, ki aktivnost izvaja, mora spoštovati minimalna varovala v zvezi z odgovornim poslovnim ravnanjem in človekovimi pravicami (načelo minimalnih varoval). Slednja temeljijo na Vodilnih načelih ZN o poslovanju in človekovih pravicah (United Nations, 2011) in Smernicah OECD za večnacionalna podjetja (OECD, 2011).

Krovna uredba o taksonomiji zajema tri vrste aktivnosti, ki so skladne z načelom bistvenega prispevka, in sicer aktivnosti, ki same po sebi bistveno prispevajo k okoljskim trajnostnim ciljem, omogočitvene aktivnosti, ki neposredno omogočajo drugim aktivnostim, da bistveno prispevajo, in prehodne aktivnosti, ki še nimajo tehnološko oziroma ekonomsko izvedljive nizkoogljične alternative, a predstavljajo korak na poti k podnebni nevtralnosti. Prehodne aktivnosti pridejo v poštev samo v primeru cilja blažitve podnebnih sprememb in so omejene z dodatnimi merili, vključno z najboljšo primerjalno uspešnostjo glede emisij toplogrednih plinov, neoviranjem nizkoogljičnih alternativ in izogibanjem dolgoročnim vezavam ogljično intenzivnih sredstev.

V praksi se skladnost posameznih aktivnosti z načeli bistvenega prispevka in nebistvenega škodovanja preverja na podlagi tehničnih meril za pregled (ang. technical screening criteria), ki jih določajo delegirane uredbe za posamezne cilje taksonomije. V njihov razvoj so vključeni strokovnjaki iz javnega in zasebnega sektorja v okviru Platforme za trajnostno financiranje. Evropska komisija je doslej sprejela en takšen akt, Delegirano uredbo o podnebni taksonomiji (2021/2139), ki zajema prva dva cilja taksonomije (blažitev podnebnih sprememb in prilagajanje podnebnim spremembam). Preostale štiri okoljske cilje naj bi Komisija obravnavala v ločenem delegiranem aktu, predvidoma do konca leta 2022.

Delegirane uredbe po posameznih okoljskih ciljeh taksonomije so predvidene kot »živi« akti, ki naj bi se revidirali in posodabljali skladno s hitrostjo tehnološkega in znanstvenega napredka. Prvi takšen pregled je bil nedavno zaključen z vključitvijo jedrske energije in zemeljskega plina kot prehodnih dejavnosti v podnebno taksonomijo, za kar je Evropska komisija marca 2022 sprejela dopolnitev delegirane uredbe. Da bi uporabnikom olajšali preverjanje, katere aktivnosti so vključene na seznam taksonomije, in ogled tehničnih meril za pregled, je Evropska komisija pripravila Kompas taksonomije EU, ki prikazuje tabelo aktivnosti glede na okoljski trajnostni cilj in NACE sektor aktivnosti. Pri tem je potrebno poudariti, da so aktivnosti praviloma ožje opredeljene od NACE sektorja in da je pri presoji z vidika taksonomije vedno ključno merilo aktivnost in ne sektor.

Gospodarske aktivnosti, ki so vključene v delegirane uredbe za posamezne okoljske cilje (zaenkrat samo oba podnebna cilja), se štejejo kot upravičene z vidika taksonomije. Če sočasno izpolnjujejo tudi načela bistvenega prispevka, nebistvenega škodovanja in minimalnih varoval, se šteje, da so skladne s taksonomijo. To razlikovanje je pomembno, ker bodo morala podjetja skladno z 8. členom krovne uredbe o taksonomiji ločeno poročati o upravičenosti in skladnosti aktivnosti s taksonomijo (European Banking Federation & UNEP Finance Initiative, 2022). Potrebno je tudi poudariti, da aktivnosti, ki niso vključene na seznam taksonomije, niso avtomatično netrajnostne. Lahko še niso vključene na seznam (primera jedrske energije in plina in pričakovane delegirane uredbe za ostale okoljske cilje taksonomije), lahko ne dosežajo kriterija bistvenega prispevka, lahko pa so dejansko škodljive okolju in torej netrajnostne.

Čeprav taksonomija trenutno pokriva le okoljske vidike trajnosti, se na ravni EU preučujejo tudi možnosti razvoja vzporedne taksonomije družbeno trajnostnih aktivnosti (socialna taksonomija) in razširitve okoljske taksonomije s seznamom izrazito škodljivih aktivnosti, vmesnih (oranžnih) aktivnosti in aktivnosti z nizkim vplivom na okolje (Platform on Sustainable finance, 2022a in 2022b).

4 Razkritja trajnostnih informacij

Obveznosti razkritij informacij o trajnostnih vidikih poslovanja podjetij na podlagi zakonodaje o nefinančnem poročanju zadevajo zaenkrat predvsem velika nefinančna in finančna podjetja. V EU jih urejajo trije ločeni zakonodajni akti: Direktiva o nefinančnem poročanju (2014/95/EU), ki obvezuje tako nefinančna podjetja kot tudi finančne institucije, ter Uredba o razkritjih v trajnostnih finančnih (2019/2088) in Uredba o kapitalskih zahtevah II (2019/876), ki sta specifični za finančne institucije. Poleg tega je krovna uredba o taksonomiji uvedla dodatne zahteve glede poročanja o skladnosti s taksonomijo za vsa podjetja, ki so zajeta v direktivi o nefinančnem poročanju (8. člen uredbe o taksonomiji), in za vse finančne institucije, ki so zajete v uredbi o razkritjih v trajnostnih finančnih (5.-7. člen uredbe o taksonomiji).

4.1 Razkritja na podlagi direktive o nefinančnem poročanju

Direktiva o nefinančnem poročanju (ang. Non-financial Reporting Directive, okraj. NFRD) zahteva, da velika podjetja v javnem interesu z več kot 500 zaposlenimi, vključno s podjetji, ki kotirajo na borzi, bankami, zavarovalnicami in drugimi podjetji, ki so jih nacionalni organi označili za podjetja v javnem interesu (skupaj okoli 11.000 podjetij v EU), vsako leto poročajo informacije v zvezi s trajnostjo. Trajnostna razkritja se nanašajo na podnebne, okoljske in socialne vidike, vključno z vidiki, ki se tičejo obravnave zaposlenih, spoštovanja človekovih pravic, boja proti korupciji in raznolikosti upravnih odborov. Poročanje sledi načelu dvojne materialnosti (ang. double materiality), kar pomeni, da morajo podjetja poročati o vplivu trajnostnih tveganj na poslovanje ter o svojem družbenem in okoljskem vplivu.

V povezavi z direktivo NFRD je Evropska komisija leta 2017 objavila nezavezujoče smernice za podjetja, da bi izboljšala doslednost njihovih razkritij. Te smernice so bile leta 2019 dopolnjene še s smernicami poročanja o podnebnih informacijah. Kljub temu zanesljivost in primerljivost poročanja podjetij skladno z direktivo NFRD ostaja pereč problem. Ob vse večjem povpraševanju po verodostojnih podatkih o trajnosti zaradi hitrega razvoja zelenih finančnih trgov, trajnostnih politik in regulacije na področju trajnostnih financ (zlasti uredbe o razkritjih v trajnostnih finančnih) je to spodbudilo Evropsko komisijo, da je v aprilu 2021 predlagala posodobitev zahtev za poročanje o trajnosti z novo direktivo o trajnostnem poročanju podjetij (ang. Corporate Sustainability Reporting Directive, okraj. CSRD), ki naj bi nadomestila direktivo NFRD.

Predlog direktive CSRD razširja obvezno poročanje o trajnosti na vsa velika podjetja z več kot 250 zaposlenimi in vsa podjetja, ki kotirajo na reguliranih trgih, vključno s kotirajočimi malimi in srednje velikimi podjetji (razen mikropodjetij). To povečuje pokritost na približno 49.000 podjetij v EU. Predlog uvaja tudi podrobnejše poročanje in obvezno revizijo razkritij trajnostnih informacij za povečanje njihove zanesljivosti. Poleg tega predlog direktive CSRD za večjo primerljivost razkritij med podjetji predvideva vzpostavitev obveznih standardov EU za poročanje o trajnosti, ki jih razvija Evropska svetovalna skupina za finančno poročanje (EFRAG) in naj bi bili usklajeni s taksonomijo (European Financial Reporting Advisory Group, 2021). Za zmanjšanje stroškov obveznega poročanja tistih majhnih in srednje velikih podjetij, ki kotirajo na borzi, Komisija predlaga razvoj ločenih, manj zahtevnih standardov, ki bi jih lahko prostovoljno uporabljala tudi ostala majhna in srednje velika podjetja. Predlog direktive CSRD poleg standardizacije predvideva tudi digitalizacijo trajnostnega poročanja s ciljem povečanja uporabnosti razkritij na finančnih trgih.

Obe direktivi sta tudi neposredno povezani s taksonomijo, ki v 8. členu krovne uredbe o taksonomiji vsem podjetjem, ki so predmet direktiv NFRD/CSRD, nalaga obveznost poročanja o skladnosti s taksonomijo. Ta povezava omogoča v primeru nadaljnjih sprememb zakonodaje o nefinančnem poročanju dodatno širitev domene taksonomije na večji krog podjetij. Za podrobnejšo opredelitev vsebine in oblik zahtev za poročanje na podlagi 8. člena je Evropska komisija julija 2021 sprejela delegirano uredbo o razkritjih (2021/2178), ki opredeljuje več ključnih kazalnikov uspešnosti (ang. key performance indicators, okraj. KPI) in formatov za poročanje nefinančnih in finančnih družb.

Velika nefinančna podjetja bodo morala poročati o treh ključnih KPI, in sicer o deležu prometa, kapitalskih odhodkov (ang. capital expenditures, okraj. CapEx) in operativnih odhodkov (ang. operating expenditure, okraj. OpEx), skladnih s taksonomijo. Za finančna podjetja so predvideni ločeni KPI. Kreditne institucije (banke) bodo morale razkriti t.i. količnik zelenih sredstev (ang. green asset ratio, okraj. GAR), ki prikazuje delež vseh bilančnih izpostavljenosti, ki so skladne s taksonomijo, v celotnih upoštevanih sredstvih². Predvidenih je tudi več razčlenitev GAR po vrstah nasprotnih strank in aktivnostih, okoljskih ciljnih taksonomije ter glede na to, ali gre za obstoječe ali nove izpostavljenosti (GAR za stanja in GAR za tokove). Druge finančne institucije, vključno z upravljavci premoženja, investicijskimi podjetji, zavarovalnicami in pozavarovalnicami, imajo svoje KPI, ki temeljijo na naložbah ali storitvah, in sledijo podobni logiki kot GAR. Naložbeni KPI temeljijo na deležu tehtane povprečne vrednosti naložb, skladne s taksonomijo, v celotnih naložbah, medtem ko storitveni KPI temeljijo na deležu prihodkov od storitev, skladnih s taksonomijo, v celotnih prihodkih. Tako kot v primeru GAR, je tudi v tem primeru predvidenih več razčlenitev naložbenih in storitvenih KPI-jev.

4.2 Razkritja na podlagi uredbe o razkritjih v trajnostnih financah

Uredba o razkritjih v trajnostnih financah (ang. Sustainable Finance Disclosure Regulation, okraj. SFDR) dopolnjuje razkritja trajnostnih informacij z ustvarjanjem transparentnega okvira delovanja finančne industrije v vlogi upravljavcev premoženja. Uredba od udeležencev na finančnih trgih in finančnih svetovalcev zahteva, da svojim strankam razkrijejo podatke in politike v zvezi s trajnostjo na ravni subjekta in na ravni produkta (storitve) po načelu dvojne materialnosti.

Na ravni subjekta bodo morale finančne družbe, ki so predmet SFDR, na svojih spletnih straneh redno objavljati informacije o politikah vključevanja trajnostnih tveganj v proces naložbenega odločanja (vidik vpliva trajnostnih tveganj na družbo) in o upoštevanju glavnih škodljivih posledic njihovih naložbenih odločitev na dejavnike trajnosti (vidik vpliva družbe na trajnost). Poleg tega bodo morale razkriti tudi informacije o medsebojni skladnosti trajnostne politike družbe s politiko plač in prejemkov.

Na ravni finančnih produktov (storitev) velja podobna logika dvojne materialnosti. Finančne družbe bodo morale v predpogodbenih razkritjih posredovati informacije o vključevanju trajnostnih tveganj v naložbene odločitve, vključno z njihovimi verjetnimi vplivi na donose finančnih produktov (vidik vpliva trajnostnih tveganj na finančne produkte oziroma storitve). Prav tako bodo morale posredovati informacije o posledicah finančnih produktov in storitev na dejavnike trajnosti (vidik vpliva finančnih produktov oziroma storitev na trajnost). Uredba SFDR daje posebno priznanje finančnim produktom s pozitivnimi zunanjimi učinki na trajnost prek dveh kategorij produktov: (1) produktov, ki spodbujajo okoljske ali družbene značilnosti (ali njihovo kombinacijo) in (2) produktov, katerih cilj je trajnostna naložba. Za te produkte bodo morala finančne družbe v predpogodbenih razkritjih, na svojih spletnih straneh in v letnih poročilih zagotoviti posebne informacije o tem, kako je dosežen prispevek produkta k trajnosti, vključno z uporabo določenih kvantitativnih meril, kot so indeksi trajnosti in merila uspešnosti, kjer na voljo.

Podobno kot v primeru direktiv NFRD/CSRD so tudi finančne družbe, zajete v okviru uredbe SFDR, na podlagi krovne uredbe o taksonomiji (5.-7. člen) neposredno zavezane k dodatni transparentnosti poslovanja na ravni subjekta in produkta z vidika skladnosti s taksonomijo. Natančneje to pomeni, da bodo morale družbe, ki so predmet SFDR, v redna poročila in predpogodbena razkritja vključiti informacije o tem, kako in v kolikšni meri so okoljske trajnostne naložbe, na katerih temeljijo njihovi finančni produkti, usklajene s taksonomijo in h katerim okoljskim ciljem taksonomije prispevajo.

² Količnik GAR iz imenovalca (celotna upoštevana sredstva) trenutno izključuje izpostavljenosti državnim in nadnacionalnim institucijam, vključno s centralnimi bankami, iz števca (sredstva, skladna s taksonomijo) pa poleg tega izključuje tudi izpostavljenosti podjetjem, ki niso predmet direktive NFRD (majhna in srednje velika podjetja in podjetja s sedežem izven EU). Ob sprejetju direktive CSRD se bo količnik GAR torej razširil.

Poleg tega bodo morale zagotoviti tudi jasno izjavo o obsegu, v katerem okoljske trajnostne naložbe, na katerih temeljijo njihovi finančni produkti, ne sledijo ciljem in merilom taksonomije.

Podrobnejše vsebine, metodologije in načine predstavitve razkritij trajnostnih informacij na podlagi zahtev uredbe SFDR določajo regulativni tehnični standardi (ang. regulatory technical standards, okraj. RTS), ki jih je razvil Skupni odbor Evropskih nadzornih organov (ang. European Supervisory Authorities, okraj. ESA). Končni osnutek RTS je Skupni odbor ESA objavil oktobra 2021, Evropska komisija pa jih je sprejela v obliki delegiranega akta v aprilu 2022. Uporabljati naj bi se začeli z letom 2023.

4.3 Razkritja na podlagi uredbe o kapitalskih zahtevah

Poleg obveznega poročanja in razkritij, ki jih predvidevajo direktivi NFRD/CSRD in uredba SFDR, so velike finančne institucije, ki so izdale vrednostne papirje, s katerimi se trguje na reguliranem trgu, zavezane še k poročanju o trajnostnih tveganjih v okviru bonitetne zakonodaje, na podlagi prenovljene uredbe o kapitalskih zahtevah II (ang. Capital Requirements Regulation II, okraj. CRR II). Te institucije bodo morale razkriti informacije o prehodnih in fizičnih podnebnih tveganjih, vključno z izpostavljenostjo sektorjem in terjatvam, ki občutno prispevajo k podnebnim spremembam, ter z izpostavljenostjo tveganjem ekstremnih vremenskih pojavov. Prav tako bodo morale poročati tudi o aktivnostih za preprečevanje podnebnih sprememb in prilagajanje nanje. V tem okviru bodo morale poleg že omenjenega količnika zelenih sredstev (GAR) prikazati še t.i. količnik skladnosti bančne knjige s taksonomijo (ang. banking book taxonomy alignment ratio, okraj. BTAR). Količnik BTAR vključuje tudi podjetja, ki niso predmet direktive NFRD in torej niso vključena v izračun GAR. Finančne institucije (zlasti banke) bodo imele zato interes, da tudi od teh podjetij, med katera sodijo zlasti majhna in srednje velika podjetja in podjetja s sedežem izven EU, na podlagi poenostavljene presoje z vprašalniki pridobivajo informacije o skladnosti njihovih aktivnosti s taksonomijo. Podrobnosti trajnostnih razkritij na podlagi bonitetne zakonodaje so določene v izvedbenih tehničnih standardih (ang. implementing technical standards, okraj. ITS), ki jih je razvil in januarja 2022 objavil Evropski bančni organ (ang. European Banking Authority, okraj. EBA) in jih mora sprejeti Evropska komisija.

5 Trajnostna orodja

Tretji steber okvira trajnostnih financ EU je vrsta naložbenih orodij, vključno z merili, standardi in oznakami finančnih produktov. Referenčne vrednosti, kot so posebej izdelani indeksi, vlagatelji vse pogosteje uporabljajo kot merilo za merjenje uspešnosti naložbenih portfeljev in finančnih produktov. V zadnjih letih se je v finančni industriji razširila paleta nizkoogljičnih in drugih zelenih indeksov z različnimi stopnjami ambicioznosti in različnimi metodologijami za pomoč pri usklajevanju naložbenih strategij s podnebnimi in okoljskimi cilji. Njihova nepreglednost spodbuja informacijske asimetrije in razdrobljenost trga, kar ovira pretok kapitala in lahko vodi v napačno zeleno oglaševanje. Da bi povečala preglednost, EU razvija minimalne standarde za nizkoogljične referenčne vrednosti. Standardizacija omogoča ustvarjanje zanesljivih zelenih oznak za finančne produkte, ki se lahko uporabljajo v tržne namene.

EU je do zdaj sprejela dve vrsti nizkoogljičnih referenčnih vrednosti, in sicer za »podnebni prehod« in za »uskklajenost s Pariškim podnebnim dogovorom«. Da bi bil portfelj skladen z referenčno vrednostjo EU za podnebni prehod, mora biti na poti razogljčenja, medtem ko morajo biti za skladnost z referenčno vrednostjo Pariškega podnebnega dogovora emisije ogljika portfelja usklajene s cilji Pariškega dogovora, kar je strožji pogoj.

Evropska komisija poleg podnebnih meril razvija tudi standarde za zelene finančne produkte. Prvi med njimi je standard zelenih obveznic EU. Standard naj bi bil prostovoljen in vključujoč (odprt za vse javne in zasebne izdajatelje iz EU in zunaj EU) ter popolnoma usklajen z opredelitvami okoljskih trajnostnih dejavnosti v taksonomiji. Poleg tega namerava Komisija preučiti tudi opredelitve in

možna podporna orodja za zelena maloprodajna posojila in zelene hipoteke. Nazadnje Komisija načrtuje tudi razširitev splošno priznane oznaka Ecolabel na maloprodajne finančne produkte.

6 Implikacije in sklep

Posledice reguliranega pristopa k trajnostnim financam v EU so velike. Podjetja, ki jih zavezuje evropska zakonodaja na tem področju, vključno z velikimi nefinančnimi podjetji, bankami, zavarovalnicami, pokojninskimi in investicijskimi skladi bodo morala svoje strategije in poslovne modele prilagoditi tako, da bodo upoštevala zakonodajni okvir trajnostnih financ in širši kontekst zelenega prehoda, ki izhaja iz EGD. Trajnostnemu načinu razmišljanja pa bodo morala svoje obnašanje prilagoditi tudi ostala podjetja, vključno z majhnimi in srednje velikimi podjetji, ki jih evropski okvir trajnostnih financ sicer formalno še ne zavezuje, a se zaradi njegove dinamike pričakuje, da bodo vanj postopoma vključena.

Podnebna in okoljska taksonomija EU bo postala v prihodnjih letih zaradi njenega osrednjega pomena za okvir trajnostnih financ EU ključni standard za poročanje v zvezi s trajnostjo in trajnostne naložbene odločitve v EU. Vplivala bo tudi na razvoj globalnih standardov poročanja o trajnosti. Sčasoma bi se lahko vsebinsko razširila z razvojem socialne taksonomije in širše okoljske taksonomije, ki vključuje tudi seznam bistveno škodljivih dejavnosti. Podjetja, ki jih zavezuje evropska zakonodaja s področja trajnostnih razkritij bodo morala pri poročanju o podnebni in okoljski trajnosti slediti načelom taksonomije in poročati predpisane ključne kazalnike uspešnosti, ki merijo skladnost podjetja s taksonomijo. Finančne družbe, ki jih zavezuje ista zakonodaja, bodo morale v odnosu do strank delovati transparentno in razkrivati informacije o trajnostnih vidikih poslovanja, in v tem okviru ločeno tudi o skladnosti s taksonomijo, tako na ravni subjekta kot na ravni finančnega produkta (v predpogodbenih razkritjih). Poročanje in razkritja naj bi sledila načelu dvojne materialnosti, ki upošteva vpliv trajnostnih tveganj na aktivnosti podjetje in vpliv aktivnosti podjetja na dejavnike trajnosti. Tudi širši vidiki poročanja o trajnosti in ne le tisti, ki se nanašajo na taksonomijo, naj bi sčasoma sledili enotnim obvezujočim standardom in ne zgolj nezavezujočim priporočilom, poročanje pa naj bi bilo revidirano. Majhna in srednje velika podjetja obveznosti k podrobnemu poročanju sicer ne bodo zavezana, a se tudi od njih pričakuje, da bodo v odnosu s finančnim sistemom delovala v duhu trajnostne zakonodaje EU in zagotavljala določene informacije.

Čeprav koščki sestavljanke okvira trajnostnih financ EU še niso povsem vsak na svojem mestu in okvir še ni dokončen, pa današnji pogled na strategijo in zakonodajne akte trajnostnih financ v EU že omogoča prikaz širše slike in namenov okvira. Prvič, jasno je, da je končni namen preusmeritev kapitalskih tokov za financiranje prehoda v trajnostno, podnebno nevtravno gospodarstvo, kar je tudi cilj Evropskega zelenega dogovora. Razlog za to tiči v znatni vrzeli financiranja potrebnih investicij v zeleni prehod. Drugič, jasno je tudi, da so taksonomija in enotna pravila glede razkritij trajnostnih informacij v središču strategije trajnostnih financ. Pot do preusmeritve kapitalskih tokov namreč vodi prek informacij, ki so osnovni pogoj za sprejemanje odločitev v finančnem sistemu. Zakonodajni okvir trajnostnih financ EU zato primarno cilja na spodbujanje pridobivanja informacij v zvezi s trajnostjo kot osnove za razvoj finančnih produktov na področju trajnostnega financiranja. Pri tem je pomembno, da okvir zagotavlja verodostojne in primerljive informacije, kar zmanjšuje informacijske asimetrije, ki so v preteklosti ovirale delovanje finančnega sistema na področju trajnosti. Tretjič, jasno je, da je okvir trajnostnih financ EU dinamično zasnovan, kar pomeni, da se bo v prihodnosti še prilagajal, tako z vsebinskega vidika, kot tudi z vidika njegove uporabe. Z vsebinskega vidika to pomeni tako dopolnjevanje in prilagajanje seznama aktivnosti že obstoječe taksonomije kot tudi vzpostavitev dodatnih taksonomij. Z vidika uporabe to pomeni po eni strani razširitev obveznosti poročanja v zvezi s trajnostjo na širši krog podjetij, na drugi strani pa širitev uporabe okvira trajnostnih financ EU na povsem nova področja. Primer takšne širitve je področje bonitetnega nadzora finančnega sistema, prav tako pa se lahko do določene mere pričakuje tudi uporabo okvira trajnostnih financ EU v kontekstu makroekonomskih politik (fiskalne in monetarne). Nazadnje je jasno tudi, da ima EU širše ambicije s svojim regulativnim pristopom in si prizadeva sooblikovati mednarodne standarde trajnostnih financ po svoji podobi.

Ob zgoraj opisani širši sliki pa ostaja tudi ključna neznanka. Na trenutni točki razvoja ni jasno, kaj bo uveljavljanje okvira trajnostnih financ pomenilo za tržno dinamiko v EU, saj podjetja na podlagi tega okvira prvič poročajo prav v letošnjem letu (za predhodno leto). Prehod s tradicionalnih na trajnostne finance je obsežen poskus s precej neznankami, ki bi lahko povzročil tudi težave za finančno industrijo in nefinančna podjetja. Če deležniki, ki so vanj vključeni, novega okvira trajnostnih financ EU ne bodo prepoznali kot strateški izziv in hkrati priložnost ter mu prilagodili način delovanja in notranje procese, vključno z informacijsko podporo za zajem podatkov, lahko prehod povzroči težave zaradi dodatnega administrativnega bremena in povečanih stroškov zagotavljanja skladnosti. V primeru počasnih ali površnih prilagoditev pa lahko dolgoročno pomeni tudi globlje finančne težave podjetij in kapitalske primanjkljaje finančnih institucij. Zato je pomembno, da vsi relevantni finančni in nefinančni deležniki k pričakovanim spremembam, ki jih prinaša okvir trajnostnih financ EU pristopijo premišljeno in celovito in jih v čim večji meri ponotranjijo.

Literatura in viri

1. Ahlström, H., & Monciardini, D. (2021). The regulatory dynamics of sustainable finance: Paradoxical success and limitations of EU reforms. *Journal of Business Ethics*, 177, 1-20.
2. European Banking Federation & UNEP Finance Initiative (2022). Practical approaches to applying the EU Taxonomy to bank lending. Najdeno na spletnem naslovu: <https://www.unepfi.org/wordpress/wp-content/uploads/2022/02/Practical-Approaches-to-Applying-the-EU-Taxonomy-to-Bank-Lending-2022.pdf>
3. European Commission (2018). Action Plan: Financing Sustainable Growth. Najdeno na spletnem naslovu <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0097>
4. European Commission (2019). The European Green Deal. Najdeno na spletnem naslovu <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1576150542719&uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN>
5. European Commission (2020a). Impact Assessment Accompanying the document Stepping up Europe's 2030 climate ambition, Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people. Najdeno na spletnem naslovu <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52020SC0176>
6. European Commission (2020b). Identifying Europe's recovery needs. Najdeno na spletnem naslovu <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=SWD:2020:98:FIN>
7. European Commission (2021a). Impact Assessment Report Accompanying the Proposal for a Directive as regards the promotion of energy from renewable sources. Najdeno na spletnem naslovu <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=SWD:2021:621:FIN>
8. European Commission (2021b). Strategy for Financing the Transition to a Sustainable Economy. Najdeno na spletnem naslovu: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021DC0390>
9. European Financial Reporting Advisory Group (2021). Proposals for a relevant and dynamic EU sustainability reporting. Brussels. Najdeno na spletnem naslovu: https://www.efrag.org/Assets/Download?assetUrl=%2Fsites%2Fwebpublishing%2FSiteAssets%2FEFRAG%2520PTF-NFRS_MAIN_REPORT.pdf
10. OECD (2011). OECD Guidelines for Multinational Enterprises. Najdeno na spletnem naslovu <http://dx.doi.org/10.1787/9789264115415-en>
11. Platform on Sustainable finance (2022a). Final Report on Social Taxonomy. Najdeno na spletnem naslovu https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/business_economy_euro/banking_and_finance/documents/280222-sustainable-finance-platform-finance-report-social-taxonomy.pdf
12. Platform on Sustainable finance (2022b). The Extended Environmental Taxonomy: Final Report on Taxonomy extension options supporting a sustainable transition. Najdeno na spletnem naslovu https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/business_economy_euro/banking_and_finance/docu

- ments/220329-sustainable-finance-platform-finance-report-environmental-transition-taxonomy_en.pdf
13. Rant, V. (2021). EU sustainable finance framework in the context of the European Green Deal. *The journal for money and banking*, 70(11), 24-34.
 14. Rant, V. (2022). Regulating the Green Transition and Sustainable Finance in the European Union. Najdeno na spletnem naslovu https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4108232
 15. Schoenmaker, D., & Schramade, W. (2018). *Principles of sustainable finance*. Oxford: Oxford University Press.
 16. Toole, M. (2022). Sustainable finance continues surge in 2021. Refinitiv. Najdeno na spletnem naslovu <https://www.refinitiv.com/perspectives/market-insights/sustainable-finance-continues-surge-in-2021/>
 17. United Nations (2011). Guiding Principles on Business and Human Rights. Najdeno na spletnem naslovu https://www.ohchr.org/sites/default/files/documents/publications/guidingprinciplesbusinesshr_en.pdf
 18. United Nations (2015a). Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development. Najdeno na spletnem naslovu https://www.un.org/ga/search/view_doc.asp?symbol=A/RES/70/1&Lang=E
 19. United Nations (2015b). Paris Agreement. Najdeno na spletnem naslovu https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf

VPLIVI PANDEMIJE COVID-19 NA ENERGETSKI SEKTOR V EU

Barbara Kurbus

Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta; Kardeljeva ploščad 17, 1000 Ljubljana
barbara.kurbus@gmail.com

POVZETEK

V začetku leta 2020 je izbruh koronavirusne bolezni COVID-19 privedel do uvajanja restriktivnih ukrepov in zapiranja državnih mej, kar je upočasnilo ali celo popolnoma zaustavilo gospodarsko aktivnost na globalni ravni. Pričujoča analiza zajema časovno obdobje med letom 2019 – 2021 in proučuje gibanje porabe ter cene na ključnih energetskih trgih v EU. Največji upad porabe v letu 2020 so beležili fosilni viri, zaradi česar so cene energentov v letu 2020 nekoliko upadle. V pandemičnem letu 2020 je bil zabeležen tudi največji upad emisij toplogrednih plinov od konca druge svetovne vojne leta 1945. EU je uspela doseči vse tri energetske podnebne cilje, ki si jih je zastavila do leta 2020, kar gre pripisati tudi vplivu pandemije in posledičnemu zapiranju gospodarstva. Ponoven zagon gospodarskih aktivnosti v letu 2021 je povzročil povečanje povpraševanja po energentih in pritiske na okrhane globalne oskrbovalne verige, kar je še posebej v drugi polovici leta 2021 potiskalo cene energentov navzgor, znatno so se povečale tudi cene emisijskih kuponov. Če je v letu 2021 veljalo prepričanje, da so narasle cene energentov prehodne narave, razmere na evropskem energetskem trgu z rusko invazija na Ukrajino v letu 2022 ostajajo nepredvidljive, inflatorni pritiski energentov pa se že odražajo v rasti splošne ravni cen.

1 Uvod

Decembra 2019 je v kitajskem mestu Wuhan izbruhnila bolezen neznanega izvora, za katero se je izkazalo, da jo povzroča t.i. »novi koronavirus« SARS-CoV-2 (angl. Severe Acute Respiratory Syndrome Coronavirus 2), ki povzroča sindrom akutnega oteženega dihanja. Bolezen danes poznamo pod imenom COVID-19. Generalni direktor Svetovne zdravstvene organizacije (WHO) Tedros Adhanom Ghebreyesus je 11. marca 2020 sporočil, da je izbruh novega koronavirusa dosegel razsežnosti pandemije in pozval države naj sprejmejo ukrepe namenjene zavezitvi širjenja nove koronavirusne bolezni (MMC RTV SLO, 2020). Naslednji dan je bila prvič razglašena epidemija tudi v Sloveniji, kjer smo prvi primer okužbe z virusom SARS-CoV-2 potrdili 4. marca 2020 (Urad Vlade Republike Slovenije za komuniciranje 2020a; Urad Vlade Republike Slovenije za komuniciranje 2020b). Zaradi izredno slabe epidemiološke slike v začetku leta 2020 so bile številne države prisiljene sprejeti drastične ukrepe, kateri so privedli do zapiranja državnih mej in celotnega gospodarstva z le redkimi izjemami v kritični infrastrukturi.

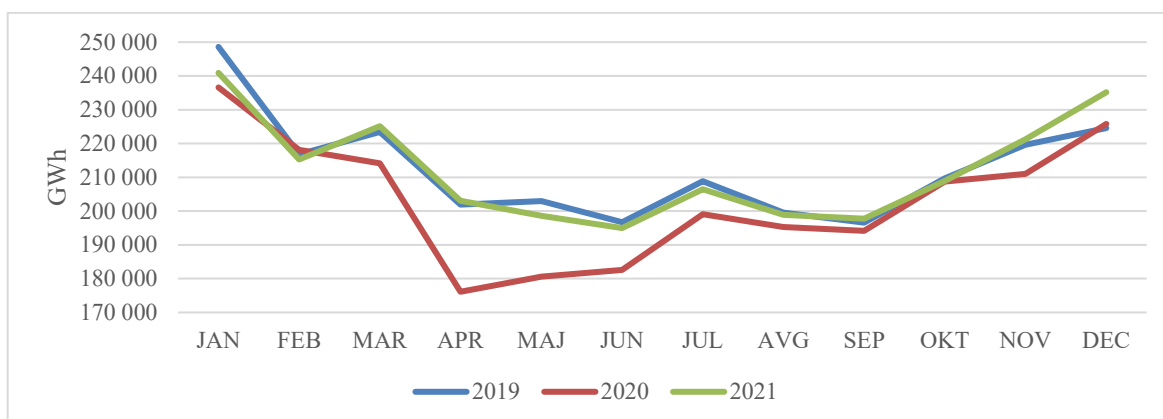
V pričujočem članku predstavljam učinke, ki jih je imela pandemija na porabo in cene ključnih energentov v EU. Primerjalna analiza, ki zajema obdelavo in prikaz statističnih podatkov pridobljenih iz uradnih podatkovnih baz, podatkovnih baz mednarodnih institucij ter sekundarnih virov, je osredotočena na časovni okvir med leti 2019 in 2021. Uvodoma poudarjam, da analiza ne vključuje Velike Britanije, ki je iz Evropske unije dokončno izstopila 31. januarja 2020. Prav tako v analizo niso zajeti vplivi ruske invazije na Ukrajino, ki so v začetku leta 2022 med drugim bistveno pretresli tudi evropski energetski trg in stopnjevali inflatorne pritiske v Evropi.

2 Električna energija

Slika 1 prikazuje porabo električne energije v EU v obdobju 2019 – 2021. Največji upad porabe električne energije je bil zabeležen v mesecu aprilu 2020, ko je končna poraba upadla za 17 % v primerjavi z aprilom 2019. Na letni ravni se je poraba električne energije v letu 2020 zmanjšala za

4,2 % v primerjavi z letom prej. V času ponovnega zagona gospodarskih aktivnosti v letu 2021 pa se je poraba stabilizirala in ni bistveno odstopala od porabe v letu 2019 (Eurostat, brez datuma).

Slika 1: Končna poraba električne energije v EU po mesecih v obdobju 2019 – 2021



Vir: Eurostat, brez datuma

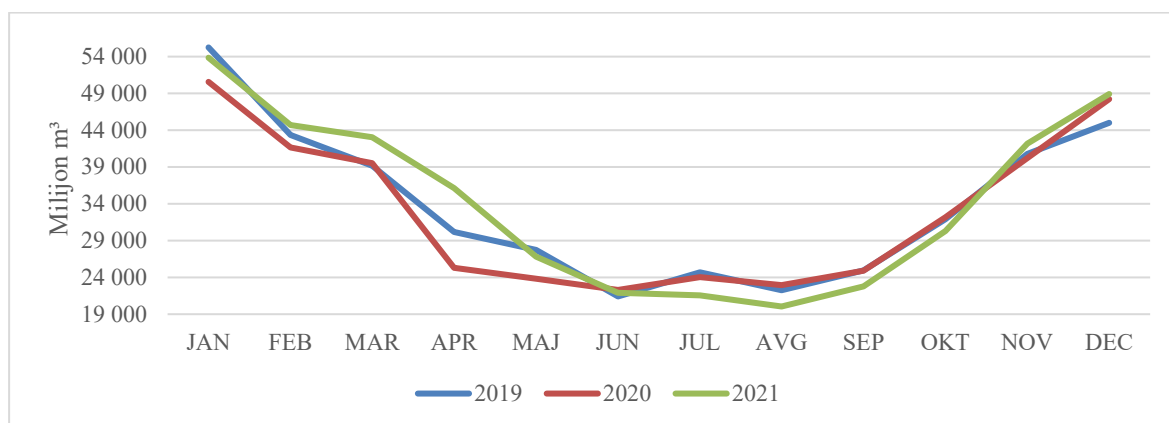
Povprečna polletna cena (z davki) za **gospodinjске odjemalce** v EU je iz 0,2170 EUR/kWh v prvi polovici 2019 upadla na 0,2134 EUR/kWh v drugi polovici 2020. V drugi polovici 2021 je povprečna cena znašala 0,2369 EUR/kWh, kar predstavlja 11% dvig v primerjavi z enakim obdobjem predhodnega leta. Povprečna polletna cena (z davki) za **industrijske odjemalce** v EU je v prvi polovici 2020 v primerjavi z prvo polovico 2019 narasla iz 0,1505 EUR/kWh na 0,1534 EUR/kWh. V drugi polovici 2020 se je v povprečju spustila na 0,1523 EUR/kWh, vendar je bila višja v primerjavi z enakim obdobjem leta prej, ko je znašala 0,1452 EUR/kWh. Povprečna polletna cena električne energije je v drugi polovici 2021 narasla za 14,6% v primerjavi z drugo polovico 2020, in je znašala 0,1746 EUR/kWh (Eurostat, brez datuma).

EU je v letu 2020 preseгла zastavljen cilj 20 % končne porabe energije proizvedene iz OVE za 2 odstotni točki (Eurostat, 2022). Največji delež pri proizvodnji električne energije v EU prvič pripadal OVE, kar ni značilno za pretekla leta, ko je pripadal fosilnim virom, in je znašal 39 %. Delež fosilnih virov je znašal 36 %, delež jedrskih virov pa 25 % (Eurostat, brez datuma). Povečanje deleža OVE v pandemičnem letu 2020 je med drugim posledica upada povpraševanja po energentih na eni strani, ter prednostnega odjema in dispečiranja OVE na drugi. Slednji so nadomestili predvsem nuklearne in fosilne vire (Werth, Gravino & Prevedelo, 2021). V času zagona gospodarskih aktivnosti, zlasti v drugi polovici leta v 2021, pa so OVE nadomestili predvsem drag zemeljski plin in ne premog, ki kot stranski produkt proizvede največ emisij toplogrednih plinov (TPG) (Ember, 2022). Slednje ni v skladu z ambicioznimi energetske in podnebni cilji, ob doseganju katerih si EU prizadeva postati prva podnebno nevtralna celina najkasneje do leta 2050, ter odpira vprašanje, ali je energetska kriza načela dilemo pri izbiri porabe cenejše ali čistejše energije.

3 Zemeljski plin

Poraba zemeljskega plina je v letu 2020 upadla za 2,7 % v primerjavi z letom 2019. Slika 2 prikazuje porabo zemeljskega plina v EU med obdobjem 2019 – 2021. Poraba je v primerjavi z enakim obdobjem leta prej vidno upadla v mesecu aprilu in maju 2020, vendar se je v drugem polletju vrnila na nivo pred pandemijo (Eurostat, brez datuma).

Slika 2: Poraba zemeljskega plina v EU po mesecih v obdobju 2019 – 2021



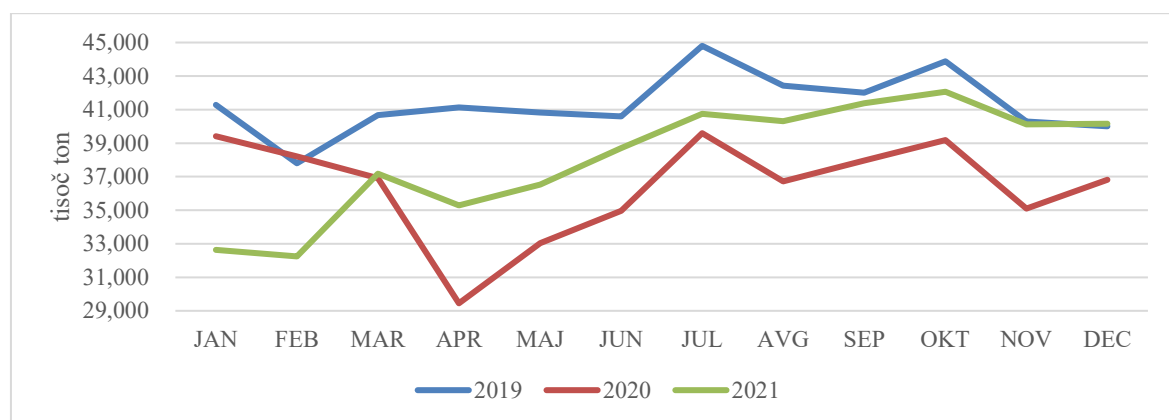
Vir 1: Eurostat, brez datuma

Cena zemeljskega plina za **gospodinjске odjemalce** je v drugem polletju zaradi kurilne sezone višja od cene v prvem polletju. Raven polletne povprečne cene zemeljskega plina (z davki) v EU je med letoma 2019 in 2020 upadala in je v prvi polovici 2021 dosegla dno pri 0,0638 EUR/kWh. V drugi polovici 2021 je narasla na 0,0782 EUR/kWh. Tudi polletna povprečna cena (z davki) zemeljskega plina za **industrijske odjemalce** v EU je med letoma 2019 in 2020 upadala in v drugem polletju 2020 dosegla dno pri 0,0335 EUR/kWh. Ponoven zagon gospodarskih aktivnosti je v drugi polovici 2021 zvišal ceno zemeljskega plina na 0,0496 EUR/kWh (Eurostat, brez datuma).

4 Nafta in naftni derivati

Globalno povpraševanje po nafti se je v letu 2020 zmanjšalo za kar 30 %. V aprilu 2020 je cena terminskih pogodb WTI z dospeljem v maju prvič v zgodovini strmoglavila v negativno področje, iz 56 USD/sodček na -38 USD/sodček (OPEC, 2020, str. 48). Slika 3 prikazuje gibanje porabe naftnih derivatov v EU med obdobjem 2019 – 2021. Padec porabe naftnih derivatov v EU je v letu 2020 znašal 11,8 % v primerjavi z letom prej. Največji padec je bil zabeležen v mesecu aprilu, ko je poraba upadla na 29.448 tisoč ton. Restriktivne politike v pandemičnem letu 2020 so otežile prehajanje državnih mej, kar je negativno vplivalo na turistične aktivnosti in letalski sektor. Posledično je poraba letalskega goriva na osnovi kerozina v EU upadla za 56 % v primerjavi z letom 2019. Upad letne porabe kurilnega in dizelskega olja je znašal 13,7 %, upad letne porabe motornega bencina pa 11,4 % (Eurostat, brez datuma).

Slika 3: Poraba naftnih derivatov v EU po mesecih v obdobju 2019 – 2021



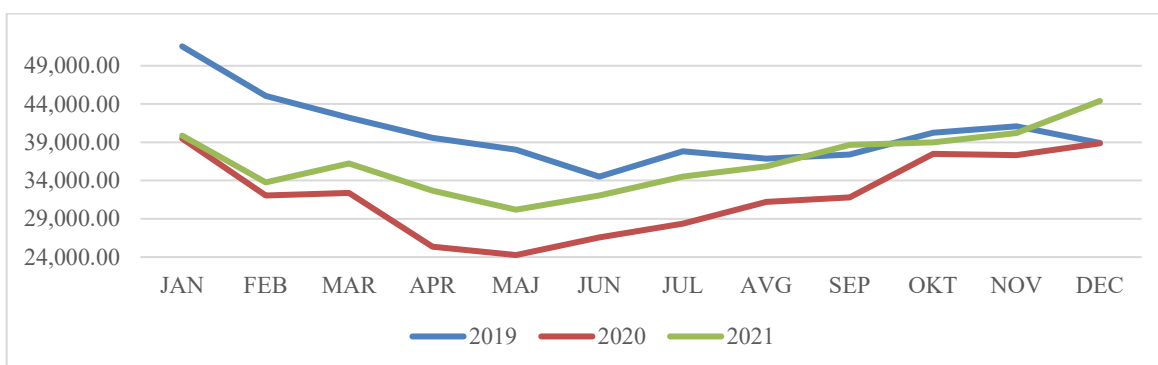
Vir 2: Eurostat, brez datuma

V aprilu 2020 je povprečna mesečna cena sodčka nafte strmoglavila na 16,55 USD, medtem, ko je v istem mesecu leta poprej dosegala vrh pri 63,86 USD na sodček. V letu 2019 je cena za sodček nafte v povprečju znašala 56,98 USD, v letu 2020 pa 39,23 USD. Zaradi večjega povpraševanja po energentih v letu 2021 se je povprečna mesečna cena sodčka surove nafte v oktobru zavihtela na 81,48 USD, medtem ko je letna cena v povprečju znašala 67,99 USD (EIA, brez datuma).

5 Premog

Poraba premoga v EU je v letu 2020 upadla za 20,3 % v primerjavi z letom prej, iz 483.225 tisoč ton na 385.209 tisoč ton. Kot prikazuje slika 4, je poraba premoga od maja 2021 pa do konca tega leta naraščala, na letni ravni je znašala 437.469 tisoč ton (Eurostat, brez datuma).

Slika 4: Poraba premoga v EU po mesecih v obdobju 2019 – 2021



Vir: Eurostat, brez datuma

Cena premoga je od januarja 2019 do avgusta 2020 v povprečju upadala in dosegla dno pri 51,38 USD/tono. Letna povprečna cena premoga je v letu 2019 znašala 82,19 USD/tono, v letu 2020 je upadla na 61,98 USD/tono, in v letu 2021 narasla na 143,98 USD/tono. Ponoven zagon gospodarskih aktivnosti svetovnih velesil, ki so največje porabnice premoga, s Kitajsko na čelu, ki porabi polovico svetovne porabe premoga, je ceno v oktobru 2021 potisnil na 240,73 USD/tono (IEA, 2021, str. 6; IMF, 2022).

6 Energetska učinkovitost

Energetska učinkovitost je strateška prednostna naloga energetske unije, saj omogoča doseganje vzdržne oskrbe z energija ob hkratnem pozitivnem vplivu na zmanjšanje emisij toplogrednih plinov, zanesljivost oskrbe in konkurenčnost gospodarstva. Glede na upad povpraševanja po energentih v letu 2020 se je končna poraba energije v letu 2020 v primerjavi z letom 2019 zmanjšala, kar je prispevalo k povečanju energetske učinkovitosti. Po poročanju Evropske agencije za okolje (EEA) je bil cilj 20 % povečanje energetske učinkovitosti do leta 2020 dosežen zlasti na račun restriktivnih ukrepov, zadanih z namenom zaježitve širjenja novega koronavirusa, kar je rezultiralo v nenadni popolni ali delni zaustavitvi mnogih gospodarskih panog. Slednje so največje porabnice energije. Cilj o povečanju energetske učinkovitosti za vsaj 20 % do leta 2020 je bil presežen, in sicer za 2,6 odstotne točke pri porabi končne energije ter za 5,0 odstotne točke pri porabi primarne energije (EEA, 2021, str. 9).

7 Emisije toplogrednih plinov

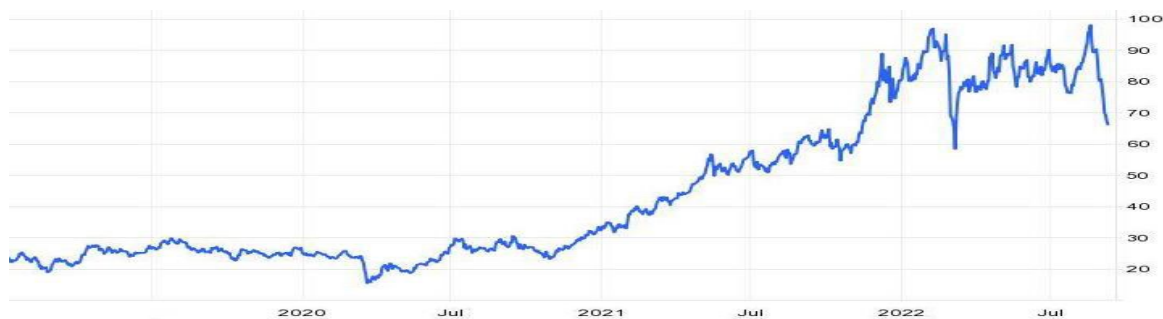
V letu 2020 je svet beležil največji upad emisij TGP od druge svetovne vojne leta 1945. Zaradi zmanjšane porabe fosilnih virov je raven emisij upadla na najnižjo svetovno raven od leta 2011 (BP, 2021, str. 1 & 2). Po poročanju Evropske komisije (2021) so se emisije TGP v EU do leta 2020 zmanjšale za 31 % v primerjavi z letom 1990, s čimer je bil zastavljeni cilj 20% zmanjšanja emisij

do leta 2020 preseženi za kar 11 odstotnih točk. Tako je EU do leta 2020 dosegla vse tri zastavljene cilje s področja podnebja in energetike.

Največji upad emisij TGP v EU je bil zabeležen v drugem kvartalu 2020, ko se je količina TGP prvič spustila pod 800 milijonov ton ekvivalentov, in je znašala 741.836,28 tisoč ton ekvivalentov. Letna količina proizvedenih emisij TGP v EU je leta 2019 znašala 3.842.818,15 tisoč ton in se je v letu 2020 spustila na 3.503.107,67 tisoč ton, medtem, ko je leta 2021 znašala 3.780.541,24 tisoč ton (Eurostat, brez datuma).

Cena emisijskega kupona, ki predstavlja pravico do izpusta ene tone ogljikovega dioksida, se je po poročanju portala Trading Economics (brez datuma) v začetku marca 2020 gibala okrog 24 EUR, in je še v istem mesecu, kmalu za tem, ko je bila s strani WHO razglašena pandemija, padla na 15 EUR. Slika 5 prikazuje gibanje cene emisijskega kupona v obdobju med januarjem 2019 in avgustom 2021. Cena emisijskega kupona je imela od marcem 2020 do decembra 2021 tendenco rasti, pri čemer je v decembru 2021 dosegla vrh pri 88 EUR.

Slika 5: Cena emisijskega kupona v obdobju januar 2019 – avgust 2022



Vir: Trading Economics (brez datuma)

8 Sklep

Pandemija COVID-19 je občutno zaznamovala evropski energetski sektor. Največji padec porabe v letu 2020 so beležili fosilni viri, kar je privedlo do najnižje svetovne ravni emisij TGP od leta 2011. V pandemičnem letu 2020 je bil tako zabeležen največji upad emisij TGP od druge svetovne vojne leta 1945 (BP, 2021, str. 1 – 2). Upad porabe nafte je na ravni EU znašal 11,8%, upad rjavega in črnega premoga pa kar 20%. S tem je največji delež (39 %) pri proizvodnji električne energije prvič pripadel OVE, kar ni značilno za pretekla leta, ko je največji delež pripadal fosilnim virom. Kot posledica nižjega povpraševanja je bil v letu 2020 na ravni EU zaznan upad ravni povprečnih cen energentov.

Ob koncu leta 2020 je na trg prispelo cepivo za zaščito pred težjim potekom bolezni COVID-19. Slednje je omogočilo rahljanje restriktivnih ukrepov in odpiranje državnih mej. Ponovno oživljanje gospodarskih aktivnosti v letu 2021 je pomenilo povečanje povpraševanja po energentih, vendar okrhane oskrbovalne verige nenadnega povečanega globalnega povpraševanja niso uspele zadovoljiti, kar je cene energentov potiskalo navzgor. V letu 2021, v času ponovnega zagona gospodarskih aktivnosti, so OVE pri proizvodnji električne energije nadomestili predvsem dražji zemeljski plin in ne premoga, ki kot stranski produkt proizvede največ emisij TGP (Ember, 2022). Slednje načinja prizadevanja EU pri zasledovanju podnebne cilja in odpira vprašanje, ali je energetska kriza načela dilemo pri izbiri porabe cenejše ali čistejše energije. Če je inflacija energentov v letu 2021 bila obravnavana kot nekaj prehodnega in začasnega, zaostrene razmere na energetskih trgih v letu 2022, ki jih pogloblja ruska invazija na Ukrajino, stopnjujejo energetska krizo v EU.

Literatura in viri

1. BP. (2021). Statistical review of world energy 2021. Najdeno 8. decembra 2021 na spletnem naslovu: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.
2. European Environment Agency – EEA. (2021). Trends and projections in Europe 2021. Pridobljeno 9. avgusta iz: <https://www.eea.europa.eu/publications/trends-and-projections-in-europe-2021>.
3. Ember. (2022). European Electricity Review 2022. Najdeno 9. maja 2022 na spletnem naslovu: <https://ember-climate.org/insights/research/european-electricity-review-2022/>.
4. Eurostat. (2022). Renewable energy statistics. Najdeno 6. aprila 2022 na spletnem naslovu: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics#Share_of_renewable_energy_more_than_doubled_between_2004_and_2020
5. Eurostat. (brez datuma). Podatkovna baza Eurostata. Najdeno septembra 2022 na spletnem naslovu: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database>.
6. Evropska komisija. (2021, 26. oktober). Stanje energetske unije 2021 – Prispevek k evropskemu zelenemu dogovoru in okrevanju Unije. Najdeno 10. avgusta 2021 na spletnem naslovu: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:67d54e0f-363d-11ec-bd8e-01aa75ed71a1.0023.02/DOC_1&format=PDF.
7. International Energy Agency – IEA. (2021, december). Coal 2021. Najdeno 30. aprila 2022 na spletnem naslovu: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/f1d724d4-a753-4336-9f6e-64679fa23bbf/Coal2021.pdf>.
8. International Monetary Fund – IMF. (2022) Global price of Coal, Australia. Najdeno 29. aprila 2022 na spletnem naslovu: <https://fred.stlouisfed.org/series/PCOALAUUSDM>
9. Multimedijски center radiotelevizije Slovenija – MMC RTV SLO. (2020a, 11. marec). WHO razglasil pandemijo. Najdeno 28. aprila 2022 na spletnem naslovu: <https://www.rtvsl.si/zdravje/novi-koronavirus/who-razglasil-pandemijo/516812>.
10. Organization of the Petroleum Exporting Countries – OPEC. (2020). The 2020 Annual Report. Najdeno 29. aprila 2022 na spletnem naslovu: https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/AR%202020.pdf.
11. Trading Economics. (brez datuma). EU Carbon permits. Najdeno 1. maja 2022 na spletnem naslovu: <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>.
12. Urad Vlade Republike Slovenije za komuniciranje. (2020a, 12. marec). Slovenija razglasila epidemijo novega koronavirusa. Najdeno 28. aprila 2022 na spletnem naslovu: <https://www.gov.si/novice/2020-03-12-slovenija-razglasila-epidemijo-novega-koronavirusa/>.
13. U. S. Energy Information Administration – EIA. (brez datuma). Petroleum & other liquids. Najdeno 28. aprila 2022 na spletnem naslovu: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RWTC&f=M>.
14. Urad Vlade Republike Slovenije za komuniciranje. (2020b, 4. marec). V Sloveniji potrjen prvi primer okužbe z novim koronavirusom. Najdeno 28. aprila 2022 na spletnem naslovu: <https://www.gov.si/novice/2020-03-04-v-sloveniji-potrjen-prvi-primer-okuzbe-z-novim-koronavirusom/>.
15. Werth, A., Gravino, P., & Prevedello, G. (2021). Impact analysis of COVID-19 responses on energy grid dynamics in Europe. *Applied Energy*, 281, 116045.

ENERGY EFFICIENCY IN RESIDENTIAL AND NON-RESIDENTIAL BUILDINGS AND ITS SHORT-TERM MACROECONOMIC IMPLICATIONS

Renata Slabe-Erker

Institute for Economic Research, Kardeljeva ploščad 17, 1000 Ljubljana, Slovenia
erkerr@ier.si

Miha Dominko

Institute for Economic Research, Kardeljeva ploščad 17, 1000 Ljubljana, Slovenia
dominkom@ier.si

Ali Bayar

EcoMod, 351 Pleasant Street, Northampton, MA, USA
ali.bayar@ecomod.net

Boris Majcen

Institute for Economic Research, Kardeljeva ploščad 17, 1000 Ljubljana, Slovenia
majcenb@ier.si

Kaja Primec

Institute for Economic Research, Kardeljeva ploščad 17, 1000 Ljubljana, Slovenia
primck@ier.si

ABSTRACT

To curb climate change and become the first climate-neutral continent by 2050, the European Union (EU) has adopted a target of a 55% cut in carbon emissions by 2030 compared to 1990. Investments in efforts to increase energy efficiency will be vital for reducing emissions by 2030 given that changes in the structure of the main energy sources cannot be expected in the short to medium term. In general, the greatest potential for making energy savings and cutting emissions lies in buildings, which account for 40% of final energy consumption. Although individual EU member states have made national energy efficiency plans for the period up until 2030, their implications remain unclear. By considering a country with average EU energy dependence, this study assesses the macroeconomic impacts of Slovenia reaching its 2030 emissions-reduction target using a computable general equilibrium (CGE) model. A 22% increase in investments in the energy efficiency scenario versus the business-as-usual scenario sees emissions fall by 28% by 2030 compared to 2015. Of this, direct investments in buildings' energy efficiency (building envelope, heating and hot water treatment) represents 43%. The study reveals several vital macroeconomic benefits flowing from the 'energy efficiency' scenario compared to the 'business-as-usual' one: 2% higher GDP, employment up by 1.4%, private consumption by 2.2% and lower prices by 0.27%, all by 2030. Moreover, additional investments in energy efficiency improve energy security since there is less dependence on imported fuels. Still, these changes will not suffice to meet the zero-emission ambitions by 2050 without any new carbon-neutral energy sources in the country's post-2030 agenda.

Keywords: Energy efficiency, residential buildings, non-residential buildings, greenhouse gas emissions, investments, computable general equilibrium (CGE)

1 Introduction

The building sector accounts for 40% of final energy consumption and one-third of energy-related emissions in the European Union (EU) (European Commission, 2020), explaining why the sector has received much attention from academia and policymakers. On one hand, the trends observed threaten to achieve carbon neutrality in the EU while, on the other, greenhouse gas (GHG) emissions by the building sector hold considerable potential for mitigation (Li et al., 2021; Scarpa et al., 2021). However, experience shows that moving the economy and society towards sustainability is a big challenge. Today's unsustainable production and consumption patterns are deeply ingrained in the carbon-intensive technologies and infrastructure that already exist. Transforming to a sustainable society requires multidimensional (technological, political, public administration, socio-cultural) and complex changes (Loorbach et al., 2017).

Studies suggest that appropriate long-term climate policies offer macroeconomic opportunities in the presence of a supportive investment environment and rapid new technology diffusion (e.g. Gupta et al., 2019; Misila et al., 2020; Paroussos et al., 2020). However, the emissions reduction targets by 2025 or 2030 significantly limit the leeway for political decisions (Kuriyama et al., 2019). In the short term, policymakers must prioritise improving the carbon intensity of the most polluting sectors. This may be done, for example, by introducing/tightening a carbon tax to promote the substitution of carbon-intensive production methods or incentives to encourage R&D investments and the domestic production of environmentally friendlier technologies (e.g. Karapinar et al., 2019; Kuriyama et al., 2019; Liu et al., 2018). The significant carbon intensity and rapid growth rate see the building sector's importance in these emissions reduction challenges being highlighted in many studies (Li et al., 2021; Oshiro & Fujimori, 2021; Yeh et al., 2016). Such studies show that investments in energy-efficient housing produce benefits in areas like cost savings, health, labour productivity, and monetary gains (e.g. Chatterjee & Ürge-Vorsatz, 2021; Jänicke, 2012; Krarti & Aldubyan, 2021). Yet, evidence is lacking regarding the impact of environmental investments in the EU building sector on the economy-wide system, as well on the sectoral levels (European Commission, 2016; Pauliuk et al., 2021; Zhang et al., 2019)).

This study addresses gaps in knowledge regarding integration of the built environment into the economy-wide system by modelling the macroeconomic impacts of energy efficiency measures in Slovenia by 2030 as an essential first step towards zero greenhouse gas emissions by 2050. It provides the following advances:

- First, the energy efficiency effect on key macroeconomic aggregates is examined using a top-down dynamic modelling approach, with two policy scenarios specifically investigated, the business-as-usual (BAU) scenario and the energy efficiency (EE) scenario that includes additional investments. The BAU scenario simulates the sequence of events if all adopted or implemented measures are continued. It is a benchmark allowing comparison with the EE scenario that envisages a 90%–95% reduction of GHG emissions for Slovenia by 2050.
- Second, unlike most studies, households are disaggregated into quintiles based on their disposable income to project their energy input consumption. Comparing different quintile groups permits an assessment of the effectiveness of the measures implemented and helps shape the optimal emissions reduction and social policy.

2 Research methodology

A CGE model of the Slovenian economy (hereafter: GreenMod Slovenia) is used to assess the macroeconomic impacts of energy efficiency investments. The model is dynamic, multi-sectoral and multi-household where all economic agents (firms, households, government, foreign sector) are assumed to adopt optimising behaviour under applicable budget constraints and all markets operate under the perfect competition assumption.

Two scenarios were compared to provide estimates of the impacts of improved energy efficiency in buildings. Each scenario explored different investments in the building stock's energy efficiency: the business-as-usual scenario including the existing energy efficiency measures (BAU scenario) and the energy efficiency scenario (EE scenario) with additional measures. The BAU as a benchmark for comparison with the EE scenario brings an overall consistent evolution of economic activities with exogenous projections of the main driving forces. The BAU scenario simulates the sequence of events if all the measures that have already been adopted or implemented are continued. The cut-off date for the analysis is 1 October 2018. In addition to the existing measures, the EE scenario considers measures still in the preparation stages with a realistic possibility of being implemented on the central, regional or local level. With the additional investments in industry and energy (minimum additional investments in power plants, expansion of the district heating network and investments in electricity transmission and distribution) in the EE scenario, the bulk of GHG emission reductions derive from investments in the energy efficiency of buildings.

In the EE scenario, the planned measures for promoting energy efficiency are expected to increase investments in buildings' energy efficiency by 13.7% by 2030 compared to the BAU scenario, or by EUR 1,715 billion. These are investments that directly increase the energy efficiency of households' buildings and private and public sector buildings due to the new construction and renovation of buildings and replacing of heating and hot water devices. The planned investments will enable greater energy efficiency, which will reduce energy consumption in buildings. The presumed reduction of energy consumption in the BAU scenario is 24% by 2030 compared to 2017. In the EE scenario, however, more extensive implementation of instruments will bring a 28% reduction in energy consumption by 2030 compared to the 2017 baseline (Integrated National Energy and Climate Plan of the Republic of Slovenia, 2020).

3 Results

GreenMod Slovenia is a recursive dynamic model that facilitates comparative analysis between the baseline scenario (BAU scenario) and the energy efficiency scenario (EE scenario). Although it is thus not a forecasting model, it allows for an estimation of the effects of additional investments in energy efficiency (building envelope, heating, hot water) on the national economy. Additional energy investments increase energy efficiency and thereby reduce the consumption of energy inputs (petroleum products, electricity, natural gas, heat) in households' final consumption (Table 1). In the first quintile group, representing the 20% of households on the lowest incomes, the consumption of energy products is reduced the least. The consumption of energy products decreases the most in the fourth quintile group. The richest 20% of households reduce their energy consumption slightly less than households in the previous income group. Steam consumption is reduced the most, followed by petroleum products, gas and finally electricity.

Table 1: Change in consumption of energy inputs by household quintile groups – EE scenario vs. BAU scenario (%).

Households	Refined petroleum products		Electricity		Gas		Steam	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030	2025	2030
<i>Income quintile group</i>								
<i>Q1</i>	-1.56	-2.57	0.06	-1.68	-1.40	-2.50	-1.70	-4.99
<i>Q2</i>	-1.60	-3.02	0.65	-1.74	-1.36	-2.89	-1.73	-6.05
<i>Q3</i>	-2.27	-4.55	1.27	-2.47	-1.88	-4.30	-2.41	-8.87
<i>Q4</i>	-3.09	-6.27	1.75	-3.34	-2.53	-5.87	-3.23	-11.72
<i>Q5</i>	-2.89	-6.06	1.91	-3.15	-2.34	-5.66	-3.02	-11.44

Further, lower input costs have a favourable impact by way of raising labour demand, reducing the unemployment rate, and increasing production (Table 2). Thus, employment in the EE scenario in 2030 is expected to be 1.4% higher than employment in the BAU scenario. The final impact on

relative consumer prices is positive as they are expected to decrease slightly compared to the BAU scenario (by -0.3% in 2030). The increase in disposable household income is reflected in higher final private consumption (up by 2.2% in 2030) compared to final private consumption in the BAU scenario. The positive consequences of the additional measures are also seen in increased savings by companies and households while reducing the current budget deficit. Namely, state budget revenues are growing due to the increased economic activity.

The increased energy efficiency and lower consumption of energy inputs is also reflected in greater international competitiveness and higher exports (up 1.2% in 2030) compared to imports, which after 2021 is about 0.5% higher than the BAU scenario in the observed period). Positive consequences of the planned additional measures in the EE scenario are finally shown in GDP, expected to be 2.1% higher in 2030 compared to GDP in the BAU scenario. With government consumption staying unchanged, government revenues increase due to the higher employment and tax revenues, whereas the government deficit and indebtedness are reduced. Minor fluctuations in 2026 and 2027 are explained by the declining population after 2025. Further, in the EE scenario energy use reaches its peak in 2025, after which the trend reverses. On the contrary, energy consumption increases throughout the observed period in the BAU scenario.

Table 2: Changes in macroeconomic indicators for the EE scenario vs. the BAU scenario (%).

GDP	1.81	1.96	2.08	2.18	2.25	2.00	2.05	2.09	2.12	2.12
Employment	0.72	0.76	0.80	0.84	0.88	0.89	1.00	1.12	1.25	1.39
Unemployment rate	-	-	-	-	-	-8.7	-8.6	-8.4	-8.0	-7.3
Private consumption	0.88	0.94	1.00	1.06	1.12	1.23	1.45	1.69	1.94	2.21
Savings	5.31	5.57	5.77	5.91	5.95	5.13	5.25	5.34	5.38	5.37
Household income	0.92	0.99	1.05	1.11	1.18	1.28	1.50	1.73	1.99	2.26
Export	0.86	0.93	0.99	1.06	1.12	1.00	1.04	1.09	1.15	1.23
Import	0.43	0.46	0.49	0.52	0.55	0.46	0.46	0.46	0.47	0.48
Real wage rate	0.51	0.54	0.57	0.59	0.62	0.63	0.71	0.79	0.88	0.98
Consumer price index	-	-	-	-	0.04	-	-	-	-0.26	-0.27
Real government savings / Public debt	22.1	22.9	23.5	23.9	24.0	18.4	18.2	17.9	17.44	16.84
	6	4	3	0	1	7	3	0		

4 Conclusion

In the EU member states, investments in energy efficiency and the diffusion of renewable energy sources are vital for cutting emissions by 2030 because major changes to the structure of energy sources are infeasible in the short to medium term. Using a recursive dynamic CGE model, this paper examined aggregate macroeconomic indicators and economic (in)equality related to investments in the building stock's energy efficiency. In so doing, it makes important contributions concerning the effects of different energy efficiency investment scenarios on key macroeconomic indicators, as well as the uneven effects on the consumption of energy products among households on different income levels. Finally, the study offers important implications for policymakers increasingly seeking scenario calculations on the effects of climate policies who can benefit from the research findings while making critical strategic decisions. The key conclusions are as follows:

- First, the analysis concerning the macroeconomic effects implies that it is important to consider energy efficiency measures while planning policy. The study shows that the macroeconomic effects of additional investments in energy efficiency are positive, whereas the magnitude of these effects is relatively small. The EE scenario will not deteriorate the national aggregates or

bring extensive economic benefits in macroeconomic terms, as GDP, employment and consumption in 2030 increased by 2.12%, 1.39% and 2.21% compared to the BAU scenario, respectively.

- Second, household income inequality holds extensive policy implications. The results show the first quintile with the lowest income reduced its consumption of all four energy products studied in the EE scenario the least (e.g. electricity consumption is reduced by 1.68% in the first quintile, while in the fourth quintile it falls by 3.34%). In this quintile group, energy efficiency improvement might stimulate greater energy consumption due to the rebound effect, which could ultimately lead to policy failure. Sustainable decarbonisation of the building sector must be linked to the energy poverty issue as a phenomenon in low-income groups. A complex and integrated approach to addressing energy poverty must consider spatial and economic conditions as a comprehensive and reasonable starting point for understanding and finding solutions. Equal access for the whole population to modern and clean energy sources and adequate housing conditions is essential for achieving a just transition. It is necessary to create a more socially inclusive system supported by climate-change and social policies if society is to break the vicious circle of energy poverty.

References

1. Chatterjee, S., & Ürge-Vorsatz, D. (2021). Measuring the productivity impacts of energy-efficiency: The case of high-efficiency buildings. *Journal of Cleaner Production*, 318, 128535.
2. European Commission. (2016). Future brief: Environmental impact investment. In *Science for Environment Policy* (Issue 16).
3. European Commission. (2020, February 17). *In focus: Energy efficiency in buildings*.
4. Gupta, D., Gherzi, F., Vishwanathan, S. S., & Garg, A. (2019). Achieving sustainable development in India along low carbon pathways: Macroeconomic assessment. *World Development*, 123, 104623.
5. Jänicke, M. (2012). “Green growth”: From a growing eco-industry to economic sustainability. *Energy Policy*, 48, 13–21.
6. Karapinar, B., Dudu, H., Geyik, O., & Yakut, A. M. (2019). How to reach an elusive INDC target: macro-economic implications of carbon taxation and emissions trading in Turkey. *Climate Policy*, 19(9), 1157–1172.
7. Krarti, M., & Aldubyan, M. (2021). Role of energy efficiency and distributed renewable energy in designing carbon neutral residential buildings and communities: Case study of Saudi Arabia. *Energy and Buildings*, 250, 111309.
8. Kuriyama, A., Tamura, K., & Kuramochi, T. (2019). Can Japan enhance its 2030 greenhouse gas emission reduction targets? Assessment of economic and energy-related assumptions in Japan’s NDC. *Energy Policy*, 130, 328–340.
9. Li, H., Qiu, P., & Wu, T. (2021). The regional disparity of per-capita CO2 emissions in China’s building sector: An analysis of macroeconomic drivers and policy implications. *Energy and Buildings*, 244, 111011.
10. Liu, L., Huang, C. Z., Huang, G., Baetz, B., & Pittendrigh, S. M. (2018). How a carbon tax will affect an emission-intensive economy: A case study of the Province of Saskatchewan, Canada. *Energy*, 159, 817–826.
11. Loorbach, D., Frantzeskaki, N., & Avelino, F. (2017). Sustainability Transitions Research: Transforming Science and Practice for Societal Change. *Annual Review of Environment and Resources*, 42(1), 599–626.
12. Misila, P., Winyuchakrit, P., & Limmeechokchai, B. (2020). Thailand’s long-term GHG emission reduction in 2050: the achievement of renewable energy and energy efficiency beyond the NDC. *Heliyon*, 6(12), e05720.
13. Oshiro, K., & Fujimori, S. (2021). Stranded investment associated with rapid energy system changes under the mid-century strategy in Japan. *Sustainability Science*, 16(2), 477–487.

14. Paroussos, L., Fragkiadakis, K., & Fragkos, P. (2020). Macro-economic analysis of green growth policies: the role of finance and technical progress in Italian green growth. *Climatic Change*, *160*(4), 591–608.
15. Pauliuk, S., Heeren, N., Berrill, P., Fishman, T., Nistad, A., Tu, Q., Wolfram, P., & Hertwich, E. G. (2021). Global scenarios of resource and emission savings from material efficiency in residential buildings and cars. *Nature Communications*, *12*(1), 5097.
16. Integrated National Energy and Climate Plan of the Republic of SloveniaSLOVENIA, (2020).
17. Scarpa, F., Tagliafico, L. A., & Bianco, V. (2021). Financial and energy performance analysis of efficiency measures in residential buildings. A probabilistic approach. *Energy*, *236*, 121491.
18. Zhang, M. M., Wang, Q., Zhou, D., & Ding, H. (2019). Evaluating uncertain investment decisions in low-carbon transition toward renewable energy. *Applied Energy*, *240*, 1049–1060.

DOLGOROČNO ZAGOTAVLJANJE FINANČNIH SREDSTEV ZA RAZOGLIČENJE STAVBNEGA FONDA V SLOVENIJI

Gašper Stegnar

Institut »Jožef Stefan«, Jamova cesta 39, Ljubljana, Slovenija
gasper.stegnar@ijs.si

Damir Staničič

Institut »Jožef Stefan«, Jamova cesta 39, Ljubljana, Slovenija
damir.stanicic@ijs.si

Matej Švigelj

Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva ploščad 17, Ljubljana, Slovenija
matej.svigelj@ef.uni-lj.si

Andreja Cirman

Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva ploščad 17, Ljubljana, Slovenija
andreja.cirman@ef.uni-lj.si

POVZETEK

Krovna cilja razogljichenja Nacionalnega energetskega in podnebne načrta (NEPN) na področju stavb do leta 2030 sta (1) zmanjšanje emisij toplogrednih plinov v stavbah za vsaj 70 odstotkov glede na leto 2005 in (2) da obnovljivi viri energije predstavljajo vsaj 2/3 rabe energije v stavbah. Cilja NEPN glede razogljichenja stavb do leta 2030 bo mogoče doseči le z zmanjšanjem potreb po energiji in s povečanjem učinkovitosti ogrevalnih sistemov. V preteklih letih je bila večina ukrepov na stavbah usmerjena v zamenjavo ogrevalnih sistemov ali je šlo za delne energetske prenovе. Celovite energetske prenovе, s katerimi se dosejajo večji okoljsko-energetski učinki, so bile redke. Zdaj se pozornost pri izvajanju energetskih prenov usmerja iz delnih v celovite energetske in skoraj ničenergijske prenovе sNES. Nujno bo preoblikovanje pozivov, obsegov in pogojev spodbud za ugodnejše pogoje za celovite prenovе. Izvedba celovitih energetskih prenov zahteva ali vsakoletno sorazmerno povečanje prispevka za energetska učinkovitost ali zagotovitev drugega primerne vira financiranja. Brez dodatnih sredstev investicijski načrt in cilji NEPN ne bodo doseženi. Za doseganje ciljev na področju energetske učinkovitosti stavb so v obdobju 2021–2030 potrebne investicije v energetska prenovе v stanovanjskem, javnem in zasebnem sektorju v skupnem obsegu 8.540 mio evrov (brez DDV). Za financiranje potrebnih naložb za energetska prenovę stavb bodo na voljo tako nepovratna, kakor tudi povratna sredstva. Bo pa drugi strani za izvedbo teh investicij potreben razvoj različnih finančnih instrumentov. Predstavljeni so predlogi novih instrumentov, kot so poroštveni sklad za stanovanjske stavbe, pokrivanje prve izgube, shema odkupa terjatev od ponudnikov energetskega pogodbeništvā in drugi. Razvoj teh instrumentov je tudi eden izmed ukrepov, ki ga predvideva NEPN. To nakazuje na dejstvo, da brez novih instrumentov realizacije in doseganje podnebno energetska ciljev ne bo.

Ključne besede: prenovę, viri financiranja, finančni instrumenti, razogljichenje, stavbe

1 Uvod

Da bi dosegli zastavljene krovne cilje v NEPN (2020), so načrtovane visoke stopnje energetskih prenov, večji obseg ogrevanja in priprave sanitarne tople vode z obnovljivimi viri energije (OVE) ter večje število priklopov na sisteme daljinskega ogrevanja in znatno povečanje števila teh na območjih, kjer je to ekonomsko upravičeno.

Trenutno se spoprijemamo z energetske krizo in posledičnim iskanjem energetskih prihrankov in zelene naložbe so se že v pretekli gospodarski krizi izkazale z dobrimi makroekonomskimi učinki, zlasti na delovna mesta. Država bo vlagala znatna sredstva v okrevanje gospodarstva, pomembno je, da so ta sredstva namenjena tudi za preprečevanje in prilagajanje podnebnim spremembam.

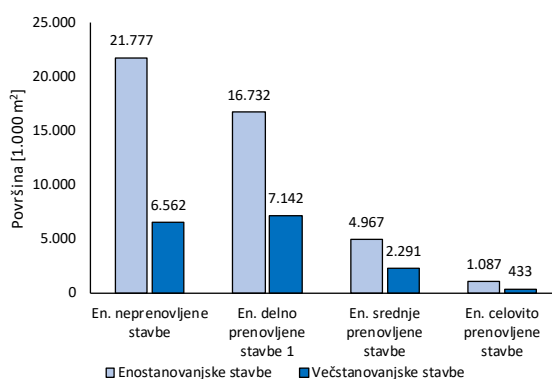
Dolgoročni cilj na področju stavb je, da je do leta 2050 energetsko prenovljenih 74 odstotkov enostanovanjskih in 91 odstotkov večstanovanjskih stavb. Pri tem se bo raba končne energije zmanjšala za 45 odstotkov, emisije CO₂ pa za skoraj 75 odstotkov glede na leto 2005. Povečani obseg naložb v energetske učinkovitost prispeva k okrevanju oziroma razvoju gospodarstva. Kratkoročno prispeva k povečanju zaposlenosti v panogah, ki dobavljajo proizvode in storitve za energetske prenovne stavb in posredno v celotnem gospodarstvu. Dolgoročno pa tudi z ustvarjenimi prihranki pripomorejo k večji konkurenčnosti gospodarstva in manjši energetski odvisnosti

Zastavljeni cilji bodo doseženi le z obsežnimi investicijami, za katere danes ni zadosti sredstev na voljo. Investicije tako bo mogoče realizirati le s kombinacijo lastnih in zasebnih ter povratnih in nepovratnih sredstev, podprtih z ustreznimi finančnimi instrumenti. Ti pa bodo morali biti prirejani glede na značilnosti posameznega sektorja, da bodo lahko dejansko tudi zaživel.

2 Potenciali stavb za prenavo

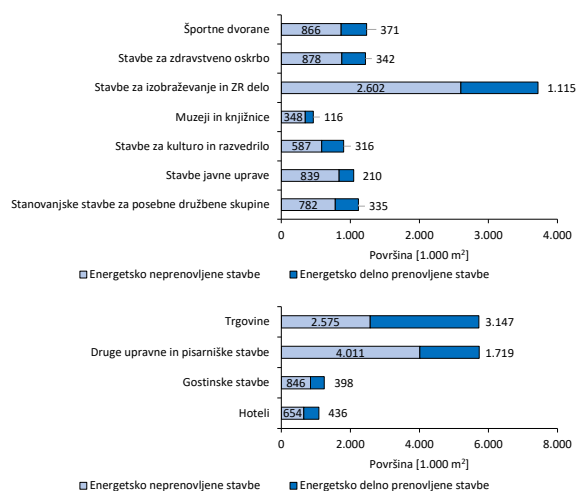
Tehnični pogoji za energetske prenavo so modelsko ocenjeni glede na izhodiščno stanje stavb z energetskega vidika, kar pomeni, ali je bil glede na starost stavbe kakšen element toplotnega ovoja stavbe že energetski prenovljen (fasada, streha) oziroma menjan (okna). Ta potencial se v obdobju do leta 2050 povečuje, saj se z vsakim letom h kumulativnemu potencialu priključijo nove stavbe potrebne celovite energetske prenave. Glede na predvideni potek prenav pa se kumulativni delež stavb, ki izpolnjujejo pogoje za celovito energetski prenavo, po drugi strani z vsakoletnimi prenavami zmanjšuje. Kumulativni tehnični potencial za energetske prenavo v enostanovanjskih stavb znaša 44,6 mio m², v večstanovanjskih stavbah pa 16,4 mio m² (Slika 1).

Slika 1: Tehnični potencial za energetske prenavo stanovanjskih stavb upoštevaje že izvedene energetske prenave eno- in večstanovanjskih stavb.



Stavbe storitvenega sektorja obsegajo 23,4 mio m² in jih ločimo glede na namen rabe in lastništvo na javne stavbe in zasebni storitveni sektor. Javne stavbe obsegajo 41-odstotni delež vseh stavb v storitvenem sektorju, pri obeh pa je tehnični potencial za prenavo znaten (slika 2).

Slika 2: Potencial za energetska prenova stavb javnega (levo) in zasebnega storitvenega (desno) sektorja upošteva že izvedene energetske prenove.



Stavbni fond obsega 87,3 mio m² tlorisnih površin, pri čemer 76 odstotkov pripada stavbam, ki so bile zgrajene pred letom 1990. V skladu z načeli dobrega gospodarjenja in stroškovne učinkovitosti bodo energetske prenove usmerjene k stavbam, kjer je energetska prenova smiselna oziroma kjer dolgoročno zadostimo vsem vidikom širše prenove. To pomeni, da se pri načrtovanju energetskih prenov ne upoštevajo le energetska vidika prenove, temveč tudi drugi vidiki z namenom, da stavba izpolnjuje bistvene zahteve za gradbene objekte, kot npr.: mehanska odpornost in stabilnost, varnost pred požarom, zaščita pred hrupom idr.. S tem je uporabnikom dolgoročno zagotovljeno varno in energetska učinkovito bivanje v stavbi.

3 Financiranje energetskih prenov stavb

3.1 Financiranje energetskih prenov stavb v EU

Pomembna vloga stanovanjskega fonda pri prehodu v nizko ogljično družbo je na ravni EU botrovala velikemu in raznolikemu obsegu finančnih instrumentov v podporo prenovam stanovanjskih stavb. Pri tem javna finančna sredstva skušajo aktivirati investicije zasebnih sredstev v povečanje energetske učinkovitosti stanovanjskih stavb. Kot je prikazano v tabeli 1 so najpogostejša oblika finančnih spodbud še vedno spodbude v obliki nepovratnih sredstev. Posebej razširjena je njihova uporaba na stanovanjskem področju, saj jih uporabljajo vse države. Na področju stanovanjskih stavb je zelo razširjena tudi uporaba povratnih finančnih instrumentov. Podobno sliko kaže tudi uporaba fiskalnih instrumentov, ki pa so v splošnem nekoliko manj razširjeni. V prihodnosti se pričakujejo bolj trajnostno naravnane spodbude s strani javnih sredstev, ki bodo v večji meri povratne narave ter bodo izzvale višje vzvode s strani zasebnih sredstev.

Tabela 1: Število držav znotraj EU28, ki uporabljajo finančne in fiskalne instrumente po posameznih sektorjih zgradb

	Nepovratne subvencije	Povratne subvencije (ugodna posojila)	Davčne olajšave oz. ugodnosti
Stanovanjske stavbe	28	20	11
Poslovne stavbe	17	9	8
Javne stavbe	16	8	5

Opomba: oščenjena polja prikazujejo, katere skupine instrumentov so na voljo tudi v Sloveniji.

3.2 Financiranje energetskih prenov stavb v Sloveniji

Za doseganje ciljev na področju energetske učinkovitosti stavb so v obdobju 2021–2030 potrebne investicije v energetske preнове v stanovanjskem, javnem in zasebnem sektorju v skupnem obsegu 8.540 mio evrov (brez DDV). Za energetske preнове v stanovanjskem sektorju so načrtovane naložbe (brez DDV) v višini 6.634 mio evrov (77,7 odstotka), v javnem sektorju 825³ mio evrov (9,7 odstotka) in v zasebnem storitvenem sektorju 1.081 mio evrov (12,6 odstotka) (Stegnar et al., 2020).

Za financiranje potrebnih naložb za energetske preнове stavb bodo na voljo tako nepovratna, kakor tudi povratna sredstva. Hkrati bo za izvedbo teh investicij potreben razvoj več novih finančnih instrumentov.

Stanovanjske stavbe

Za energetske preнове stanovanjskih stavb je ocenjeno, da bo v obdobju med 2021 in 2030 potrebno zagotoviti 725,6 mio evrov nepovratnih subvencij. Pri tem je kar 565,7 mio evrov predvidenih iz prispevka za učinkovito rabo energije (URE), ki se bo postopno povišal z 0,08 €/kWh na 0,25 €/kWh v letu 2030. Po drugi strani je iz sklada za podnebne spremembe predvidno 135 mio evrov. Preostala nepovratna sredstva so predvidena v okviru kohezijske politike ter Mehanizma za okrevanje in odpornost (Recovery and Resilience Facility - RRF). Ob upoštevanju vzvodov se pričakuje, da bodo nepovratna sredstva spodbudila 2.399,1 mio evrov naložb. Tako kot v preteklosti, se tudi do leta 2030 predvideva, da bo večji del naložb izveden s spontanimi prenovami v višini 4.864,9 mio evrov. Hkrati bodo za podporo energetskim prenovam na voljo tudi povratna sredstva Eko sklada ter posojila poslovnih bank. V manjšem obsegu bodo na voljo tudi programi dobaviteljev energije ter podjetij za energetske storitve (Stegnar et al., 2020).

Javne stavbe

Za prenovi stavb v javnem sektorju so kot glavni nepovratni vir predvidena sredstva evropske kohezijske politike v višini 258,7 mio evrov v obdobju med 2021 in 2030. Skupaj s slovensko udeležbo v višini 45,7 mio evrov bodo kohezijska sredstva spodbudila 621,1 mio evrov naložb v celovito energetske preнове javnih stavb (Stegnar et al., 2020). Pri tem je predvideno nadaljnjo spodbujanje javno-zasebnih partnerstev (JZP) po modelu pogodbenega zagotavljanja garantiranih prihrankov energije - energetskega pogodbenišтва. Ta model izvajanja energetskih prenov v javnem sektorju se je izkazal kot uspešen. V obdobju 2014-2020 je bilo prenovljenih 1,1 mio m² neto tlorisnih površin javnih stavb, od tega pa 723.000 m² po modelu JZP oziroma energetskega pogodbenišтва. Investicijska vrednost vseh izvedenih prenov javnih stavb v tem obdobju je znašala 262 mio evrov in več kot polovica teh celovitih prenov je bila izvedena v okviru JZP, in sicer 147 mio evrov investicij, ki so bile podprte s 63 mio evrov nepovratnih sredstev (Žnidarič, 2022).

Dodatno je v okviru ožjega javnega sektorja predviden obnovljiv finančni vir. Poleg tega je iz RRF načrtovanih še 86 mio evrov, iz prispevka URE 11,1 mio. evrov in iz Sklada za podnebne spremembe 11 mio evrov nepovratnih sredstev.

V okviru kohezijske politike je načrtovanih tudi 50 mio evrov povratnih sredstev. Povratna sredstva so na voljo tudi v okviru Eko sklada, SID banke ter poslovnih bank. V manjšem obsegu so na voljo tudi programi dobaviteljev energije.

³ Zaradi nedoseganja cilja treh odstotkov energetskih prenov stavb v ožjem javnem sektorju v preteklosti je potrebno dodatno investirati še 23,4 mio evrov (brez DDV).

Stavbe zasebnega storitvenega sektorja

Podobno kot pri stanovanjskih stavbah je glavni vir nepovratnih sredstev za energetske prenovne stavb v zasebnem sektorju prispevek URE v višini 44,39 mio evrov. Manjši del nepovratnih je na voljo še v okviru kohezijske politike (7,49 mio evrov). Skupaj je v celotnem obdobju načrtovanih 51,9 mio evrov nepovratnih sredstev, kar bo spodbudilo naložbe v višini 231,7 mio evrov. Predvidene naložbe v energetske prenovne bodo lahko izvedene samo v primeru, če bodo podjetja zagotovila ustrezna sredstva oziroma finančne vire v višini 1.029 mio evrov (lastna sredstva, krediti Eko sklada, krediti SID banke, krediti poslovnih bank, sodelovanje podjetij za energetske storitve, programi dobaviteljev energije) (Stegnar et al., 2020).

4 Predlogi novih instrumentov za energetske prenovne stavb

Za izvedbo obsežnih investicij v energetske prenovne stavb bo potreben tudi razvoj novih finančnih instrumentov, ki so predstavljeni v nadaljevanju.

Poroštveni sklad za stanovanjske stavbe

Poroštvena shema bi zagotavljala kritje neplačil obveznosti iz rezervnega sklada do podjetij za energetske storitve - ponudnikov energetskega pogodbenišva-, izvajalcev del energetske prenovne in poslovnih bank v primeru zadolžitve na račun rezervnega sklada. Poroštva bi se dodelila za čas trajanje pogodbe med podjetjem za energetske storitve in lastniki stanovanjske stavbe in se zaračunala v enkratnem znesku individualno vsem lastnikom stavbe, kot odbitni znesek od pripadajoče nepovratne spodbude za energetske prenovne stavbe. Poroštvena shema bi omogočila zmanjšanje težav pri zadolžitvi v breme rezervnega sklada, zmanjšanje tveganj upnikov in spodbujanje energetskega pogodbenišva pri večstanovanjskih stavbah. Hkrati bi shema zmanjšala težave, ki jih imajo posamezniki pri zadolževanju, saj bi potekala zadolžitev v breme rezervnega sklada ter zmanjšala tveganje zaradi nezanesljivih plačil in neplačevanja v rezervni sklad. Kot možen izvajalec ukrepa bi lahko nastopal Eko sklad (Stegnar et al., 2020).

Pokrivanje prve izgube

Instrument pokrivanja prve izgube deluje podobno kot portfeljska garancija za banke, le da se z instrumentom poslovni banki zagotavlja kritje celotne izgubljene glavnice kredita zaradi nezmožnosti plačila s strani podjetja. Instrument tako zmanjšuje tveganja poslovnih bank pri financiranju naložb podjetij v energetske prenovne stavb in energetske učinkovitost. Skupni obseg pokrivanja prve izgube je določen kot delež v naprej določenega ciljnega obsega naložb, ki se ga poslovna banka zaveže izvesti. Prednost instrumenta je v tem, da poslovne banke postanejo bolj naklonjene financiranju naložb v energetske učinkovitost podjetij predvsem na področju tržnih vrzeli, kot so daljše ročnosti, slabše bonitete in odlogi plačil. Pričakovano bo tudi cena financiranja s strani poslovnih bank nižja zaradi prenosa prednosti kritja prve izgube na končnega koristnika posojila (Stegnar et al., 2020).

Sheme po računih za energijo

Pri shemah po računih za energijo se izvedene investicije v energetske učinkovitost poplačujejo s plačili dobavitelju energije. V osnovi dobavitelj energije ali tretja oseba izvede ukrepe energetske učinkovitosti, ki se nato odplačujejo preko nespremenjenih računov za dobavljeno energijo, dobavitelj energije pa si investicijo poplača iz prihrankov pri porabi energije zaradi izvedenih ukrepov. V praksi obstajajo različne oblike finančnih shem. Tako pri shemi plačila po računih za energijo (OBF – on-bill financing sheme) dobavitelj energije financira ukrepe energetske učinkovitosti. V primeru sheme poplačila na osnovi računa (OBR – on-bill repayment sheme) je financer izvedenih ukrepov tretja oseba, ki se poplačuje preko računov za energijo. Pri tem modelu dobavitelj energije pri zaračunavanju po računih nudi le infrastrukturo za poplačila, medtem ko

sredstva prihajajo od zunanjega (pogosto zasebnega) financerja. V primeru sheme plačila s posebnimi tarifami (TOB – tariffed on-bill), pa je izvedba ukrepa vezana na spremembo tarife, po kateri se energija plačuje po izvedenem ukrepu in je vezana na števec za energijo v stavbi. Spremenjena tarifa je nato vir financiranja za poplačilo izvedenih ukrepov. Prednost te izvedenke je, da je poplačilo vezano na stavbo in njene vsakokratne lastnike, ne zgolj na trenutne lastnike stavb (ACEEE, 2020; Rieke Boll et al., 2019).

Deloma se v Sloveniji izvajajo plačila po shemah plačila po računih za energijo OBR, medtem ko ostale oblike (OBF in OBT) niso razširjene. Katera od shem in njenih izvedenk bi bila najustreznejša v Sloveniji pa zahteva nadaljnjo proučevanje. V okviru projekta LIFE IP CARE4CLIMATE sta tako bila razvita dva finančna instrumenta za investicije v celovite energijske prenovе starejših večstanovanjskih stavb (Staničić et al., 2021), in sicer (i) financiranje prenov s kombinacijo kredita Eko sklada v breme rezervnega sklada in nepovratnih finančnih spodbud ter (ii) financiranje prenov s kombinacijo nepovratnih finančnih spodbud in sofinanciranja s strani podjetij za energetske storitve – poplačilo investicije bodisi po računih za energijo bodisi po računih za storitve energijske učinkovitosti. V pilotni fazi je financiranje celovitih energetskih prenov večstanovanjskih stavb, ki lahko vključujejo OVE in protipotresno sanacijo ter ukrepe trajnostne mobilnosti, s kombinacijo nepovratnih sredstev in sredstev izvajalca energetskega pogodbeništvā, in sicer s poplačili storitve energetske učinkovite prenovē stavbe po računih za storitve energetske učinkovitosti (Eko sklad, 2022).

Shema odkupa terjatev od ponudnikov energetskega pogodbeništvā

V okviru sheme odkupa terjatev (angl. factoring oz. forfaiting), podjetja za energetske storitve dolgoročne terjatve iz naslova energetskega pogodbeništvā (prihranke, ki jih generira energetska prenova) z diskontom prodajo specializirani faktor družbi. Nakup terjatve obsega samo tisti del obveznosti skupnosti lastnikov prenovljene stavbe, ki ni vezana na obveznost vzdrževanja in stroške poslovanja in po pogodbi bremenijo podjetje za energetske storitve. Navedeni instrument naslavlja omejenostjo financiranja podjetij za energetske storitve predvsem na manjših trgih kot je Slovenija, saj bilance teh podjetij ob investicijah, ki imajo praviloma dolge roke poplačila, po obsegu hitro naraščajo in s tem tudi njihova kumulativna zadolženost in izpostavljenost (Núñez Ferrer, 2019).

Vzpostavitev sistemskega finančnega vira

Analiza stavb ožjega javnega sektorja (OJS) je pokazala, da je za dosego zavezujočega cilja energetske prenovē treh odstotkov stavb javnega sektorja letno potrebno zagotoviti stabilne finančne vire za izvedbo teh naložb. Dosedanje nezadovoljivo izvajanje energetske prenovē stavb v OJS je predvsem posledica pomanjkanja namenskih proračunskih virov in hkrati razpršenosti teh virov v okviru proračunskih pravic porabe posameznih ministrstev. Ena od možnosti za pospešitev in kontinuirano energetske prenovē stavb javnega sektorja je vzpostavitev obnovljivega sklada za energetske prenovē stavb, ki bi povečal obseg in stabilnost razpoložljivih finančnih virov, ki vključujejo nezadostna in ciklično razpoložljiva proračunska, kohezijska in druga EU ter domača, predvsem nepovratna sredstva. Obnovljivost namenskih zagonskih sredstev tega sklada sloni na finančnih učinkih doseženih z garantiranimi prihranki energije s strani izvajalcev prenov, in sicer z vračanjem prihranjenih sredstev za stroške za energijo v sklad. Obseg potrebnih zagonskih sredstev obnovljivega sklada in dinamika financiranja energetskih prenov stavb OJS iz tega finančnega vira sta ocenjena v Dolgoročni strategiji prenovē stavb do leta 2030 (Stegnar et al., 2020).

5 Sklep

Energetska kriza, ki je nastopila kot posledica vonje v Ukrajini, je razgalila pomembnost učinkovite rabe energije. Obenem nas podnebne spremembe nenehno opozarjajo na nujnost razogličjenja, kar bo mogoče doseči zgolj z zmanjšanjem potreb po energiji in s povečanjem energetske učinkovitosti

stavb. Le tako bomo dosegli zastavljene energetske podnebne cilje do leta 2030, ki jih opredeljujeta NEPN in DSEPS 2050.

Energetska prenova stavb, predvsem stanovanjskih, ki zajemajo 73 odstotkov stavbnega fonda, je zelo pomembna za blaženje podnebnih sprememb in prilagajanje nanje. Načrtovana energetska prenova stanovanjskih stavb do leta 2030 je zastavljena zelo ambiciozno. Predvideni so večja intenzivnost prenov, širši obseg in spremenjena struktura prenov. Prenove se preusmerjajo od delnih k bolj celovitim oziroma skoraj ničenergijskim prenovam. Za izvedbo načrtovanih energetskih prenov so potrebni predvsem obstoječi in novi finančni instrumenti ter novi modeli financiranja, ki bodo uspešno odpravljali finančno vrzel. Oblikovanje novih finančnih instrumentov bo prispevalo k pospeševanju in poenostavitvi financiranja, zapiranju finančne vrzeli na področju energetske učinkovitosti stanovanjskih stavb ter bo ustrezno zmanjšalo izvedbena in finančna tveganja. Zaradi blaženje energetske krize obstaja tudi nevarnost, da bi bila lahko sredstva, namenjena za učinkovito rabo energije, kratkoročno lahko preusmerjena v blaženje posledic energetske krize, kar bo cilje le še oddaljilo.

Literatura in viri

1. ACEEE (2020). *On-Bill Energy Efficiency*. Najdeno 5. septembra 2020 na spletnem naslovu <https://www.aceee.org/toolkit/2017/02/bill-energy-efficiency>
2. Economidou, M., Todeschini, V., Bertoldi, P. (2019). *Accelerating energy renovation investments in buildings. Financial and fiscal instruments across the EU*. Bruselj: Evropska komisija.
3. Eko sklad (2022). *Javni razpis: Nepovratne finančne spodbude za pilotne projekte skupnih naložb celovite prenove starejših večstanovanjskih stavb, sofinanciranih s strani podjetij za energetske storitve*. Najdeno 2. oktobra 2020 na spletnem naslovu: <https://www.ekosklad.si/prebivalstvo/pridobite-spodbudo/objava/javni-razpis-nepovratne-financne-spodbude-za-pilotne-projekte-skupnih-nalozb-celovite-prenove-starejsih-vecstanovanjskih-stavb-sofinanciranih-s-strani-podjetij-za-energetske-storitve-112>
4. Núñez Ferrer, J. (2019). *Leveraging funding for energy efficiency in buildings in South East Europe*. Bruselj: CEPS.
5. Rieke Boll, J., Steuwer, S., Rata, C. & Tzanev, D. (2019). *Financing energy renovation in buildings, Guidance on financial schemes with a focus on Bulgaria and Romania*.
6. Staničić, D., Tadeja, K., Stegnar, G., Jurak, A., Čuk, M., Potočar, E., Kovič, S., Lah, P. (2021). *Razvoj dveh finančnih instrumentov za investicije v celovite energetske prenove večstanovanjskih stavb*. Ljubljana: LIFE IP CARE4CLIMATE (LIFE17 IPC/SI/000007). 103 str.
7. Stegnar, G., Lah, P., Staničić, D., Petelin-Visočnik, B., Trstenjak, K., Merše, S., Šijanec-Zavrl, M., Tomšič, M., Gjerkeš, H., Zupančič, L., Švigelj, M., Cirman, A. *Dolgoročna strategija energetske prenove stavb do leta 2050 (DSEPS 2050)*. Ljubljana: Institut "Jožef Stefan", Center za energetske učinkovitost: Ekonomska fakulteta, Center poslovne odličnosti; Gradbeni inštitut ZRMK, 2020. 138 str.
8. Sučić, B., Merše, S., Pušnik, M., Česen, M., Janša, T., Stegnar, G., Petelin-Visočnik, B., Urbančič, A., Cimerman, F., Jamšek, S., Dragaš, K., Košnjek, E., Mali, B., Krajnc, N., Slabe Erker, R., Majcen, B., Košnjek, Z., Pretnar, G., Verbič, J., Cirman, A., Zorić, J. *Celoviti nacionalni energetske in podnebni načrt Republike Slovenije (NEPN)*. Ljubljana: Vlada Republike Slovenije, 2020. 233 str.
9. Žnidarič, M. (2022). *Celovite prenove javnih stavb v obdobju 2016-2021 in načrtovani razvoj na temeljih izkušenj*. First Roundtable on Finance for Energy Efficiency in Slovenia (Sustainable Energy Investment Forums). Bruselj: Evropska komisija.

Sekcija II:
**Delovanje in učinkovitost
elektroenergetskega sistema**

PREGLED STANDARDOV ZANESLJIVOSTI OSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO PO DRŽAVAH EU

Jerneja Bogovič

Univerza v Ljubljani, Fakulteta za elektrotehniko, Tržaška 25, Ljubljana
jerneja.bogovic@fe.uni-lj.si

Miloš Pantoš

Univerza v Ljubljani, Fakulteta za elektrotehniko, Tržaška 25, Ljubljana
milos.pantos@fe.uni-lj.si

POVZETEK

Zanesljivost oskrbe z električno energijo je eden od glavnih ciljev obsežnega paketa zakonodajnih aktov EU, imenovanega Čista energija za vse Evropejce. S temi zakonodajnimi akti si EU prizadeva pospešiti uvajanje in uporabo čistih tehnologij, povečati konkurenčnost trga in energetska učinkovitost, začrtati zasnovo trga z električno energijo in zanesljivost oskrbe z električno energijo ter oblikovati nova pravila za upravljanje energetske unije, s čimer bo evropski trg z električno energijo bolj medsebojno povezan, prožen in usmerjen k potrošnikom. Eden glavnih ciljev je določiti najbolj učinkovit in uspešen način zagotavljanja ustrezne zadostnosti proizvodnih enot v EU. Agencija za sodelovanje energetskih regulatorjev (ACER) je zato izdala dokument z naslovom *Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard*, ki določa potrebne kazalnike in njihovo metodologijo izračuna. V okviru metodologije mora vsaka država članica EU določiti vrednost nedobavljene energije (VoLL) in vrednost stroškov novega vstopa v obratovanje (CONE) za različne tipe in tehnologije ponudnikov. Na podlagi obeh kazalnikov in rezultatov najnovejših razpoložljivih nacionalnih, regionalnih ali evropskih ocen ustreznosti virov mora vsaka članica EU določiti standard zanesljivosti oskrbe z električno energijo, ki je izražen s kazalnikom pričakovanega tveganja izpada napajanja (LOLE) in pričakovano nedobavljeno energijo (EENS). V prispevku je podan pregled metodologije in rezultatov določitve standarda zanesljivosti za države, ki so ga že definirale po novi zakonodaji in metodologiji.

Ključne besede: pričakovana nedobavljena energija (EENS), pričakovano tveganje izpada napajanja (LOLE), vrednost nedobavljene energije (VOLL), vrednost stroškov novega vstopa (CONE)

1 Uvod

Sistemske operater prenosnega sistema je odgovoren za varno, zanesljivo in učinkovito obratovanje celotnega prenosnega sistema. Zanesljivost oskrbe je tudi eden od ciljev objave obsežnega paketa zakonodajnih aktov Čista energija za vse Evropejce, kjer Člen 25 Uredbe 2019/943 določa, da morajo države članice sestaviti standard zanesljivosti na podlagi nove metodologije iz člena 23(6) (Evropski parlament in Svet 2019).

Standard zanesljivosti na pregleden način določa zahtevano raven zanesljivosti oskrbe v državi članici EU, ki je definirana kot najučinkovitejši način za zagotavljanje ustreznih ravni proizvodnih enot električne energije v EU. Izračuna se z uporabo vsaj vrednosti nedobavljene energije (VoLL) in vrednosti stroškov novega vstopa (CONE) ter je izražen kot pričakovana nedobavljena energija (EENS) in pričakovano tveganje izpada napajanja (LOLE). Tako kazalnik LOLE odraža ekonomsko optimizacijo med vrednostjo stroškov novega vstopa (CONE) in mejnim zmanjšanjem pričakovane nedobavljene energije (EENS). Natančen opis postopka izračuna je definiran v oktobra 2020 objavljenem dokumentu *Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry*

and the reliability standard (ACER 2020). V skladu z Uredbo (EU) 2019/943 in na podlagi nove metodologije so države članice začele z aktivnostmi na področju izračuna standarda zanesljivosti.

V prispevku bo najprej predstavljena metodologija za izračun standarda zanesljivosti, temu pa bo sledil pregled vrednosti kazalnikov *VoLL*, *CONE* in standardov zanesljivosti po državah članicah, ki so standard zanesljivosti določile po novi metodologiji.

2 Metodologija za izračun standarda zanesljivosti oskrbe z električno energijo

Metodologija za izračun standarda zanesljivosti oskrbe z električno energijo opisuje postopek izračuna kazalnikov *VoLL*, *CONE* in standardov zanesljivosti. Splošni pravili, ki se nanašata na določitev vseh kazalnikov, sta:

- Subjekt, ki izračunava kazalnike *VoLL*, *CONE* in standard zanesljivosti, posodobi izračun vsaj vsakih pet let ali prej, če subjekt opazi pomembno spremembo.
- Subjekt mora zagotoviti, da postopek temelji na preglednih, objektivnih in preverljivih podatkih. Subjekt mora, da izpolni zahteve po preglednosti, objaviti vsaj osnovne informacije, da je mogoče izračun kazalnikov *VoLL*, *CONE* in standarda zanesljivosti ponoviti.

Podrobna navodila v zvezi z določitvijo vsakega kazalnika so predstavljena v naslednjih odsekih.

2.1 VoLL

V metodologiji je navedenih več pravil, ki jih je treba upoštevati pri določanju kazalnika *VoLL*. Kazalnik *VoLL* se določi kot najvišjo ceno, ki so jo potrošniki pripravljeni plačati, da bi se izognili prekinitvi oskrbe z električno energijo, in se pridobi na podlagi anketiranja. Prav tako je določena tudi sama struktura ankete oz. anketna vprašanja. Na podlagi odgovorov se določijo vrednosti kazalnikov *VoLL* za posamezen sektor za različne izpade (trajanje, obdobje nastanka, obdobje pred obvestilom). Naslednji korak pri določanju kazalnika *VoLL* je izračun skupnega *VoLL*, ki se v nadaljevanju uporabi pri izračunu standarda zanesljivosti.

2.2 CONE

V okviru metodologije so definirana tudi pravila za določitev kazalnika *CONE* za posamezno referenčno tehnologijo. Za izračun kazalnika *CONE* je tako potrebno:

- Pregledati in izbrati kandidatne tehnologije, ki se lahko štejejo za referenčne tehnologije, in oceniti njihov potencial.
- Določiti podrobne tehnične značilnosti referenčnih tehnologij.
- Oceniti kapitalske stroške in letne stalne stroške za vsako referenčno tehnologijo.
- Določiti ustrezen *WACC* za vsako referenčno tehnologijo.
- Izračunati $CONE_{\text{fixed}}$ za vsako referenčno tehnologijo, kjer se pri izračunu upoštevajo kapitalski stroški in letni stalni stroški.
- Določiti $CONE_{\text{var}}$ za vsako referenčno tehnologijo, kjer se pri izračunu upoštevajo stroški odvisni od same proizvodnje električne energije (stroški goriva, emisijski kuponi, itd.).

Za vsako referenčno tehnologijo se izračuna kazalnik *LOLE* kot $CONE_{\text{fixed}}$ normiran na razliko med $CONE_{\text{var}}$ in *VoLL*.

2.3 Standard zanesljivosti oskrbe z električno energijo

Subjekt mora izračunati ciljni *LOLE* za standard zanesljivosti. Kazalnik *LOLE* za posamezno tehnologijo odraža ekonomsko optimizacijo med mejnimi stroški novega vira zmogljivosti (*CONE*) in mejnim zmanjšanjem *EENS* ($LOLE \times VoLL$). Optimum je dosežen, ko sta ti dve količini enaki. Ciljni *LOLE* za standard zanesljivosti je najnižja vrednost kazalnika *LOLE* za posamezno

tehnologijo, ki izpolnjuje minimalno potrebo po zmogljivosti. Minimalna potreba po zmogljivosti se določi na podlagi rezultatov najnovejših razpoložljivih nacionalnih, regionalnih ali evropskih ocen ustreznosti virov in je nižja (ali enaka) najvišji urni *EENS*, ugotovljeni med zadnjo evropsko, regionalno ali nacionalno oceno ustreznosti virov (*ERAA*). V metodologiji ni nedvoumno definirane formule za izračun *EENS*.

3 Vrednosti standarda zanesljivosti po državah EU

Kar nekaj držav EU je že pripravilo izračune kazalnikov *VoLL*, *CoNE* in standardov zanesljivosti na podlagi nove metodologije za različne tehnologije: prilagajanje odjema (*DSR*), plinske elektrarne (*OCGT*), motorje z notranjim izgorevanjem, plinsko-parne elektrarne (*CCGT*), kogeneracije (*KPETH*), baterijske hranilnike (*BH*), sončne elektrarne (*SE*), vetrne elektrarne (*VE*), nuklearne elektrarne (*NE*) in črpalne hidro elektrarne (*ČHE*). Te države so Belgija, Estonija, Finska, Italija in Švedska.

3.1 Estonija

Na podlagi nove metodologije so prvi naredili izračun kazalnikov *VoLL*, *CoNE* in standardov zanesljivosti v Estoniji (Elering 2020). Pri tem so ocenili vrednost kazalnika *VoLL* na med 6.500 in 8.500 €/MWh. Izračun za kazalnik *CoNE* pa so naredili samo za *CoNE_{fixed}* za tehnologijo *OCGT* in znaša med 51 in 78 €/kW/leto. Vrednost kazalnika *LOLE* za standard zanesljivosti se tako za Estonijo giblje med 6 ur na leto in 12 ur na leto. Poleg tega je izračunan tudi vrednost kazalnika *EENS*, ki znaša za Estonijo med 0,053% na leto in 0,087 % na leto.

3.2 Belgija

V mesecu maju je Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (*CREG*) objavil dokument Voorstel van betrouwbaarheidsnorm voor het Belgisch grondgebied (*CREG* 2021), v katerem je narejen izračun kazalnikov *VoLL*, *CoNE* in standardov zanesljivosti. Vrednost kazalnika *VoLL* je izračunana na 17.340 €/MWh. Vrednosti kazalnika *CoNE* za različne tehnologije pa so podane v tabeli 1. Kot vrednost standarda zanesljivosti so definirali samo kazalnik *LOLE*, ki za Belgijo znaša 2 uri in 43 minut na leto, vrednosti kazalnika *EENS* pa niso določili.

Tabela 1: Vrednosti kazalnika *CoNE* za različne tehnologije za Belgijo

Tehnologija	<i>CoNE_{fixed}</i> (€/kW/leto)	<i>CoNE_{var}</i> (€/MWh)
DSR	45	736,73
OCGT	67	80
Motorji z notranjim izgorevanjem	79	180,4
CCGT	97	49,8
KPETH	152	53,1
BH	223	
SE	2206	0
VE - morje	2404	0
VE - kopno	2721	0

Vir: *CREG*, 2021

3.3 Italija

Terna (2021) je v poročilu Proposta in merito allo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano objavila izračun kazalnikov *VoLL*, *CoNE* in standardov zanesljivosti. Na podlagi ankete so kazalnik *VoLL* za Italijo ocenili na 28.400 €/MWh. Pri določitvi kazalnika *CoNE* so se omejili samo na kazalnik *CoNE_{fixed}*, *CoNE_{var}* pa so zanemarili. Podatki po posameznih tehnologijah so podani v

tabeli 2. Sledil je še izračun standardov zanesljivosti v obliki kazalnika *LOLE*, ki znaša 2,1 ure na leto.

Tabela 2: Vrednosti kazalnika $CONE_{\text{fixed}}$ za različne tehnologije za Italijo

Tehnologija	$CONE_{\text{fixed}}$ (€/kW/leto)
OCGT	55 - 60
CCGT	71 - 78
BH	141 - 221
ČHE	200 - 203
VE	380 - 417
SE	500 - 550

Vir: Terna, 2021

3.4 Švedska

V maju leta 2021 je Energimarknadsinspektionen (2021) objavil dokument o izračunu kazalnikov *VoLL*, *CONE* in standardov zanesljivosti za Švedsko. Vrednost kazalnika *VoLL* je ocenjena na 7 869 €/MWh. Tudi na švedskem so izračun kazalnika *CONE* naredili za različne tehnologije, tako za kazalnik $CONE_{\text{fixed}}$ kot tudi $CONE_{\text{var}}$, in sta po posamezni tehnologiji prikazana v tabeli 3. Na podlagi izračunov, so vrednost standarda zanesljivosti za kazalnik *LOLE* določili na vrednost 0,99 ur na leto.

Tabela 3: Vrednosti kazalnika *CONE* za različne tehnologije za Finsko

Tehnologija	$CONE_{\text{fixed}}$ (€/kW/leto)	$CONE_{\text{var}}$ (€/MWh)
DSR	3,4	11
OCGT	19,5	81
CCGT	62,7	59
BH	104,9	130
VE	1.110	12

Vir: Energimarknadsinspektionen, 2021

3.5 Finska

V letu 2022 je Energiavirasto (2022) objavil dokument, kjer so podani izračuni kazalnikov *VoLL*, *CONE* in standardov zanesljivosti. Pri tem je na podlagi ankete ocenjena vrednost kazalnika *VoLL* 8.000 €/MWh. Vrednosti kazalnika *CONE* za različne tehnologije so podane v tabeli 4. Kot standard zanesljivosti sta izračunana oba kazalnika, tako *LOLE* kot tudi *EENS* in znašata 2,1 ur na leto in 1100 MWh na leto.

Tabela 4: Vrednosti kazalnika *CONE* za različne tehnologije za Finsko

Tehnologija	$CONE_{\text{fixed}}$ (€/kW/leto)	$CONE_{\text{var}}$ (€/MWh)
DSR	15 - 20	9
OCGT	60	86
Motorji z notranjim izgorevanjem	114 - 214	67
BH	570	0,3
NE	651	7
VE - kopno	1.583	5
VE - morje	3.430	5
SE	5.128	0

Vir: Energiavirasto, 2022

4 Sklep

V prispevku je narejen pregled novega standarda zanesljivosti pri oskrbi z električno energijo v EU. Kljub temu, da je novi standard v veljavi že kar nekaj časa, številne države še vedno niso naredile izračuna po novi metodologiji ali pa ga še niso javno objavile. Od držav EU je izračune opravilo le 5 držav, kar predstavlja 19 % vseh držav. Glavni vzrok za to lahko pripišemo objavi rezultatov ERAA. Rezultati ERAA so podlaga za izračun standardov zanesljivosti in njena objava šele konec leta 2021 je eden izmed možnih vzrokov, zakaj več držav EU še nima izračunane standarde zanesljivosti po novi metodologiji. Drugi razlog, ki se prav tako nanaša na rezultate ERAA pa je, da ima le nekaj držav težave z ustrežno zadostnostjo proizvodnih enot (ENTSO-E 2021).

Literatura in viri

1. ACER. (2020). Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard. Najdeno 27. julija 2021 na spletnem naslovu https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Decisions_annex/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf
2. CREG. (2021). Voorstel van betrouwbaarheidsnorm voor het Belgisch grondgebied. Najdeno 27. julija 2021 na spletnem naslovu <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Propositions/C2243NL.pdf>
3. Elering. (2020). Study to Establish an Estonian Reliability Standard. Najdeno 27. julija 2021 na spletnem naslovu https://elering.ee/sites/default/files/2020-07/Study%20to%20Establish%20an%20Estonian%20Reliability_0.pdf
4. Energiavirasto. (2022). Energiaviraston ehdotus asetuksen (EU) 2019/943 mukaiseksi luotettavuusstandardiksi. Najdeno 27. julija 2021 na spletnem naslovu <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/13026619/Energiaviraston+p%C3%A4ivitetty+ehdotus+valtioneuvostolle+luotettavuusstandardista.PDF/35ac4bfd-11de-74f7-eff9-3a66be9bdcc5/Energiaviraston+p%C3%A4ivitetty+ehdotus+valtioneuvostolle+luotettavuusstandardista.pdf?t=1647937046571>
5. Energimarknadsinspektionen. (2021). Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige. Najdeno 27. julija 2021 na spletnem naslovu https://www.regeringen.se/4a78a0/contentassets/e7f0903eca1a4a4ea56995809bda9dee/eis-forslag-till-tillforlitlighetsnorm-for-sverige-ei-r2021_05
6. ENTSO-E. (2021). European Resource Adequacy Assessment. Najdeno 27. julija 2021 na spletnem naslovu <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2021/eraa-downloads/>
7. Evropski parlament in Svet. (2019). Uredba (EU) 2019/943 o notranjem trgu električne energije. Najdeno 27. julija 2021 na spletnem naslovu <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=SL>
8. TERNA. (2021). Proposta in merito allo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano. Najdeno 27. julija 2021 na spletnem naslovu https://download.terna.it/terna/proposta_standard_adequatezza_sistema_8d9277fde7d3b7b.pdf

MODELIRANJE IN SIMULACIJA NIZKONAPETOSTNEGA OMREŽJA Z VKLJUČENIMI VIRI PROŽNOSTI

Janez Gregor Golja

Fakulteta za elektrotehniko, Univerza v Ljubljani
jg8699@fe.uni-lj.si

Edin Lakić

Fakulteta za elektrotehniko, Univerza v Ljubljani
edin.lakic@fe.uni-lj.si

Andrej Gubina

Fakulteta za elektrotehniko, Univerza v Ljubljani
andrej.gubina@fe.uni-lj.si

POVZETEK

Energetska kriza in vedno večji pritisk po razogljčenju družbenih elementov kot so energetika, promet ter gospodarstvo, prispevajo k pospešenem prehodu iz tradicionalnih tipov elektrarn z velikimi kapacitetami (npr. termoelektrarne in jedrske elektrarne) na manjše, razpršene proizvodne vire nižjih moči, ki imajo občutno nižji ogljični odtis, a s svojo negotovostjo in spremenljivo proizvodnjo negativno vplivajo na zanesljivost elektroenergetskega sistema. Zaradi vse večje elektrifikacije in digitalizacije družbe se v omrežje poleg razpršenih proizvodnih virov priključuje vse več velikih električnih obremenitev, kot so polnilnice za električne avtomobile in toplotne črpalke. Zaradi vedno večjega deleža takšnih naprav, ki povzročajo oscilacije v omrežju, kot so previsoke ali prenizke napetosti, preobremenjenost vodov ipd., so operaterji distribucijskih omrežij primorani redno vlagati v ojačitve omrežja z nadgradnjo transformatorjev in jačanjem kablskih vodov, ki pa so v večini primerov zelo drage investicije. Ena izmed alternativ je izraba prožnosti, kjer bi naprave s koordiniranim delovanjem prispevale k boljšim razmeram v omrežju. Za simulacijo razmer v omrežju je bilo uporabljeno orodje, razvito v sklopu Evropskega H2020 projekta X-FLEX. Simulirani so bili scenariji z različnim številom treh vrst naprav - fotovoltaične elektrarne (FVE), električna vozila (EV) in toplotne črpalke (TČ), analiziran je bil njihov vpliv na razmere v omrežju, skupaj s preizkusom dveh metod za izboljšanje razmer. Ugotovljeno je bilo, da večje število naprav, predvsem FVE in EV, negativno vpliva na razmere v omrežju, pri čemer so najbolj problematična napetostna odstopanja. S preizkušnim ojačenjem omrežja in izrabo prožnosti so se omrežne razmere občutno izboljšale, saj so se z njimi eliminirale kršitve predpisanih napetostnih mej.

Ključne besede: Razpršeni viri, prožnost, ojačitve omrežja, napetostne razmere nizkonapetostnega omrežja

1 Uvod

Na sredjenapetostnem (SN) in nizkonapetostnem (NN) distribucijskem omrežju smo priča vedno večjemu deležu razpršenih proizvodnih virov v obliki fotovoltaičnih (FV) in vetrnih elektrarn (FV), ki s svojo negotovostjo negativno vplivajo na zanesljivost obratovanja elektroenergetskega sistema (EES). Prav tako se zaradi pospešene elektrifikacije pojavlja še veliko število naprav, kot so toplotne črpalke (TČ) in električna vozila (EV), ki za omrežje predstavljajo veliko breme. Za distribucijo električne energije (EE) končnim odjemalcem so odgovorni operaterji distribucijskih omrežij. Zaradi naraščajočega števila prej omenjenih naprav imajo ti vedno večje težave in izzive pri zagotavljanju ustrežne kakovosti EE. Med tipične probleme sodijo previsoke oz. prenizke napetosti ter preobremenjenost določenih delov omrežja.

2 Konvencionalne ojačitve

Prva skupina rešitev zgoraj omenjenih težav je konvencionalna ojačitev omrežja. Sem štejemo zamenjave transformatorjev in kablov z napravami višje nazivne moči. Dele kabelskih vodov zamenjamo s kabli z večjim presekom, ki imajo višjo nazivno moč in nižjo impedanco. Takšne rešitve so sicer v praksi zanesljive, a so v večini primerov predrage in ekonomsko neoptimalne izbire (Biener et al., 2015).

3 Alternativne metode

Problema uporabe zgolj konvencionalnih metod za ojačitev omrežja sta visoka kapitalska investicija in velika verjetnost, da novo ojačano omrežje ne bo izkoriščeno v celoti. Ena izmed mogočih rešitev je, da se poleg konvencionalnih ojačitev omrežja vključi tudi aktivne elemente, ki se nahajajo na lokalni ravni. To so naprave z možnostjo neposrednega upravljanja, katerim lahko spremenimo obratovalni režim, tako da ta bolje ustreza trenutnim potrebam EES. Sem spadajo odjemalci s prilagodljivimi bremenimi (to so npr. električni grelniki, hladilne skrinje, TČ...), razpršeni proizvodni viri in baterijski hranilniki električne energije (Klyapovskiy et al., 2019a). Težava vključitve in krmiljenja razpršenih virov v sklopu aktivnega omrežja je dejstvo, da je večina virov v lasti neodvisnih skupin ali posameznikov, ki delujejo v skladu z lastnimi interesi, zato je potrebna uporaba finančnih shem, ki nagrajujejo aktivno sodelovanje v omrežju.

V tem trenutku večina omrežij obratuje kot pasivno omrežje z zgolj pasivnimi odjemalci ali kot delno aktivno omrežje z majhnim deležem naprav, ki so lahko vodene in z zelo spremenljivima in negotovima odjemom in proizvodnjo. V bližnji prihodnosti naj bi se omrežja razvijala predvsem v smeri aktivnih omrežij, kjer bi bili novi elementi vključeni oz. vodeni z ozirom na njihov obratovalni režim in možnostjo krmiljenja. To bi rezultiralo v prihrankih za operaterje distribucijskih omrežij, saj bi bile potrebne investicije v konvencionalne metode nadgradenj omrežja nižje (Klyapovskiy et al., 2019b).

4 Uporabljeno simulacijsko orodje

Za simulacije je bilo uporabljeno orodje za načrtovanje NN omrežja (*angl. Grid planning tool*), ki je bilo razvito v sklopu projekta X-FLEX (2022). Glavni cilj projekta je razviti celoten nabor rešitev za večjo vključenost virov prožnosti tako na strani proizvodnje kot tudi porabe električne energije v obstoječ elektroenergetski sistem (EES), z namenom izboljšanja zanesljivosti delovanja omrežja (Pečjak et al., 2021).

Samo orodje je v grobem sestavljeno iz treh glavnih delov:

1. V podatkovni bazi so shranjeni podatki, potrebni za izvedbo simulacij pretokov moči v orodju, kamor sodijo meritve (porabe obstoječih bremen v omrežju ter proizvodnje obstoječih virov), podatki o topologiji omrežja, podatki o sončnem obsevanju.
2. Jedro zajema algoritme za generiranje profilov moči, algoritem za umeščanje novih tehnologij v obstoječe omrežje in orodje za izračun pretokov moči.
 - a. Algoritem za umeščanje novih tehnologij v omrežje deluje na podlagi vnaprej določenih pravil.
3. Vhodni podatki za algoritem so število naprav posameznega tipa in topologija omrežja. Algoritem na podlagi vhodnih podatkov generira seznam uporabnikov z novimi tehnologijami, pri čemer imajo prednost uporabniki z nameščeno FVE ter uporabniki s trifaznim priključkom, kateri so bolj oddaljeni od transformatorja.

V orodju so generirani in v simulacijo vključeni štirje različni tipi profilov moči:

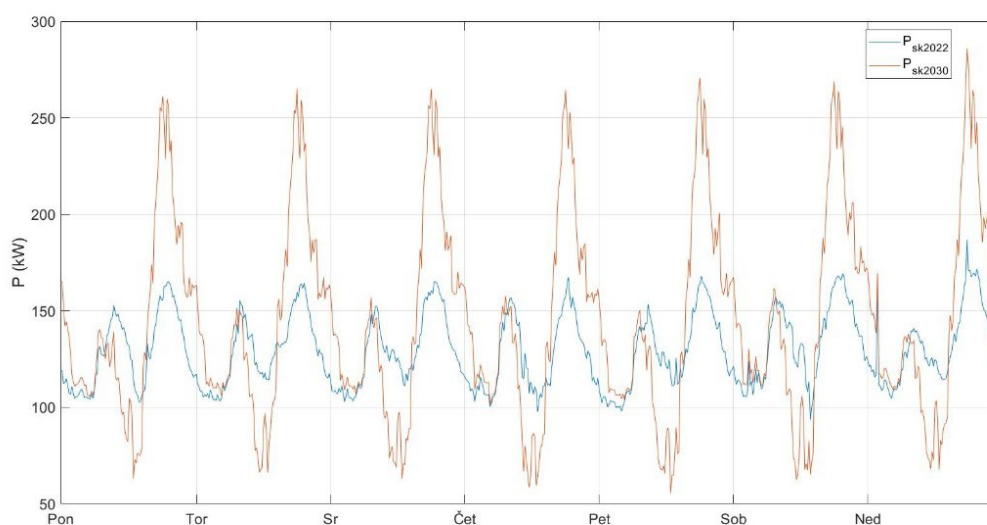
- Obstoječa nekontrolirana bremena
- TČ
- EV (oziroma polnilnice električnih vozil)
- FVE

Profili novo nameščenih naprav in obstoječih nekontroliranih bremen so v nadaljevanju združeni za vse uporabnike, ti skupni profili pa služijo kot vhodni podatek za orodje za izračun pretokov moči. Izračun je bil izveden preko simulacijske platforme v programskih orodjih Python in OpenDSS, rezultati simulacij pa so bili izvoženi v obliki .csv datotek.

5 Predstavitev rezultatov

Simulacije so bile izvedene za pilotno lokacijo Luče, prikazan pa je scenarij 3, ki sledi nacionalnemu energetskega in podnebnemu načrtu. Predpostavljeno je 3% letno povečanje porabe nekontroliranih bremen, povečanje inštalirane moči FVE za 200 kW, 35 novih EV ter 3 nove TČ. Primerjava profilov obremenitve transformatorja z delovno močjo med letoma 2022 in 2030 je prikazana na sliki 1.

Slika 1: Primerjava profilov obremenitve transformatorja z delovno močjo



Razvidne so občutne spremembe v profilih obremenitve transformatorja. V izhodiščnem letu 2022 sta bili prisotni dve dnevni konici: ena v dopoldanskem in druga v večernem času. Do leta je v omrežje vključeno veliko število novih naprav, posledično se močno spremeni oblika profila obremenitve. Dopoldanska konica ostaja relativno nespremenjena, razvidno pa je veliko znižanje obremenitve v času med konicama, kar je posledica proizvodnje FVE.

Tabela 1 prikazuje primerjavo števila prekoračitev napetostne meje ($\pm 10\%$ nazivne vrednosti) za leti 2022 in 2030. Ohranjanje napetosti znotraj predpisanih mej predstavlja enega največjih izzivov pri umeščanju večjega števila FVE.

Tabela 1: Število prekoračitev napetostne meje v letih 2022 in 2030

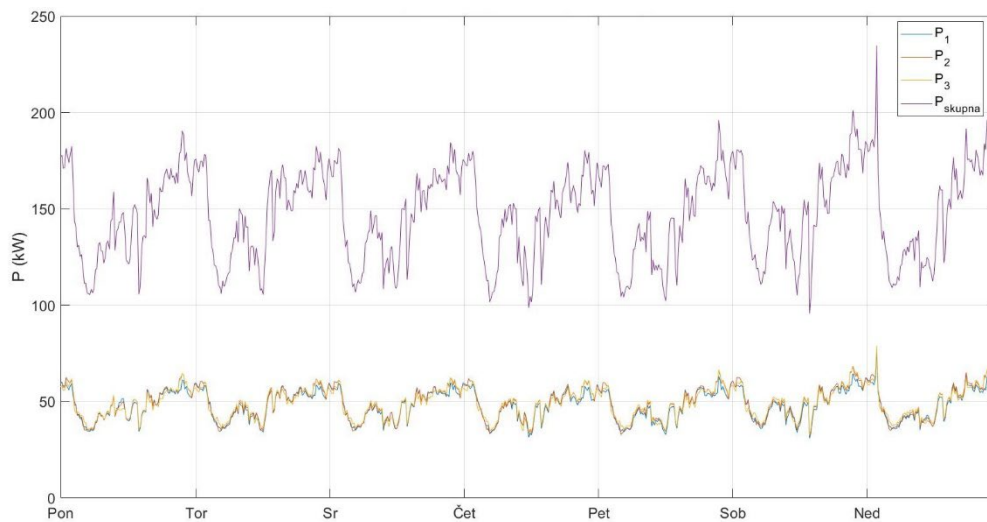
	2022	2030
Število prekoračitev napetostnih mej	0	78

V nadaljevanju so bile za scenarij 3 v letu 2030 preizkušeni dve metodi, katerih cilj je bil izboljšati razmere v omrežje. Prva je bila konvencionalno ojačenje omrežja z zmogljivejšim transformatorjem in kablji, druga pa izraba prožnosti nameščenih naprav. Za slednjo je bila uporabljena predpostavka, da imajo uporabniki s FVE in EV nameščen tudi hišni baterijski hranilnik EE. Ta bi se polnil v času proizvodnje FVE, praznil pa v večernih urah, ko bi uporabnik polnil EV. Rezultati izvedenih simulacij so prikazani na spodnji sliki in tabelah.

Tabela 2: Primerjava vršnih vrednosti moči na transformatorju

	Izvorno omrežje	Konvencionalno ojačenje	Izraba prožnosti
P_{skupna} (kW)	285,94	264,04	234,73
Q_{skupna} (kVAr)	64,34	18,93	18,49
S_{skupna} (kVA)	293,09	270,03	240,36

Slika 2: Profil obremenitve transformatorja z delovno močjo pri izrabi prožnosti



Pri obeh metodah sta bili doseženi nižji vršni vrednosti delovne in jalove obremenitve transformatorja. Vrednosti so nižje pri izrabi prožnosti. Uspešno znižanje večernih konic obremenitve je razvideno tudi iz slike 2, kjer z izrabo prožnosti dosežemo mnogo bolj konstantno obremenitev.

Tabela 3: Primerjava vrednosti izgub

	Izvorno omrežje	Konvencionalno ojačenje	Izraba prožnosti
$P_{izg,povp}$ (kW)	5,26	3,97	4,51
$Q_{izg,povp}$ (kVAr)	3,05	1,93	2,75

Obe metodi sta rezultirali v znižanju izgub v omrežju, kar prikazuje tabela 3. Največji izziv v prvotnem omrežju je bila kršitev napetostnih omejitev. Te kršitve je bilo mogoče v celoti odpraviti s konvencionalno ojačitvijo, pri uporabi prožnosti pa je napetost odjemalcev le v enem primeru presegla zgornjo napetostno mejo.

Tabela 4: Primerjava števila kršitev predpisanih napetostnih mej

	Izvorno omrežje	Konvencionalno ojačenje	Izraba prožnosti
Št. prenapetosti	78	0	1

6 Sklep

Operaterji distribucijskih omrežij imajo z večjim razpršenih virov in velikih bremen vedno večje težave pri zagotavljanju ustrezne kakovosti električne energije. Med tipične težave uvrščamo kršitve predpisanih napetostnih mej ter preobremenitve določenih delov omrežja.

V delu sta opisani dve metodi, s katerimi bi razmere lahko izboljšali. Prva je konvencionalna ojačitev omrežja, kjer zamenjamo transformator ter kabelske vode z zmogljivejšimi, druga pa alternativna metoda, kjer izrabimo prožnost novo nameščenih naprav.

V prvotnem simuliranem scenariju so bile kršene predpisane napetostne omejitve, profil obremenitve pa je pokazal velika nihanja obremenitve, ki niso optimalna za delovanje transformatorja. Uporabljeni metodi sta odpravili kršitve in z izkoriščanjem prožnosti pozitivno vplivali tudi na obliko obremenitvenega profila transformatorja. Prav tako sta obe metodi prispevali k manjšim tehničnim izgubam v omrežju.

Literatura in viri

1. Biener, W., Dallmer-Zerbe, K., Krug, B. Gust, B. in Wille-Hausmann, B. (2015). Automated distribution grid planning considering Smart Grid and conventional grid reinforcement technologies, *International ETG Congress 2015. Die Energiewende-Blueprints for the new energy age*, 1–6.
2. Klyapovskiy, S., You, S., Cai, H. in Bindner, H.W. (2019a). Incorporate flexibility in distribution grid planning through a framework solution, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 111, 66–78.
3. Klyapovskiy, S., You, S., Michiorri, A., Bindner, H.W. in Kariniotakis, G. (2019b). Incorporating flexibility options into distribution grid reinforcement planning: A techno-economic framework approach, *Applied Energy*, 254, 113662.
4. Pečjak, M., Fournely, C., Zupančič, J., Medved, T., Jereb, B. Artač, G., in Gubina, A. (2021). Zasnova orodja za načrtovanje nizkonapetostnih omrežij z velikim deležem razpršenih virov in prožnostjo proizvodnje ter porabe električne energije, *15. konferenca slovenskih elektroenergetikov CIGRE-CIRED*, 169, 11.
5. X-FLEX (2022). *X-FLEX*. Dostopno na <http://xflexproject.eu/>

CELOVIT PLAN RAZVOJA SLOVENSKEGA ELEKTROENERGETSKEGA SISTEMA DO LETA 2040⁴

Izidor Ostan Ožbolt
izidorostanozbolt@gmail.com

POVZETEK

Vsak plan razvoja elektroenergetskega sistema (EES) mora obsegati tehnične, ekonomske, socialne, naravovarstvene in podnebne vidike. Pripraviti takšen scenarij razvoja EES Slovenije do leta 2040 je bil namen naloge. Plan v največji meri temelji na novi jedrski elektrarni in sončnih elektrarnah, v manjši meri pa na VE, mHE, plinskih turbinah, PPE in SPTE enotah. Slednje tri grede postopno na vodik in SNP. Ob tem scenarij predvideva podzemno ČHE, elektrolizerje in baterije. Plan je po podrobni analizi skladen s petimi omenjenimi vidiki. Zanesljivost delovanja scenarij zagotavlja z dovoljšnjimi kapacitetami avtomatske ter zanemarljivim povišanjem ročne rezerve za povrnitev frekvence. Sigurnost delovanja je zagotovljena s pokrivanjem konične obremenitve, letne uvozne odvisnosti pod dopustno mejo, kapacitetami za spopadanje s presežno močjo sončnih elektrarn ter strateškimi rezervami. Plan državne pomoči za TEŠ, investicije v omrežje, skladišče vodika, preplet EES s sektorjem toplote ter uravnotežena prihodnja struktura proizvodnje dajejo sistemu dodatno robustnost. Ekonomičnost proizvodnje je zasledovana z iskanjem stroškovno učinkovitega izhoda iz premoga, izborom energetskega virov z zmernimi stroškovnimi cenami in sistemskimi stroški ter odločitvijo za cenejše tipe iste tehnologije. Smiselnost plana dokazujejo: ponderirana stroškovna cena električne energije (EE) naj bi leta 2030 in 2040 padla za 1% oz. se dvignila za 5% glede na 2021, kar je skladno s scenarijem Slovenske akademije za znanost in umetnost (SAZU); pričakovani dobiček pred davki celotnega EES naj bi bil skozi opazovano obdobje na ravni tistega iz 2021; kumulativne in letne investicije bi bile izvedljive ter primerljive s SAZU študijo. Socialna podstat programa je izpolnjena na globalni, nacionalni in regionalni (pravična tranzicija Šaleške doline) ravni. Naravovarstvena podstat je zagotovljena preko identifikacije primernih lokacij za umestitev elektrarn na OVE, opustitve gradnje novih velikih hidroelektrarn in elektrarn na biomaso ter odstranitve najbolj škodljivih mHE. Skladnost predlaganega načrta s podnebnimi zahtevati je izpolnjena preko dosege neto ničogljičnosti v EES do leta 2036.

Ključne besede: elektroenergetski sistem; razogljčenje; stroškovna cena električne energije; investicijski stroški

1 Uvod

Slovenski elektroenergetski sistem (EES) je pred zahtevnim rebusom – zaradi podnebne krize ter z njo povezanih mednarodnih in evropskih podnebnih zavez mora pospešeno preiti na nizkoogljične vire energije. Kot da to ne bi bilo dovolj zagonetno, proces razogljčenja ne sme poslabšati tehničnih in ekonomskih parametrov delovanja sistema, poglobiti socialnih stisk ter pospešiti upada biotske raznovrstnosti. Še več, da bi ga podprla najširša množica naravoslovnih in humanističnih strokovnjakov, nevladnih organizacij, civilnih iniciativ in ljudskih množic, kar predstavlja predpogoj njegove implementacije, mora obsegati najrazličnejša področja in znanja različnih strok. Konkretno, vsak celovit in tehten plan razogljčenja EES mora biti skladen s petimi krovnimi stebri: zanesljivo in sigurno obratovanje EES; ekonomičnost delovanja; socialna pravičnost; ohranjanje narave; in usklajenost s Pariškim podnebnim sporazumom. Spisati takšen scenarij razvoja EES do leta 2040 je bil namen moje naloge.

⁴ Tekst predstavlja ključne rezultate magistrske naloge, spisane na EF UL pod mentorstvom Jože P. Damijana

2 Letni odjem in konična obremenitev

Letni odjem do leta 2040 je nekoliko večji kot pri osnovnem scenariju Nacionalnega energetskega in podnebne načrta (Vlada Republike Slovenije, 2020), saj je potrebno razogljičenje in s tem proces elektrifikacije pospešiti. Leta 2030 oz. 2040 tako odjem, upoštevajoč tudi porabo električne energije za baterije in elektrolizerje, doseže več kot 18 oz. 28 TWh. Konična obremenitev temelji na izračunih ELES-a ter je povečana skladno z upoštevanjem direktne proizvodnje na distribucijskem omrežju (ELES, 2020, str. 72). Vloga upravljanja s porabo je pomembna in občutno prispeva k znižanju konične obremenitve (SODO, 2020, str. 93; ELES, 2020, str. 81; Elektro Maribor, 2019). Bruto konični odjem leta 2040 tako znaša 2.930 MW, ob upoštevanju upravljanja s porabo pa se zniža na 2.649 MW.

3 Izhod iz premoga v TEŠ in TETOL

Upoštevajoč javno dostopne podatke (S-TV Skledar, 2021) in interne podatke, vsi iz konca leta 2021, je podana predpostavka, da bi se brez državne pomoči odvil izhod iz premoga v Termoelektrani Šoštanj (TEŠ) in s tem tudi v Premogovniku Velenje (PV) leta 2026. Podrobna analiza pokaže, da slednje ni tehnično, ekonomsko in socialno smiselno, zato je potrebno razmisliti o državni pomoči. Na podlagi predpostavljenih cen električne energije (terminske pogodbe z decembra 2021), emisijskih kuponov, proizvodnje TEŠ-a in stroškovni cen, podanih s strani ELES-a (Žerdin et al., 2021, str. 106–109), izračuni pokažejo, da naj bi TEŠ med leti 2026-2028 generiral 158-189 mio EUR izgube. Upoštevajoč tehnične, ekonomske in socialne vidike ter možnosti izgradnje dodatnih postrojenj v tem obdobju pridem do zaključka, da je država pomoč za TEŠ smiselna za dve leti. TEŠ in PV bi bila izločena iz Skupine HSE, preostanek pa bi šel pod GEN Energijo. Podroben plan prestrukturiranja TEŠ in PV bi stal 1.111 mio EUR, od tega bi bilo državne pomoči 507 mio EUR. Za zagotovitev pravične tranzicije in prestrukturiranja celotne regija predlagam še dodatnih 1.500 mio EUR, od tega državnih 800 mio EUR, do leta 2040 (Časnik Finance, 2021). Ob TEŠ-u se premog uporablja tudi v TETOL. Izhod iz premoga v TETOL se predvideva skladno z NEPN, tj. do konca leta 2029. Tako bi bil celoten EES leta 2030 brez premoga, kar je skladno s podnebno znanostjo.

4 Novi viri

4.1 Sončne elektrarne

Skladno z nekaterimi drugimi slovenskimi študijami (SAZU, 2022), ob predpostavki ambicioznosti in zavedanju omejitev drugih virov energije v Sloveniji predvidevam občutno povečanje moči sončnih elektrarn (SE). Inštalirana moč bi leta 2030 znašala 3.000 MW ter leta 2040 6.000 MW. Polovico teh bi bile velike SE, nekatere bi stale na degradiranih površinah in parkiriščih, ostale pa na industrijskih in javnih stavbah ter gospodinjstvih hišah. Upoštevajoč podatke Mednarodne agencije za energijo (IEA, 2020, str. 419) in NEPN (2020, str. 128) bi vrednost takšne investicije znašala več kot 4.000 mio EUR do leta 2040.

4.2 Vetrne elektrarne

Temelječ na podrobnih podatkih dveh študij (Aquarius, 2015b; Bordjan, Jančar & Mihelič, 2012) izračunam 313 MW kot maksimalno družbeno, naravovarstveno in tehnično sprejemljivo moč vetrnih elektrarn (VE) v Sloveniji. Investicije bi se odvale do leta 2035. Ključne lokacije za umeščanje so že identificirane iz omenjenih študij. Investicije v takšna postrojenja bi znašale 301 mio EUR (Vlada Republike Slovenije, 2020, p. 128).

4.3 Hidroelektrarne

Zaradi prekomerne škode naravi in biodiverziteti (Vončina et al., 2020, p. XX) nove večje hidroelektrarne (HE) niso predvidene, medtem ko naj bi se skladno z Aquarius študijo (2015a) izgradilo nekaj novih malih hidroelektrarn na naravovarstveno primernih lokacijah.

4.4 Sektor ogrevanja, povezan z EES

Za sektor ogrevanja, povezan z EES, so smiselne enote, ki soproizvajajo toploto in električno energijo (SPTE) z uporabo zemeljskega plina ali biomase. Obstaja vsaj sedem razlogov (podnebni (Stephenson & MacKay, 2014), biodiverzitetni (Camia et al., 2021), ekonomski (Evropska komisija, 2020, str. 34), itn.), zakaj je zemeljski plin skladnejši z zastavljenim 5-stebnim pristopom kot biomasa. Ker trenutna poraba lesa že presega podnebno-biodiverzitetno sprejemljivo rabo (Vlada Republike Slovenije, n. d.), predlagam, da večina novih SPTE enot obratuje sprva na plin, nato pa postopno na vodik in sintetični naravni plin (SNP). Tako bi leta 2040 v tem sektorju 60% obratov delovalo na vodik in SNP, preostanek pa na OVE in druge alternative. Do leta 2040 predvidevam povečanje inštalirane moči SPTE enot (brez TETOL) na 338 MW, za kar bi potrebovali 335 mio EUR (Vlada Republike Slovenije, 2020, p. 128).

4.5 Plinsko-parne enote

Visoka učinkovitost, delovanje v trapezu, neodvisnost od vremenskih razmer, nižji ogljični odtis od premoga, možnost relativno preprostega razogljčenja preko vodika in SNP ter nižji biodiverzitetni odtis kot biomasa ali HE nakazujejo na smiselnost gradnje plinsko-parnih enot (PPE). Tako do leta 2028 predlagam izgradnjo 285 MW PPE, od tega dva bloka v Šaleški dolini in tri v Zasavju. Stroški takšne izgradnje bi znašali 255 mio EUR (IEA, 2020, str. 419).

4.6 Plinske turbine odprtega cikla

Plinske turbine odprtega cikla (PT) igrajo v EES vlogo strateških rezerv – s svojo fleksibilnostjo in hitrim zagonom zagotavljajo energijo v času visokih obremenitev ter v času pomanjkanja sonca in vetra. Ob tem se jih lahko relativno preprosto razogljči preko nadgradnje in uporabe vodike oz. SNP. Tako do leta 2030 predvidevam izgradnjo štirih PT s skupno nazivno močjo 212 MW, tri v Brestanici, eno pa v Šaleški dolini. Stroški takšne izgradnje bi znašali 91 mio EUR.

4.7 Podzemna črpalna hidroelektrarna Rudar

Črpalne hidroelektrarne (ČHE) Kozjak ne predvidevam, saj bi njen vod posegel v Naturo 2000, namesto nje pa predlagam izgradnjo podzemne ČHE (PČHE) v jami PV. Bruto padec bi znašal 415 m, velikost spodnjega bazena 1.000.000 m³, hrambena kapaciteta pa nekaj več kot 1.000 MWh. Investicija bi znašala 382,5 mio EUR (Menendez et al., 2017).

4.8 Ostali viri

Elektrarne na bioplin naj bi se nekoliko razširile, a z zanemarljivim vplivom. Enako velja za geotermalne elektrarne.

4.9 Jedrske elektrarne

Glede na do sedaj skiciran razvoj EES lahko ocenim, koliko bi znašala letna uvozna odvisnost in uvoz v času konične obremenitve. Oba, še posebej prvi, bi bila visoka in občutno nad indikativno mejo, določeno s strani NEPN. Iz takšne analize lahko izpeljem, da je gradnja jedrske elektrarne Krško 2 (JEK2) potrebna. Hkrati je tudi smiselna, saj je skladna z zapisanim 5-stebnim pristopom.

Za JEK2 predlagam 1.100 MW elektrarno, kjer bi 880 MW pripadalo Sloveniji, 220 MW pa drugemu partnerju (najverjetneje Hrvaški). Takšna odločitev je podprta z vsaj 9. razlogi, med drugim ekonomsko smiselnostjo določene uvozne odvisnosti, manjša elektrarna pomeni manjše potrebe po sistemskih storitvah in manjša odvisnost sistema od ene velike elektrarne le-tega dela bolj robustnega. Nadaljnje, ideja elektrarne, ki bi sledila bremenu, kot zapisano v energetskem dovoljenju (2021), ni smiselna. Predlagam pasovno elektrarno s priključitvijo na 220 MW elektrolizer, ki deluje kot *de facto* elektrarna, ki sledi bremenu. Takšen predlog izhaja iz 9. razlogov, med njimi mnogo višji in bolj neodvisni t.i. capacity factor, kar je še posebej ključno za elektrarno s pretežnim deležem fiksnih stroškov. Ob tem proizvodnja vodika nudi dodaten prihodek, potrebe po njem pa bodo vedno večje. Upoštevajoč investicijske stroške Mednarodne agencije za energijo (IEA, 2020, str. 419) bi gradnja Slovenskega dela JEK2 znašala 4.638 mio EUR. Gradnja elektrolizerja pa bi dosegla 66,7 mio EUR (IRENA, 2020, str. 72).

5 Zanesljivo, sigurno in stabilno obratovanje EES

5.1 Spopadanje s presežno močjo SE

Na podlagi podanih predpostavk razvoja EES izračunam razliko med proizvodnjo in obremenitvijo za časa prvomajskih počitnic do leta 2040. Razlika bi na urni ravni leta 2040 znašala več kot 3.300 MW. Za učinkovito naslovitev takšnega presežka Slovenija potrebuje najrazličnejše tehnologije in pristope: izvoz (upoštevajoč dejstvo, da bodo tudi druge države v tem obdobju želele izvažati; 400 MW leta 2040), upravljanje s porabo (1.500 MW leta 2040, s faktorjem razpoložljivosti 0,15), PČHE Rudar in ČHE Avče (skupna moč 405 MW s hrambeno kapaciteto 3,9 GWh), shranjevalne kapacitete obstoječih HE (400MW, 3,2 GWh hrambene kapacitete, faktor razpoložljivosti 0,75), izklapljanje OVE iz omrežja (300 MW leta 2040), baterije (850 MW leta 2040) in elektrolizerji (1.550 MW leta 2040). S takšnimi tehnologijami bi učinkovito razrešili problem presežne moči SE v času prvomajskih praznikov ter naredili sistem siguren in robusten.

5.2 Baterije

Glede na v zgornji točki podano moč baterij leta 2040 predvidevam najobčutnejšo rast baterijskih sistemov do prvih let prihodnjega desetletja, ko bodo nato glavno vlogo pri izgradnji dobili elektrolizerji. Predvidevam polovico velikih baterij pred števcem in polovico majhnih baterij za števcem. Gradnja 850 MW baterij do leta 2040 bi znašala 1.025 mio EUR (Lazard, 2018; Lee, 2020; Pietzcker, Osorio & Rodrigues, 2021).

5.3 Vodik, SNP in sezonsko shranjevanje

Večino 1.770 MW elektrolizerjev do leta 2040 bi predstavljali alkalijski elektrolizerji, manjši delež pa PEM elektrolizerji. Večina bi bila izgrajena po letu 2033, torej v času njihove večje ekonomičnosti. Izgradnja elektrolizerjev bi znašala 469 mio EUR (IRENA, 2020, str. 72; BNEF, 2020, str. 5). Ob uporabi nadgrajenega modela za izračun stroškovnih cen (Fürstenwerth, 2014) in različnih predpostavk (npr. cena uporabljene električne energije 48 EUR/MWh (pogovor z mag. Mervarjem)) bi ponderirana stroškovna cena vodika iz elektrolizerjev leta 2040 znašala okoli 2,9 EUR/kg-H₂. To je občutno pod predvideno prodajno ceno (5-7 EUR/kg-H₂ (Jovan & Dolanc, 2020, str. 4)).

Ker je zemeljski plin fosilno gorivo, ga je potrebno nadomestiti z zelenimi plini. Izračun pokaže, da bi ob predpostavki tretjinske pretvorbe vodika v SNP in celotni porabi teh dveh virov v energetiki celotno porabo plina v PT, PPE in SPTE enotah nadomestili do leta 2036. Takrat bi torej bil EES brez fosilnih goriv.

Za razrešitev problema sezonskega shranjevanja vodika predlagam izgradnjo vodikovega skladišča v izpraznjenih plinskih nahajališčih Petišovci, Paka, Ratka in Lovaszi (pogovor z dr. Markičem iz

Geološkega zavoda Slovenije). Do njih bi bilo potrebno postaviti tudi vodikovode. Takšna investicija bi znašala 330 mio EUR (Lord, Kobos & Borns, 2014; BNEF, 2020).

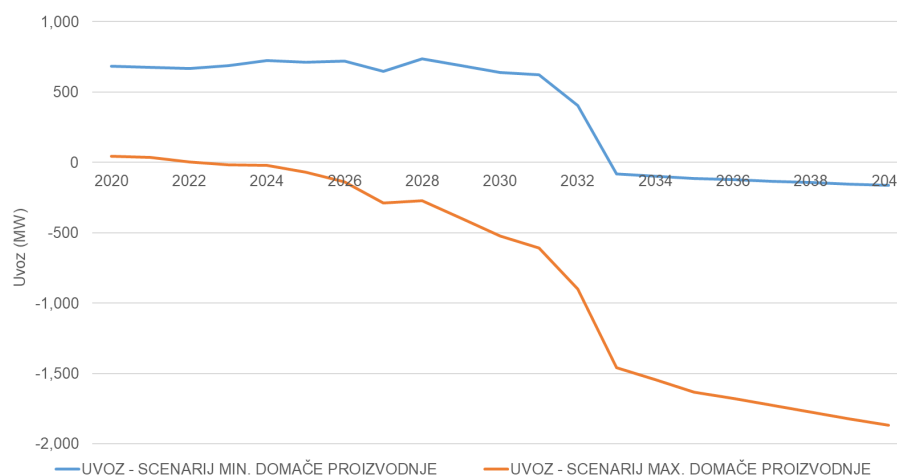
5.4 Strateške rezerve

Strateške rezerve so že opredeljene pri 4.6. Tako obstoječe kot nove PT bi bilo potrebno z namenom izrabe vodika nadgraditi. Stroški bi znašali 148 mio EUR (Goldmeer, 2019). Zadostnost strateških rezerv preverim na tri načine – predlagana postrojenja bi zadostno pokrila konično obremenitev in poletne dni brez OVE pred izgradnjo JEK2 ter tudi zagotovila dodatno robustnost pri pokritju hitrega upada proizvodnje iz SE v večernem delu dneva.

5.5 Pokrivanje konične obremenitve

Kot je razvidno iz slike 1, predlog razvoja EES v primeru maksimalne in minimalne domače proizvodnje v času konične obremenitve zagotavlja sprejemljiv in izvedljiv razpon uvoza.

Slika 1: Uvoz med obdobjem konične obremenitve- scenarij minimalne in maksimalne domače proizvodnje



Vir: lastni izračuni

5.6 Sistemske storitve

Pri sistemskih storitvah v obzir vzamem avtomatično rezervo za povrnitev frekvence (aRPF) in pozitivno ročno rezervo za povrnitev frekvence (rRPF). Prve bi ob predlaganem razvoju EES imeli več kot dovolj, saj lahko pri njej sodelujejo aktivni odjemalci, elektrolizerji, baterije in nova postrojenja. Nekaj pa se jo bo lahko v prihodnje zakupilo tudi na EU trgu. Pri pozitivni rRPF pa ob predpostavki ohranitve bloka med Slovenijo, Hrvaško ter Bosno in Hercegovino in odštetja aRPF od rRPF izračun pokaže, da se bo z JEK2 potreba po pozitivni rRPF zvišala le za 6 MW, tj. iz 250 na 256 MW.

5.7 Nadgradnja prenosnega in distribucijskega omrežja

Pri SODO (2020, str. 136) in ELES (2020, str. 192) predvidevajo, da bodo potrebovali do konca leta 2030 4.742 mio EUR za investicije v omrežje z namenom pospešitve zelene tranzicije. Preko nadgradnje in prilagoditve njihovih ocen s predlaganim razvojem EES se moja ocena potrebnih investicij do leta 2040 giblje pri 6.081 mio EUR.

6 Tehnični, ekonomski in podnebni zaključki predlaganega scenarija razvoja EES

6.1 Električna bilanca 2022-2040

Proizvodnja kot poraba EE naj bi se do leta 2040 občutno povečali. Letna uvozna odvisnost med 2022 in 2040 bi znašala med -2 in 17%, kar je občutno pod s strani NEPN določeno mejo in povsem skladno s preteklimi uvoznimi odvisnostmi. Podrobnejša energetska bilanca predlaganega scenarija je prikazana v tabeli 1. V njej lahko med drugim vidimo, da bi sistem leta 2040 ključno temeljil na JE, SE in HE, nekoliko manj pa na vodiku, SNP in vodiku. Ostali energetski viri bi odigrali postransko vlogo. Dodatno, proizvodnja struktura bi bila uravnovežena, kar daje sistemu dodatno robustnost.

Tabela 1: Proizvodnja predlaganega scenarija razvoja EES glede na energetski vir

PROIZVODNJA GLEDE NA ENERGETSKI VIR (GWh)	2021	2025	2030	2035	2040
PREMOG	3.535	2.821	0	0	0
ZEMELJSKI PLIN	300	1.178	3.041	345	0
NUKLEARNA ENERGIJA	2.844	2.844	2.844	10.172	10.172
HIDROENERGIJA	4.892	4.892	4.784	5.091	4.984
SONČNA ENERGIJA	380	1.026	3.077	4.871	6.153
VETRNA ENERGIJA	5	152	300	521	521
BIOMASA	187	187	187	153	153
BIOPLIN	97	147	210	254	299
BATERIJE	27	179	448	716	761
VODIK IN SNP	0	8	111	1.639	2.044
OSTALO (vklj. SPTE enote na OVE in alternativne vire brez biomase)	84	191	524	599	639
SKUPNA PROIZVODNJA	12.351	13.588	15.526	24.362	25.726
UVOZ	1.931	2.360	2.857	133	2.507
SKUPNA PORABA	14.282	15.949	18.383	24.494	28.233

Vir: lastni izračuni

6.2 Hitrost razogljčenja

Upoštevajoč ogljični odtis energetskega vira skozi njegov celoten življenjski cikel ter tudi vodika in uvoza lahko izračunam dinamiko razogljčenja. Leta 2030 bi se količina TGP znižala za polovico glede na leto 2020, leta 2035 pa za skoraj 90%. Ker upoštevam emisije skozi celoten življenjski cikel, so emisije že vtkane v sistem in jih lahko zgolj s ponori v celoti izničimo. Bi pa bil sistem leta 2036 brez fosilnih goriv, kar bi skupaj s ponori pomenilo, da bi bil predlagani EES neto nič ogljičen leta 2036. Tako bi dosegli dolgoročni cilj, podan s strani Pariškega podnebnega sporazuma.

6.3 Ekonomika tranzicije

Ob uporabi nadgrajene formule za izračun stroškovnih cen (Fürstenwerth, 2014) ter uporabi različnih podatkov (Polzin et al., 2021; Bachner, Mayer & Steining, 2019; Pietzcker, Osorio & Rodrigues, 2021; European Commission, 2020 in Mervar, 2019) ocenim prihodnje ponderirane stroškovne cene električne energije. Ta je leta 2021 znašala 64,2 EUR/MWh, leta 2030 in 2040 pa bi dosegla 63,5 in 67,7 EUR/MWh. Letna dinamika pokaže dvig ponderirane stroškovne cene na 73,1 EUR/MWh leta 2027 (tj. zadnje leto obratovanja TEŠ z visokimi stroškovnimi cenami) ter nadaljnje gibanje med 63 in 68 EUR/MWh do leta 2040. Če primerjam podatke z odmevno študijo Slovenske akademije znanosti in umetnosti (SAZU, 2022), lahko ugotovim, da so zaključki zelo podobni – pri obeh ponderirana stroškovna cena leta 2040 naraste za 5% glede na leto 2021.

Povprečne letne investicije predlaganega scenarija bi znašale 953 mio EUR, skupne pa 18.102 mio EUR. To je primerljivo s SAZU scenarijem, ki predvideva 17.167 mio EUR ob nekaterih drugačnih predpostavkah. Za takšne investicije bi morali v prihodnosti v povprečju nameniti 1,59% BDP. Nenazadnje, glede na preteklo desetletje bi morale investicije v EES v obdobju 2022-2040 narasti za 100% oz. za 477 mio EUR. Takšno zvišanje je izvedljivo: investicije v oskrbo z električno energijo, plinom in paro predstavljajo le okoli 6% vseh bruto investicij (Statistični urad, n.d.), javno-zasebno investicijsko razmerje naj bi znašalo 1:4-1:5 (Darvas & Wolff, 2021, str. 5), obstajajo obširna EU sredstva in širši zeleni razvojni okvir, občutno naj bi se povečalo število investicijskih akterjev ter zeleni prehod bi pripeljal do mnogih drugih pozitivnih učinkov (neto pozitivno število delovnih mest, manjša energetska odvisnost, čistejši zrak, itn.). Nenazadnje, vprašanje ni, ali ukrepamo, temveč kdaj in kako.

7 Sklep

Zaključim lahko, da obstaja vsaj en scenarij razogljičenja EES, ki je skladen z vsemi petimi stebri smiselne razvoja EES. Še več, takšen pristop naslavlja enega osrednjih problemov prihajajoče zelene tranzicije: manko skupnega in strokovnega plana razogljičenja EES, ki bi ga podprli tako naravoslovni in humanistični strokovnjaki kot nevladne organizacije, lokalne skupnosti, sindikati in širše ljudske množice. S celovito obravnavo ter vključevanjem pogledov različnih akterjev lahko predstavljeni program nudi osnovno za pogovore med mnogoterimi deležniki in oblikovanje skupnega programa, ki ne bo sprožal nepotrebnih konfliktov, bo strokoven in bo pospešil razogljičenje elektroenergetskega sektorja v Sloveniji.

Literatura in viri

1. Aquarius. (2015a). *Analiza omejitev umeščanja malih hidroelektrarn z vidika varstva narave*. Najdeno 8. februarja 2022 na spletnem naslovu http://www.energetika-portal.si/fileadmin/dokumenti/publikacije/an_ove/posodobitev_2017/strokovne_podlage_mhe-comb.pdf
2. Aquarius. (2015b). *Celovit pregled potencialno ustreznih območij za izkoriščanje vetrne energije, strokovna podlaga za prenovo Akcijskega načrta za obnovljive vire energije (obdobje 2010–2020)*. Najdeno 8. februarja 2022 na spletnem naslovu http://www.energetika-portal.si/fileadmin/dokumenti/publikacije/an_ove/posodobitev_2017/strokovne_podlage_ve-comb.pdf
3. Bachner, G., Mayer, J. & Steininger, K. W. (2019). Costs or benefits? Assessing the economy-wide effects of the electricity sector's low carbon transition – The role of capital costs, divergent risk perceptions and premiums. *Energy Strategy Reviews*, 100373(26), 1-23.
4. Bloomberg NEF - BNEF. (2020). *Hydrogen Economy Outlook: Key Messages*. Najdeno 14. februarja 2022 na spletnem naslovu <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>
5. Bordjan, D., Jančar, T. & Mihelič, T. (2012). *Karta občutljivih območij za ptice za umeščanja vetrnih elektrarn v Sloveniji (Verzija 2.0)*. Najdeno 2. februarja 2022 na spletnem naslovu https://www.ptice.si/wp-content/uploads/2014/03/201210_bordjan_jancar_karta_obcutljivih_obmocij_za_ptice_za_ve.pdf
6. Camia, A., Guintoli, J., Jonsson, R., Robert, N., Cazzanige, N. E., Jasinevičius, G., Avitabile, V., Grassi, G., Barredo, J. I. & Mubareka, S. (2021). *JCR Science for Policy Report: The use of woody biomass for energy production in the EU*. Najdeno 26. januarja 2022 na spletnem naslovu <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC122719>
7. Časnik Finance. (2021, Marec 30). *Kaj pomeni predčasno slovo od premoga za slovensko elektroenergetiko in šaleško socialo* [YouTube]. Najdeno 25. januarja 2022 na spletnem naslovu https://www.youtube.com/watch?v=OYPDgIMp-Gw&feature=emb_title
8. Darvas, Z. & Wolff, G. (2021). A green fiscal pact: climate investment in times of budget consolidation. *Policy Contribution 18(21)*. Brussels: Bruegel.

9. Elektro Maribor. (2019, Januar 28). *Zaključili smo projekt Premakni porabo*. Najdeno 29. januarja 2022 na spletnem naslovu <https://www.elektro-maribor.si/o-podjetju/zameditije/novice/zaklju%C4%8Dili-smo-projekt-premakni-porabo/>
10. ELES. (2020). *Razvojni načrt prenosnega sistema Republike Slovenije za obdobje 2021–2030*. Najdeno 8. februarja 2022 na spletnem naslovu https://www.eles.si/Portals/0/Documents/ELES_razvojni_nacrt_2021-2030-r.pdf
11. Evropska komisija. (2020). *Final Report: Cost of Energy (LCOE)*. Najdeno 15. januarja 2022 na spletnem naslovu <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/e2783d72-1752-11eb-b57e-01aa75ed71a1/language-en>
12. Fürstenwerth, D. (2014). *Calculator of Levelized Cost of Electricity for Power Generation Technologies*. Najdeno 15. januarja 2022 na spletnem naslovu <https://www.agora-energiawende.de/en/publications/calculator-of-levelized-cost-of-electricity-for-power-generation-technologies/>
13. Goldmeer, J. (2019). *Power to Gas: Hydrogen for Power Generation*. Najdeno 5. februarja 2022 na spletnem naslovu https://www.ge.com/content/dam/gepower/global/en_US/documents/fuel-flexibility/GEA33861%20Power%20to%20Gas%20-%20Hydrogen%20for%20Power%20Generation.pdf
14. IEA. (2020). *World Energy Outlook 2020*. Najdeno 20. januarja 2022 na spletnem naslovu <https://www.iea.org/topics/world-energy-outlook>
15. IRENA. (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling Up Electrolysers to meet the 1.5°C Climate Goal*. Najdeno 15. februarja 2022 na spletnem naslovu https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf
16. Jovan, D. J. & Dolanc, G. (2020.). Can Green Hydrogen Production Be Economically Viable under Current Market Conditions. *Energies*, 13(24), 1-16.
17. Lazard. (2018). *Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis–Version 4.0*. Najdeno 31. januarja 2022 na spletnem naslovu <https://www.lazard.com/media/450774/lazards-levelized-cost-of-storage-version-40-vfinal.pdf>
18. Lord, A. S., Kobos, P. H. & Borns, D. J. (2014). Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(28), 15570–15582.
19. Menéndez, J., Loredó, J., Fernández, J. M. & Galdo, M. (2017). *Underground Pumped-Storage Hydro Power Plants with Mine Water in Abandoned Coal Mines*. Najdeno 5. februarja 2022 na spletnem naslovu https://www.imwa.info/docs/imwa_2017/IMWA2017_Menendez_6.pdf
20. Mervar, A. (2019a). *Tehnično-ekonomski izzivi bodočih elektroenergetski bilanc Republike Slovenije* [Predstavitev]. Najdeno 29. januarja 2022 na spletnem naslovu https://www.energetika.net/si/file/download/1604_1b862cf4dd6/Aleksander%20Mervar,%20ELES.pdf
21. Pietzcker, R. C., Osorio, S. & Rodrigues, R. (2021). Tightening EU ETS Targets in line with the European Green Deal: Impacts on the decarbonisation of the EU power sector. *Applied Energy*, 293, 1-18.
22. Polzin, F., Sanders, M., Steffen, B., Egli, F., ... & Paroussos, L. (2021). The effect of differentiating costs of capital by country and technology on the European energy transition. *Climatic Change*, 167(26), 1-21.
23. SAZU. (2022, May 13). *Posvet o elektroenergetski strategiji*. Najdeno 15. maja 2022 na spletnem naslovu <https://www.sazu.si/events/6278d16caed7c0d978bdfb63>
24. SODO. (2020). *Razvojni načrt distribucijskega Sistema električne energije v Republiki Sloveniji od leta 2021 do 2030*. Najdeno 29. januarja 2022 na spletnem naslovu <https://www.sodo.si/storage/app/uploads/public/5ff701b40/5ff701b40a4eb85335849.pdf>
25. Statistični urad. (n. d.). *Bruto investicije po dejavnostih in po vrstah (SKD 2008), Slovenija, letno*. Najdeno 25. decembra 2021 na spletnem naslovu <https://pxweb.stat.si/SiStatData/pxweb/sl/Data/-/0301950S.px/>
26. Stephenson, A. L. & MacKay, D. J. C. (2014). *Impacts and Energy Input Requirements of Using North American Woody Biomass for Electricity Generation in the UK*. Najdeno 1. februarja 2022 na spletnem naslovu

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/349024/BEAC_Report_290814.pdf

27. S-TV Skledar. (2021, Maj 7). *V ŽIVO Posvet: Pogoji, ki jim mora biti zadoščeno za pravičen prehod iz premoga v Šaleški dolini* [Youtube]. Najdeno 25. januarja 2022 na spletnem naslovu https://www.youtube.com/watch?v=F2A1_e4IR_s
28. Vlada Republike Slovenije. (2020). *Celoviti nacionalni energetske in podnebni načrt Republike Slovenije*. Najdeno 29. januarja 2022 na spletnem naslovu https://www.energetika-portal.si/fileadmin/dokumenti/publikacije/nepn/dokumenti/nepn_5.0_final_feb-2020.pdf
29. Vlada Republike Slovenije. (n. d.). *Strategija umne rabe lesne biomase za energetske namene*. Najdeno 21. januarja 2022 na spletnem naslovu https://www.gov.si/assets/ministrstva/MOP/Javne-objave/Javne-obravnave/Lesna-biomasa/strategija_lesna_biomasa.docx
30. Vončina, R., Kovačič, D., Šušteršič, A., Djurica, M., Cerk, A., Harmel, M., Cepuš, S., Weldt, S., Krajnc, A., Harmel, E., Strmšnik, K., Bizjak, Š. P., Magjarevič, V., Klaić-Jančijev, D., Stritih, J. & Stritih, J. (2020). *Okoljsko poročilo po javni razgrnitvi: Tehnična podpora za celovito presojo vplivov na okolje za Celoviti nacionalni energetske in podnebni načrt Republike Slovenije*. Najdeno 21. januarja 2022 na spletnem naslovu https://www.energetika-portal.si/fileadmin/dokumenti/publikacije/nepn/cpvo/op_nepn_final_feb-2020.pdf

ANALIZA STROŠKOVNE UČINKOVITOSTI PODJETIJ V DEJAVNOSTI DISTRIBUCIJE ELEKTRIČNE ENERGIJE V OBDOBJU 2009 – 2020

Nevenka Hrovatin

Ekonomski fakulteta, Univerza v Ljubljani
nevenka.hrovatin@ef.uni-lj.si

Jelena Zorić

Ekonomski fakulteta, Univerza v Ljubljani
jelena.zoric@ef.uni-lj.si

Janez Dolšak

Ekonomski fakulteta, Univerza v Ljubljani
janez.dolsak@ef.uni-lj.si

POVZETEK

Agencija za energijo pri določanju upravičenih stroškov regulirane dejavnosti distribucije električne energije upošteva tudi stroškovno učinkovitost izvajalcev, ki se ugotavlja s primerjalno analizo na podlagi različnih metod. Primerjalna analiza oz. »benčmarking« se kaže kot učinkovito orodje v okviru cenovne regulacije, saj uvaja umetno konkurenco med podjetja, regionalne monopoliste, in omogoča oceno potenciala za znižanje stroškov v reguliranih dejavnostih in tako zmanjšuje informacijsko asimetrijo med regulatorjem in reguliranimi podjetji. Na njeni podlagi se posledično podjetjem določi faktor učinkovitosti, ki zahteva določeno znižanje stroškov v vsakem letu regulativnega obdobja. Namen tega članka je izvesti analizo učinkovitosti podjetij, ki izvajajo dejavnost distribucije električne energije v Sloveniji. V analizi smo s pomočjo številnih in različnih modelov z uporabo metode linearnega programiranja (metoda podatkovne ovojnice – DEA) in ekonometrične metode (metode popravljenih najmanjših kvadratov – COLS) primerjalno ocenili stroškovno učinkovitost petih podjetij v obdobju 2009 – 2020. Več različnih modelov za preverjanje stroškovne učinkovitosti na podlagi celotnih nadzorovanih stroškov poslovanja (nadzorovani TOTEX) smo ocenili z namenom preverjanja robustnosti rezultatov. Na podlagi statistične analize in presoje smiselnosti uporabe modelov smo izbrali najprimernejše modele, katerih rezultate smo uporabili tudi za izračun povprečne učinkovitosti podjetij v izbranem obdobju. Rezultati kažejo, da je regulacija šla v pravo smer, saj se je povprečna učinkovitost podjetij v celotnem obdobju 2009 – 2020 povečala, hkrati pa se je zmanjšalo zaostajanje podjetja z najnižjo ocenjeno stroškovno učinkovitostjo za ostalimi podjetji. Povprečna stroškovna učinkovitost podjetij se je iz 89,1 % v letu 2009 povečala na 91,3 % v letu 2019, medtem ko je v letu 2020 znašala 95,8 %. Pri tem gre sledenje zlasti pripisati znižanju reguliranega donosa podjetij z namenom blaženja socialnih in gospodarskih posledic COVID-19 pandemije.

Ključne besede: stroškovna učinkovitost, distribucija električne energije, regulacija cen, metoda podatkovne ovojnice (DEA), metoda popravljenih najmanjših kvadratov (COLS), nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja (OPEX)

1 Uvod

Dejavnost distribucije električne energije je zaradi prisotnosti ekonomij obsega naravnomonopolna dejavnost, ki jo je potrebno regulirati. Pri tem je eno ključnih vprašanj, kako vzpostaviti sistem ekonomske regulacije, ki bi podjetja, lokalne monopoliste oz. lokalne gospodarske javne službe, spodbujal k bolj učinkovitemu poslovanju. Po vzoru najnaprednejših držav v EU je Agencija za energijo kot ustrezno metodo za cenovno regulacijo izbrala metodo zamejenih cen (angl. price cap), ki vključuje ustrezne spodbude za izboljšanje učinkovitosti in produktivnosti v reguliranih podjetjih.

Regulator si lahko z namenom izboljšanja informacijske osnove za izvajanje bolj učinkovite cenovne regulacije pomaga s primerjalno analizo podjetij oz. benčmarkingom. Benčmarking metode mejnega področja (angl. frontier benchmarking) omogočajo identifikacijo najbolj učinkovitega podjetja oz. najboljše prakse v izbrani dejavnosti, ki predstavlja »benčmark« oz. osnovo primerjave za presojanje relativne učinkovitosti podjetij v dejavnosti. Neučinkovitost posameznega podjetja izmerimo kot odstopanje dejanskih stroškov od minimalnih stroškov, ki se nahajajo na stroškovni meji. Za podjetja, ki se izkažejo kot primerjalno manj učinkovita, je posledično zahteva po znižanju stroškov s strani regulatorja temu ustrezno višja. Z uporabo metod mejnega področja je tako mogoče določiti individualne zahteve po zmanjšanju neučinkovitosti podjetij. Ta pristop je ustrezen v primeru, da med podjetji obstajajo velike razlike v učinkovitosti, pri čemer se z uporabo tega pristopa v okviru regulacije cen želi doseči zmanjšanje teh razlik.

Slovenska regulativna zakonodaja in praksa se zgleduje po uveljavljeni praksi številnih držav. V EU kar 20 držav članic uporablja metodo zamejenih cen za presojanje učinkovitosti poslovanja podjetij v distribuciji električne energije. Večina od teh (13) pa za ugotavljanje stroškovne učinkovitosti podjetij uporablja prav primerjalno analizo ali benčmarking (Refe, Mercados in Indra, 2014). Namen tega prispevka je, da na podlagi analize primerjalne učinkovitosti (benčmarkinga) podjetij, ki izvajajo dejavnost distribucije električne energije v Sloveniji, ocenimo njihovo stroškovno učinkovitost in presodimo, ali se je učinkovitost v celotnem obdobju regulacije 2009 – 2020 izboljšala, kar pomeni, da je regulacija dosegla svoj namen, ter da proučimo, kakšne so razlike med podjetji in kje je še prostor za doseganje stroškovnih prihrankov. V prispevku bomo ocenili več inoče modelov na podlagi dveh v nadaljevanju predstavljenih metod, da bi preverili robustnost dobljenih rezultatov in prišli do verodostojnih sklepov.⁵

2 Metode in podatki

Za izvedbo primerjalne analize učinkovitosti so najprimernejše metode mejnega področja, med katere sodijo metoda popravljenih najmanjših kvadratov (COLS), metoda stohastične meje (SFA) in metoda podatkovne ovojnice (DEA) (Jamasp, 2001). DEA se uvršča med neparametrične metode oz. metode linearnega programiranja, medtem ko sta COLS in SFA parametrični oz. ekonometrični metodi. Za razliko od COLS in DEA, ki sta deterministični metodi in celotno razliko med opazovanimi in minimalnimi stroški pripisujeta zgolj neučinkovitosti, je SFA stohastična metoda in omogoča upoštevanje slučajnih in merskih napak ter ni občutljiva na ekstremne vrednosti v vzorcu. Pri tem je potrebno vpeljati dodatne predpostavke o porazdelitvi slučajne napake in neučinkovitosti. Metoda zahteva tudi specifikacijo stroškovne funkcije in s tem predpostavko o tehnologiji, ki jo podjetje uporablja. Metoda s pomočjo statističnih testov omogoča preverbo hipotez o prisotnosti neučinkovitosti in o strukturi proizvodne tehnologije (Coelli, Rao in Battese, 1998).

Znanstvena literatura navaja prednosti in slabosti uporabe posamezne metode, vendar se ni poenotila v stališču, katera metoda bi bila za izvedbo benčmarkinga najustreznejša. Seveda pa je odločitev za izbor metode v regulativni praksi pomembna, saj različne metode dajejo različne ocene učinkovitosti podjetij. Pomanjkanje konsenza regulatorji premoščajo s kombinacijo uporabe dveh ali treh metod, pogosto pa se odločajo tudi za uporabo zgolj ene same. Ker SFA metoda zahteva relativno velik vzorec podjetij in pogosto ne skonvergira, kar se je pokazalo v analizi za prejšnja obdobja, smo se odločili za uporabo COLS in DEA metode; slednje z variabilnimi donosi obsega (VRS), ki medsebojno primerja podjetja podobne velikosti. Regulatorji najpogosteje uporabljajo DEA metodo, kombinacijo obeh (COLS in DEA) pa med drugimi Avstrija in Velika Britanija.

Pri ocenjevanju COLS modelov smo se odločili za uporabo Cobb-Douglasove stroškovne funkcije (log-log oblika), ki se najpogosteje uporablja v regulativni praksi. Odvisna spremenljivka v COLS modelih so celotni nadzorovani stroški poslovanja podjetij (TOTEX). Med pojasnjevalne spremenljivke smo v skladu s specifikacijo funkcije vključili poleg outputa tudi cene proizvodnih

⁵ Prispevek je nastal na podlagi študije Hrovatin, Zorić in Dolšak (2022), izdelane za Agencijo za energijo RS.

dejavnikov (ceno dela, ceno materiala in storitev ter ceno kapitala). Odločiti se je bilo potrebno tudi, kako v modelih upoštevati »output«, saj je ta za distribucijska podjetja lahko distribuirana količina električne energije, konična moč, priključna moč, število odjemalcev, površina oskrbovanega območja ter dolžina omrežja. Poleg samega števila odjemalcev pa je seveda pomembna tudi njihova velikost odjema in lokacija (gostota). Ker večjega števila outputov oziroma spremenljivk, ki zajemajo njihove značilnosti, ni bilo mogoče sočasno vključiti v model zaradi prisotne visoke korelacije med njimi, smo se odločili za oblikovanje *indeksov sestavljenih outputov*, ki smo jih izračunali kot kombinacijo treh omenjenih outputov z enakimi deleži, v nekatere modele pa smo alternativno vključevali dva outputa, med katerimi ni bilo izračunane zelo visoke korelacije. V modelih smo upoštevali tudi kontrolno spremenljivko *delež podzemnih vodov*, ki kontrolira razlike v strukturi omrežja in je v predhodnih analizah pokazala močan vpliv na stroškovne razlike.

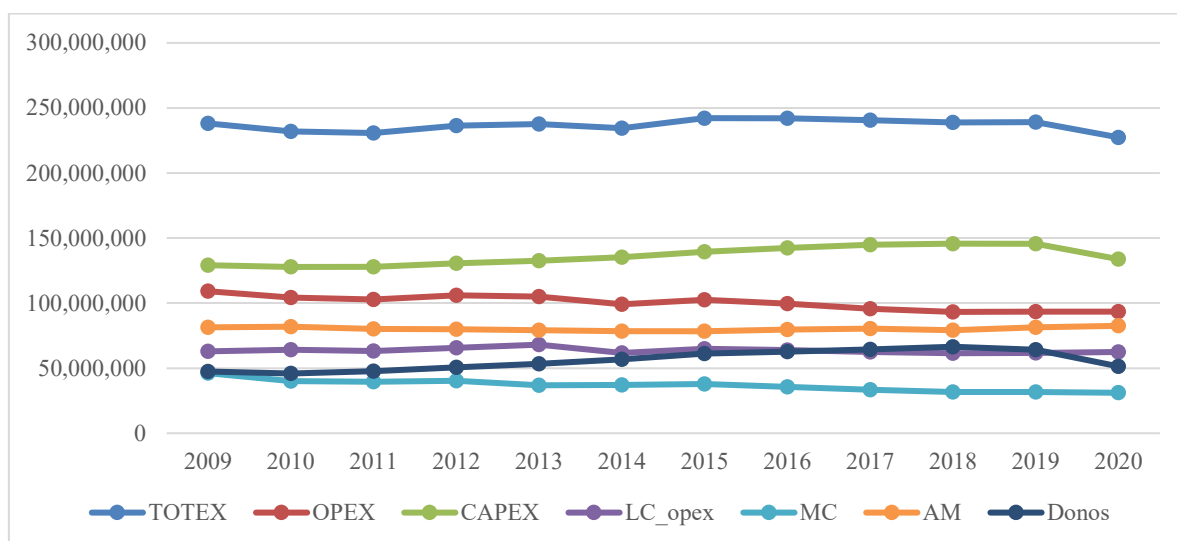
Pri DEA VRS metodi smo izbrali »input orientacijo«, ki predpostavlja minimiziranje stroškov (TOTEX-a) za doseganje dane(-ih) ravni outputa(-ov). V skladu s tem so input v modelih nadzorovani celotni stroški poslovanja (TOTEX). Ker smo se tudi pri oceni DEA modelov soočili z zelo visoko korelacijo med outputi, smo se tudi tokrat odločili za alternativno vključitev *indeksa sestavljenega outputa* oziroma različnih kombinacij dveh outputov, med katerimi ni prisotna visoka korelacija. Specifikacija DEA modelov se nekoliko razlikuje od COLS modelov, saj vključevanje relativnih outputov (na primer *delež podzemnih vodov*) v DEA analizi ni ustrezno.

Podatke za analizo smo pridobili od Agencije za energijo RS. Vrednostne podatke smo preračunali na stalne cene iz leta 2015, pri čemer smo za preračun uporabili deflator, izračunan na podlagi indeksa cen življenjskih potrebščin, indeksa stroškov gradbenega materiala in indeksa bruto plač.

V Sliki 1 prikazujemo gibanje panožnih vrednosti posameznih kategorij stroškov v proučevanem obdobju za celotno dejavnost distribucije električne energije v stalnih cenah iz leta 2015 (vsote vrednosti posameznih kategorij za vseh pet elektrodistribucijskih podjetij), in sicer:

- celotni nadzorovani stroški poslovanja TOTEX (TOTEX = OPEX + CAPEX),
- nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja (OPEX), ki predstavljajo vsoto stroškov dela (LC_OPEX) ter stroški materiala in storitev (MC),
- amortizacija (AM) in regulirani donos (Donos), ki skupaj sestavljata CAPEX.

Slika 1: Gibanje panožnih vrednosti posameznih kategorij stroškov v obdobju 2009 – 2020 (v stalnih cenah iz leta 2015, EUR)



Iz Slike 1 je razvidno, da sta imela OPEX in TOTEX v stalnih cenah podoben trend gibanja, pri čemer je zniževanje OPEX-a po letu 2015 bolj opazno kot pri TOTEX-u. V zadnjem »normalnem«

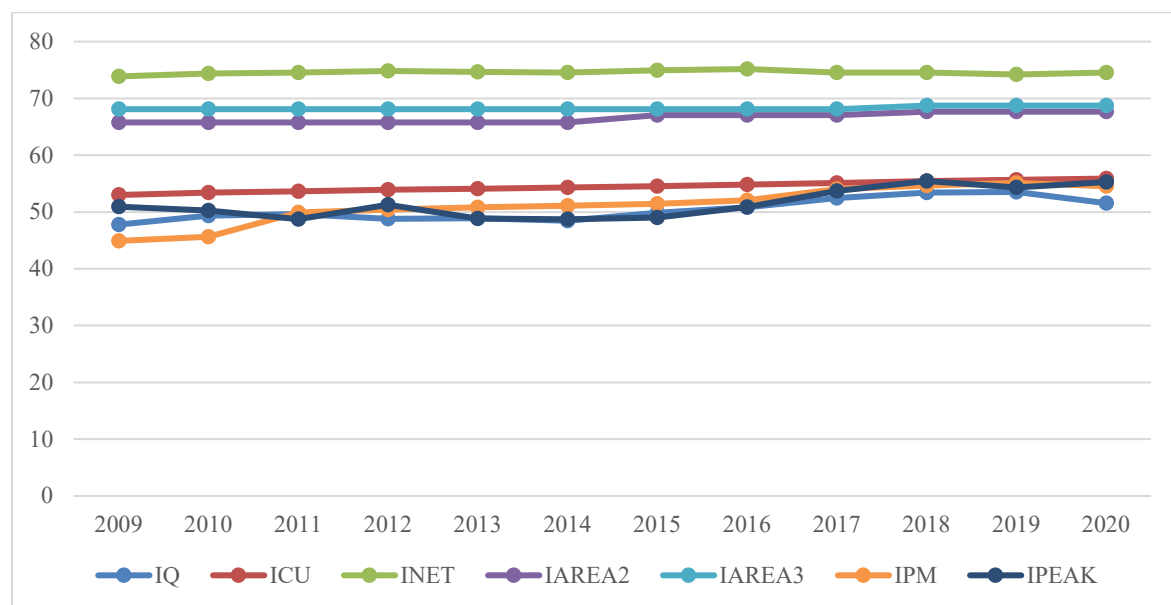
letu poslovanja pred pandemijo je bil TOTEX nekoliko višji kot leta 2009 (za 0,4 %), OPEX pa občutno nižji (za 14,4 %). TOTEX se je povečeval zaradi povečevanja CAPEX-a v celotnem obdobju (razen 2010). Leta 2019 je bil za 3,7 % večji kot leta 2009. Na povečevanje CAPEX-a ni vplivala amortizacija, temveč povečevanje reguliranega donosa. Ta je bil leta 2019 za 34,9 % višji kot leta 2009.

V Sliki 2 nadalje prikazujemo gibanje povprečnih panožnih vrednosti indeksov outputov v obdobju 2010 – 2020, in sicer:

- IQ	- indeks distribuirane količine EE v MWh,
- ICU	- indeks števila odjemalcev,
- INET	- indeks dolžine omrežja v km,
- IAREA2	- indeks efektivne površine območja v km ² glede na SN vode,
- AREA3	- indeks efektivne površine območja v km ² glede na lokacijo prebivalcev,
- IPM	- indeks priključne (naročene) moči odjemalcev v kW,
- IPEAK	- indeks konične moči v MW.

Indekse outputov smo predhodno izračunali zato, da smo izločili vpliv različnih redov velikosti spremenljivk (outputov) in s tem različne teže teh spremenljivk v izračunih sestavljenih indeksov outputov. Vsak indeks outputa smo izračunali tako, da smo za osnovo primerjave vzeli največjo vrednost v vzorcu. Trije indeksi imajo precej stabilne vrednosti v celotnem obdobju: indeks dolžine omrežja (INET) in oba indeksa efektivne površine (IAREA2 in IAREA3). Indeks števila odjemalcev (ICU) beleži stalno rast v celotnem obdobju. Indeks priključne moči odjemalcev (IPM) je prav tako naraščal v celotnem obdobju, indeks konične moči (IPEAK) pa je nekoliko nihal med leti. Tudi indeks distribuirane količine električne energije se je praviloma povečeval in kljub padcu leta 2020 dosegel višjo vrednost kot na začetku obdobja.

Slika 2: Gibanje indeksov outputov v obdobju 2009 – 2020



V Tabeli 1 so podane specifikacije najustrežnejših treh COLS in DEA modelov. Na podlagi ocene velikega števila in različnih COLS modelov in DEA VRS modelov se je bilo potrebno odločiti za končen izbor modelov. Odločili smo se za izbor modelov, ki vključujejo različne outpute oziroma pojasnjevalne spremenljivke, saj ni smiselno izbrati modelov, kjer so te visoko korelirane. Poleg tega smo pri izboru COLS modelov upoštevali pojasnjevalno moč modelov. Vsi izbrani COLS modeli imajo zelo visoke determinacijske koeficiente (med 0,95 in 0,98). Glede na omenjene kriterije smo

v končni izbor uvrstili 3 COLS in 3 DEA modele. Korelacijski koeficienti med izbranimi COLS modeli so sorazmerno visoki. Podobno velja za DEA modele, medtem ko je med rezultati COLS in DEA modelov prisotna manjša povezanost, kar potrjuje, da izbor metode v določeni meri vpliva na rezultate ocen.

Tabela 1: Specifikacija najustrežnejših modelov

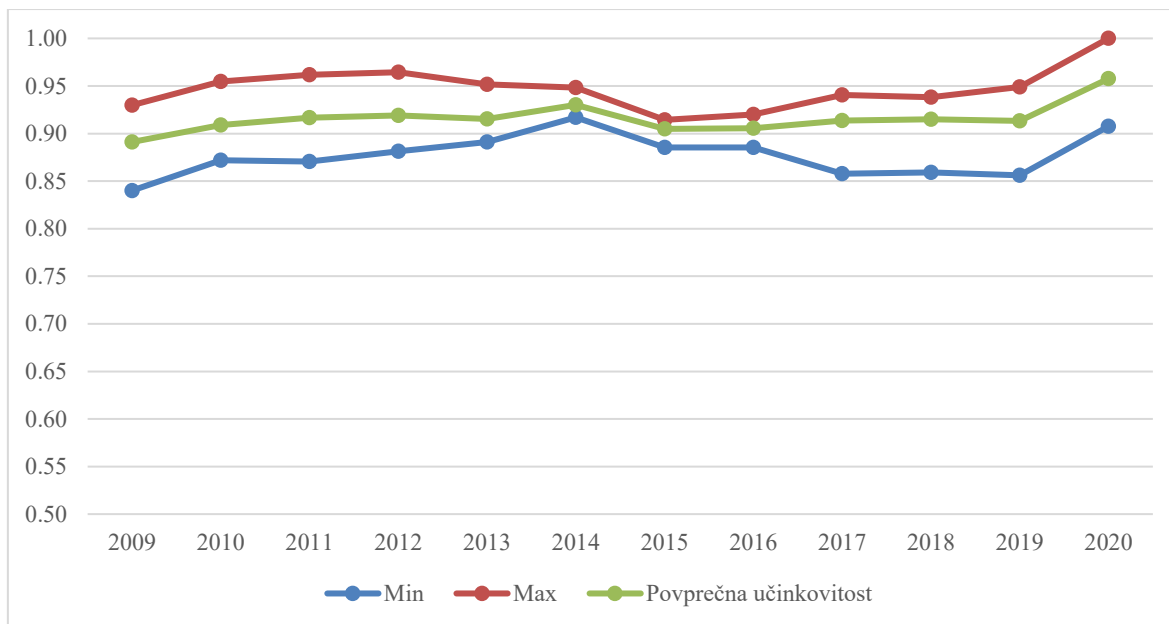
COLS modeli*	DEA modeli*	Output1	Output2	Ostale pojasnjevalne spremenljivke v COLS modelih
Model 1	Model 1	IOUT = 1/3 (IPEAK + ICU + INET)	/	PL, PK, PMS, NETPOD
Model 2	Model 2	ICU	INET	PL, PK, PMS, NETPOD
Model 3	Model 3	ICU	IAREA3	PL, PK, PMS, NETPOD

Opomba: * TOTEX je v COLS modelih odvisna spremenljivka, v DEA modelih pa input.

3 Rezultati primerjalne analize učinkovitosti

Slika 3 prikazuje rezultate **ocen stroškovne učinkovitosti** v dejavnosti distribucije električne energije po letih v obdobju 2009 – 2020 na podlagi **izbranih treh modelov (3 COLS in 3 DEA VRS modelov)** za celotne nadzorovane stroške poslovanja (**TOTEX**). Povprečna stroškovna učinkovitost v dejavnosti distribucije električne energije v opazovanem 12-letnem obdobju znaša 91,6 %. V celotnem obdobju je variirala po letih v razponu 90 % – 92 %, razen prvega leta 2009, ko je bila najnižja (89,1 %) in zadnjega leta, ko je dosegla najvišjo raven (95,8 %). Leto pred tem (2019) pa je znašala 91,3 %, kar je za 2,2 odstotni točki več kot leta 2009.

Slika 3: Povprečne ocene stroškovne učinkovitosti podjetij na podlagi 3 izbranih TOTEX COLS in 3 DEA VRS modelov po posameznih letih



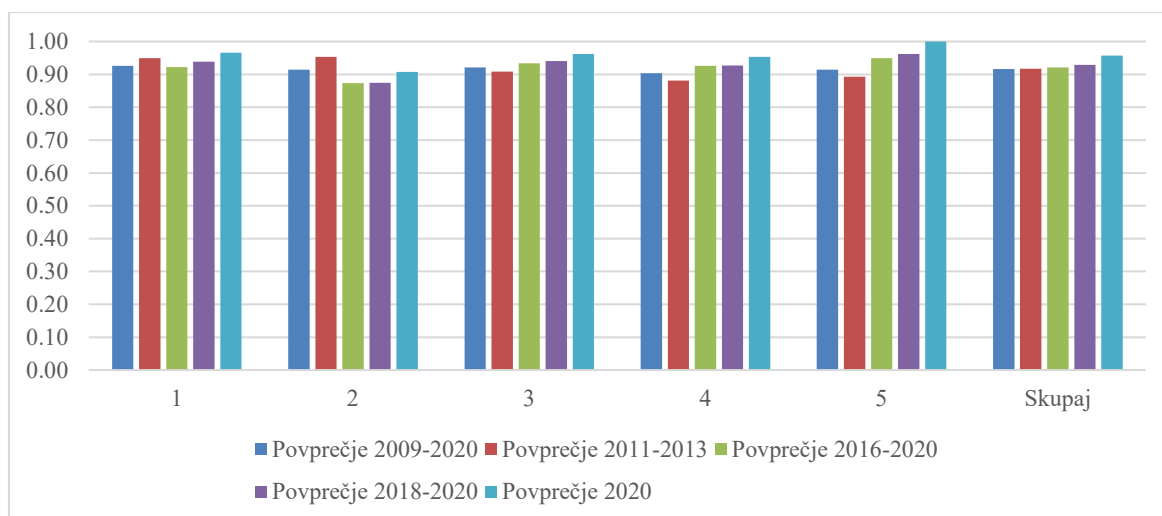
V Tabeli 2 in na Sliki 4 prikazujemo gibanje **povprečnih ocen stroškovne učinkovitosti** na podlagi **šestih izbranih modelov (3 COLS in 3 DEA VRS)** za **posamezna podjetja** v različnih časovnih obdobjih. V celotnem obdobju 2009 – 2020 ni opaziti večjih razlik med podjetji v doseženi stroškovni učinkovitosti, saj je razlika med podjetjem z največjo in najmanjšo učinkovitostjo le 2,4 odstotne točke. Največjo stroškovno učinkovitost je doseglo podjetje P1 (92,6 %), tesno mu sledi P3 (92,1 %), na tretjem in četrtem mestu sta podjetji P2 in P5 s skoraj enako učinkovitostjo (91,44 % in

91,43 %), na zadnjem mestu z majhnim zaostankom pa je podjetje P4 (90,4 %). V zadnjih 3 letih (2018 – 2020) pa se je stroškovna učinkovitost podjetij in posledično tudi njihovo rangiranje precej spremenilo. Največje spremembe so pri podjetju P5, ki se je iz četrtega mesta povzpelo na prvo mesto z izboljšanjem stroškovne učinkovitosti za 4,8 odstotne točke. Dve podjetji sta poslabšali svojo uvrstitev za dve mesti, in sicer P1 iz prvega na tretjo mesto in P2 iz tretjega na peto mesto. Eno podjetje (P4) je izboljšalo uvrstitev za eno mesto (iz petega na četrto mesto) in glede na raven učinkovitosti skorajda ujelo tretje in drugo uvrščeno podjetje. Samo pri podjetju P3 ni prišlo do spremembe ranga, čeprav je v zadnjih treh letih uspelo izboljšati učinkovitost za okrog 2 odstotni točki glede na celotno obdobje.

Tabela 2: Povprečne ocene stroškovne učinkovitosti podjetij na podlagi 3 izbranih COLS in 3 DEA VRS modelov v različnih obdobjih

Podjetje	Povprečna učinkovitost v obdobju				
	2009-2020	2011-2013	2016-2020	2018-2020	2020
1	0,9261	0,9492	0,9216	0,9389	0,9656
2	0,9144	0,9531	0,8733	0,8742	0,9075
3	0,9210	0,9082	0,9340	0,9409	0,9621
4	0,9037	0,8810	0,9264	0,9268	0,9528
5	0,9143	0,8932	0,9495	0,9624	1,0000
Povprečje	0,9159	0,9169	0,9210	0,9286	0,9576

Slika 4: Povprečne ocene stroškovne učinkovitosti podjetij na podlagi 3 izbranih COLS in 3 DEA VRS modelov v različnih obdobjih



4 Sklep

V prispevku smo prikazali rezultate analize stroškovne učinkovitosti petih podjetij za distribucijo električne energije v obdobju 2009 – 2020 na podlagi izbora najustreznejših COLS in DEA VRS modelov. Analizo smo izvedli na osnovi primerjave celotnih nadzorovanih stroškov poslovanja (TOTEX). Ugotovili smo, da se je v celotnem obdobju povprečna učinkovitost podjetij nekoliko povečala, primerjalna učinkovitost podjetij in na podlagi tega uvrstitev podjetij pa se je zlasti v zadnjem triletnem obdobju spreminjala. Povprečna stroškovna učinkovitost podjetij v letu 2009 je znašala 89,1 %, v zadnjem triletnem obdobju (2018-2020) pa 92,2 %. Na podlagi rezultatov lahko sklepamo, da je regulacija po metodi zamejenih cen dosegla svoj namen, saj je prispevala k zniževanju stroškov delovanja in vzdrževanja podjetij ter pripomogla tudi k zmanjšanju zaostanka

najmanj učinkovitega podjetja, ki je v preteklosti občutneje zaostajalo v ravni učinkovitosti. Pri tem je potrebno opozoriti, da stroškovna analiza zajema samo slovenska podjetja in zato ne omogoča ocene, kako učinkovita so slovenska podjetja v primerjavi s tujimi. Za takšno oceno bi morali narediti mednarodno benčmarking analizo, kjer pa težavo predstavlja pridobitev primerljivih podatkov za tuja podjetja.

Literatura in viri

1. Coelli, T.J., Rao, P.D.S., Battese, G.E. (1998). *An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis*. Kluwer Academic Publishers.
2. Haney, A.B., Pollitt, G.M. (2009). Efficiency analysis of energy networks: An international survey of regulators. *Energy Policy*, 37, str. 5814–5830.
3. Hrovatin, N., Zorić, J., Dolšak, J. (2022). *Primerjalna analiza učinkovitosti dejavnosti distribucije električne energije v obdobju 2009 – 2020*. Končno poročilo. Ljubljana: Ekonomska fakulteta, Center poslovne odličnosti.
4. Jamasb, T. in Pollitt, M. (2001). Benchmarking and regulation: international electricity experience. *Utilities Policy* 9, 107-130.
5. Refe, Mercados, Indra (2015). *Study on Tariff Design for Distribution Systems*. Final Report. Naročnik: EU: Directorate-general for energy. Directorate B – Internal energy market.

LASTNA CENA ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENSКИH ELEKTRARNAH IN OBČUTLJIVOSTNA ANALIZA VPLIVA SPREMEMB PROIZVODNJE

Rok Hrastnik

rok.hrastnik91@gmail.com

Mihael Sekavčnik

Univerza v Ljubljani, Fakulteta za strojništvo, Aškerčeva cesta 6, 1000 Ljubljana

mihael.sekavcnik@fs.uni-lj.si

Nevenka Hrovatin

Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva pl. 17, 1000 Ljubljana

nevenka.hrovatin@ef.uni-lj.si

POVZETEK

Slovenski elektroenergetski sistem je sestavljen iz dveh proizvodnih stebrov, v katerem imajo posamezni proizvodni objekti (elektrarne) različno lastno ceno električne energije zaradi različnih uporabljenih tehnologij oziroma proizvodnih virov. Namen tega prispevka je dvojen: prvič izračunati lastno (proizvodno) ceno slovenskih elektrarn na podlagi javno dosegljivih podatkov iz letnih poročil leta 2017 ter na tej podlagi izračunati ponderirano lastno ceno slovenskega elektroenergetskega sistema in drugič z občutljivostno analizo ugotoviti, kako spreminjanje proizvodnje slovenskih hidroelektrarn vpliva na njihovo lastno ceno in posledično preko spreminjanja količine proizvodnje na lastno ceno trapezne energije (termoelektrarna TEŠ) ter ponderirane lastne cene električne energije v Sloveniji. Izračune smo opravili za variacijo količine proizvodnje hidroelektrarn od $\pm 10\%$ do $\pm 50\%$. Na podlagi rezultatov analize lahko ugotovimo, da se polne lastne cene leta 2017 zelo razlikujejo Gibljejo se v razponu od 21,7 €/MWh (DEM) pa vse do 995,9 €/MWh (TEB), skupna ponderirana lastna cena vseh slovenskih elektrarn pa je znašala 37,9 €/MWh. Tako velike razlike v ceni je poleg razlik v tehnologiji in proizvodnih virih mogoče pojasniti tudi z vlogo elektrarn v elektroenergetskem sistemu (pasovna, trapezna, vršna energija). Rezultati občutljivostne analize so pokazali, da se v primeru povečanja ali znižanja proizvodnje slovenskih hidroelektrarn za 50 % ponderirana lastna ceno proizvodnje električne energije v Sloveniji spremeni le za okrog 9 %. Sorazmerno »majhen« vpliv na ceno je mogoče pojasniti z visokimi fiksnimi stroški termoelektrarne TEŠ, ki se z variacijo njene časovne izkoriščenosti in posledično količine proizvodnje ne spreminjajo.

Ključne besede: polna lastna ceno električne energije, slovenske elektrarne, analiza občutljivosti, računovodski podatki, letna poročila

1 Uvod

Živimo v izrazito dinamičnem svetu, kjer gospodarska rast z dejavniki intenzivne urbanizacije in industrializacije povzroča porast v povpraševanju po električni energiji. Trend v svetovnem merilu nakazuje, da ima čedalje več ljudi dostop do električne energije, hkrati pa se poraba povečuje tudi pri že obstoječih uporabnikih, saj je rast življenjskega standarda neposredno povezana s količino proizvedene oz. porabljene električne energije. Tako vedno večja poraba električne energije bistveno vpliva na obremenitev obstoječega elektroenergetskega sektorja (Li & Zhang, 2017). Posledično se soočamo z intenzivno rastjo elektroenergetskega sektorja, ki je glede na trenutne okoljske predpise posameznih držav privedla do nujnih ukrepov glede načina pridobivanja električne energije (European Union, 2015). Ob dejstvu, da je v svetovnem merilu pridobivanje električne energije povezano prav z izrabo neobnovljivih virov energije (približno 80 % vse pridobljene električne

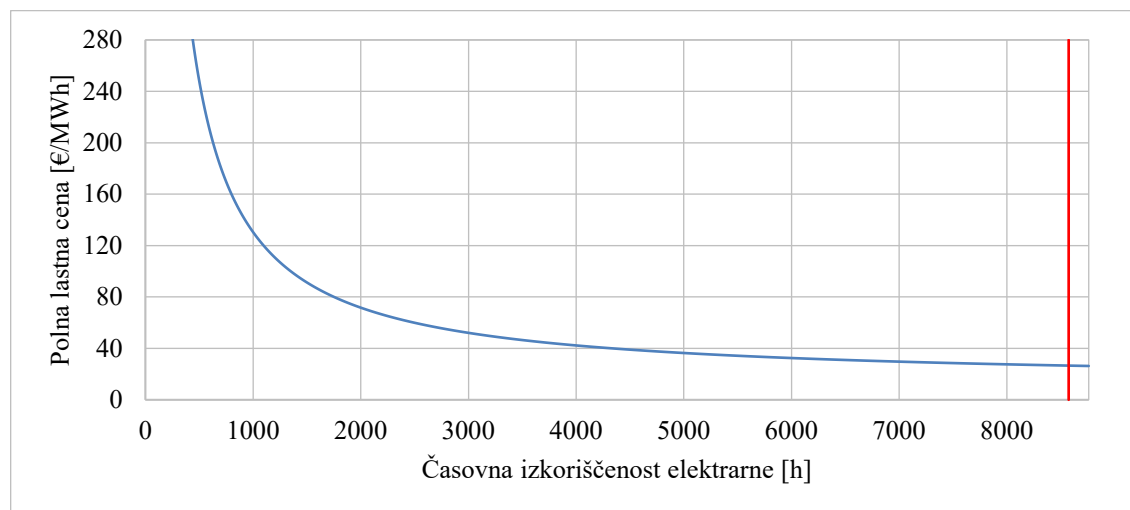
energije) (World bank group, brez datuma), ki je v veliki meri povezano z emisijami toplogrednih plinov (na svetovni ravni približno 42 % vseh izpustov CO₂ in ostalih toplogrednih plinov), je bistvenega pomena, da v želji po trajnostnem razvoju in obvladovanju globalnega segrevanja, pridobivanje iz teh virov zajezimo ter posledično zmanjšamo količino električne energije, pridobljene iz konvencionalnih tehnologij proizvodnje (International energy agency – IEA, brez datuma). K zmanjšanju izpustov toplogrednih plinov so se zavezale številne države, vključno s Slovenijo, ki je novembra 2016 sprejela Zakon o ratifikaciji Pariškega sporazuma. Za prehod na obnovljive vire energije pa so pomembni tudi ekonomski izračuni in poznavanje trenutnih polnih lastnih cen proizvodnje zlasti največjih proizvodnih objektov v elektroenergetskem sistemu. Slednje je namen tega prispevka. V prvem poglavju je zato prikazan izračun lastnih cen električne energije najpomembnejših slovenskih elektrarn in ponderirane lastne cene za Slovenijo, v drugem poglavju pa izvedemo analizo občutljivosti cen električne energije glede na spremembe količin proizvodnje v hidroelektrarnah. V sklepu povzemamo glavne ugotovitve in omejitve analize.

2 Izračun lastne cene električne energije slovenskih elektrarn in ponderirane lastne cene za slovenski elektroenergetski sistem

S pomočjo enačbe (1) smo v nadaljevanju določili potek krivulje polne lastne cene v odvisnosti od obratovalnih ur elektrarne. Prvi člen enačbe (1) predstavlja stalne, drugi člen pa spremenljive stroške obratovanja elektrarne. Amortizacija in odpisi vrednosti so označeni s [$C_{a.o.v.}$], finančni odhodki s [$C_{f.o.}$], stroški dela s [C_d], ostali poslovni odhodki s [$C_{o.p.o.}$], stroški materiala in storitev s [$C_{m.s.}$], razpoložljiva moč skupine objektov s [P_d], električna energija proizvedena v obdobju enega leta z [E_p] in časovna izkoriščenost skupine objektov (20,40,60, ... 8760 ur) z oznako [t_d].

$$C = \frac{(C_{a.o.v.} + C_{f.o.} + C_d + C_{o.p.o.})}{P_d * t_d} + \frac{C_{m.s.}}{E_p}; \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] \quad (1)$$

Slika 1: Primer krivulje polne lastne cene NEK v letu 2017 v odvisnosti od obratovalnih ur



Proizvedena električna energija je v posameznih skupinah elektrarn dosega različno polno lastno ceno električne energije. Iz rezultatov analize polnih lastnih cen električne energije v posameznih skupinah energetskih objektov lahko na podlagi Tabele 1 ugotovimo, da se referenčne polne lastne cene iz leta 2017 zelo razlikujejo. Polne lastne cene se gibljejo v razponu od 21,74 €/MWh (DEM) pa vse do 995,86 €/MWh (TEB), kar je glede na vlogo elektrarn v elektroenergetskem sistemu tudi pričakovano, saj ima vsak elektroenergetski objekt določeno funkcijo v celotni shemi proizvodnje električne energije. Vse obravnavane slovenske elektrarne so v letu 2017 skupaj proizvedle 13.760.312 MWh električne energije (od skupno 15.398.000 MWh električne energije proizvedene v Sloveniji v letu 2017). Od tega je NEK proizvedla 5.967.288 MWh s polno lastno ceno 26,59

€/MWh. Termoelektrarni TEŠ in TEB sta skupaj proizvedli 3.980.110 MWh električne energije, katerih ponderirana polna lastna cena je znašala 63,34 €/MWh, vse skupine hidroelektrarn⁶ pa so skupaj proizvedle 3.812.914 MWh električne energije. Ponderirana polna lastna cena električne energije proizvedene v hidroelektrarnah je tako znašala 29,36 €/MWh. Na osnovi polnih lastnih cen elektrarn smo izračunali, da je bila leta 2017 ponderirana polna lastna cena električne energije vseh analiziranih proizvodnih objektov 37,99 €/MWh, pri čemer smo za utež vzeli količino proizvedene električne energije v posamezni elektrarni.

Tabela 1: Proizvedena električna energija, polna lastna cena in ponderirana polna lastna cena po posameznih skupinah elektrarn leta 2017

Proizvodni objekt	Proizvodnja v letu 2017 [MWh]	Lastna cena v letu 2017 [€/MWh]
Nuklearna elektrarna Krško	5.967.288	26,59
Termoelektrarna Šoštanj	3.968.000	60,49
Termoelektrarna Brestanica	12.110	995,86
Termoelektrarne skupaj	3.980.110	63,34
Dravske elektrarne Maribor	2.332.555	21,74
Soške elektrarne Nova Gorica	733.476	46,64
Hidroelektrarne na Spodnji Savi	456.100	29,04
Savske elektrarne Ljubljana	290.783	47,40
Hidroelektrarne skupaj	3.812.914	29,36
Elektrarne skupaj	13.760.312	37,99*

*Opomba: * Ponderirana lastna cena slovenskega elektroenergetskega sistema (ponder je količina proizvodnje leta 2017).*

Z namenom boljšega razumevanja občutljivostne analize v poglavju 2 bomo v nadaljevanju na kratko predstavili režim obratovanja energetske proizvodnih objektov.

Zaradi tehnične in posledično ekonomske narave jih uvrščamo v tri režime obratovanja. Pasovni režim, v katerega spada NEK, je od vseh elektrarn zaradi tehničnih lastnosti in varnostnih določil najbolj konstantna pri proizvodnji električne energije (deluje s konstantno proizvodno močjo). V trapeznem režimu obratovanja je na slovenskem trgu večino hidroelektrarn in TEŠ. Te se na urni, dnevni, tedenski in sezonski ravni prilagajajo potrebam trga (povpraševanju), kajti obratovanje v režimu trapeza zahteva konstantno spreminjanje proizvodne moči. Vendar ker hidroelektrarne spadajo med tehnologije za proizvodnjo električne energije iz OVE, jim trenutna zakonodaja v skladu s 372. členom Energetskega zakona omogoča prednostno delovanje pred termoelektrarno (Energetski zakon, 1999). V praksi torej OVE tehnologije proizvedejo toliko električne energije, kolikor jim v danem trenutku omogoča prisotnost primarnega vira (hidrologija). Tako poglavitni del variacije proizvodnje zaradi variabilnega povpraševanja s trga in stohastične in spremenljive proizvodnje s strani hidroelektrarn prevzema TEŠ, ki neprestano prilagaja svojo proizvodno moč ter se s tem z ene strani prilagaja proizvodnji iz OVE, z druge strani pa povpraševanju po električni energiji na trgu.

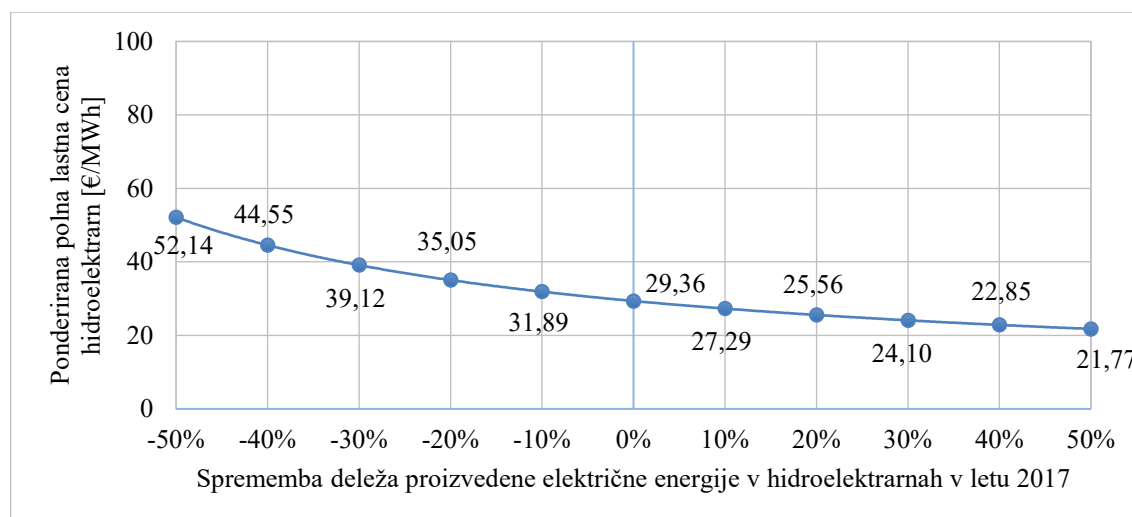
⁶ Zaradi majhnega deleža proizvedene električne energije z uporabo fotonapetostnih modulov in SPTE bomo v nadaljevanju vse tehnologije oz. skupine za proizvodnjo električne energije iz OVE (DEM, SENG, HESS in SEL) imenovali kar hidroelektrarne.

3 Analiza občutljivosti sprememb proizvodnje hidroelektrarn na lastno ceno električne energije

V nadaljevanju bomo z uporabo občutljivostne analize ugotovili, kakšen vpliv ima variacija proizvedene električne energije iz hidroelektrarn na lastno ceno električne energije v hidroelektrarnah. Izhajajoč iz tega bomo analizirali, kakšen vpliv na končno lastno ceno električne energije iz TEŠ (ki pokriva primanjkljaj na trgu do povpraševane količine električne energije) ima različna količina pridobljene električne energije iz hidroelektrarn. V naslednjem koraku bomo ugotovili, kako takšna sprememba polne lastne cene v hidroelektrarnah in TEŠ vpliva na ponderirano polno lastno ceno električne energije v Republiki Sloveniji.

Glede na obstoječo naravo proizvodnje električne energije bomo iz nadaljnje analize izključili variacijo (bosta imeli skozi celotno analizo konstantno vrednost) proizvodnje (obratovalnih ur) NEK in TEB, saj glede na vlogo v slovenskem elektroenergetskem prostoru nista deležni variacije proizvodnje električne energije zaradi prilagajanja hidroelektrarnam. NEK namreč predstavlja pasovno energijo in obratuje večino leta⁷, TEB pa, kot že rečeno, zagotavlja terciarno regulacijo povrnitve frekvence omrežja v času, ko ostale elektrarne niso zmožne zagotavljati potrebne moči, po kateri povprašujemo uporabniki. Tako bomo v nadaljevanju simulirali razmere razpoložljivosti hidroelektrarn, s tem ko bomo variirali razmere primarnega vira (vode) od izjemno suhega leta do nadpovprečno vodnatega, kar neposredno vpliva na količino proizvedene električne energije iz hidroelektrarn. Temu pa se je TEŠ dolžna prilagoditi s svojo proizvodnjo in s tem pokriti razliko do povpraševane količine električne energije. Tako bomo v nadaljevanju preučili, kako že zgrajena infrastruktura v odvisnosti predvsem od OVE vpliva na celoten elektroenergetski sistem v Republiki Sloveniji. V občutljivostni analizi bomo za referenčno vrednost vzeli obratovalne podatke elektrarn za leto 2017. V nadaljevanju bomo opredelili skupne rezultate analiz iz prejšnjih poglavij in ovrednotili zastavljene hipoteze. Na sliki 1 tako prikazujemo gibanje ponderirane polne lastne cene električne energije v odvisnosti od variacije količine proizvedene električne energije v vseh hidroelektrarnah v Sloveniji za +/- 50 %. Vidimo lahko potek krivulje, kjer ob 50 % znižanju proizvedene električne energije iz hidroelektrarn ponderirana polna lastna cena naraste na 52,14 €/MWh. V primeru 50 % višje proizvodnje v hidroelektrarnah, cena na enoto proizvedene električne energije iz hidroelektrarn pade na 21,77 €/MWh.

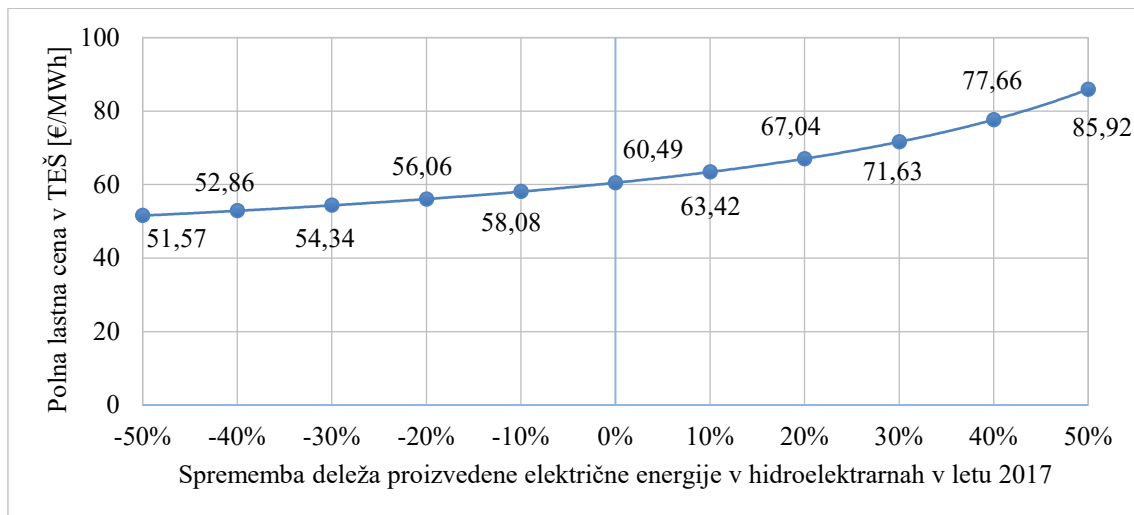
Slika 2: Gibanje ponderirane polne lastne cene električne energije v hidroelektrarnah ob variaciji deleža proizvedene električne energije v hidroelektrarnah v letu 2017



⁷ Po naših izračunih 98 % ur v letu 2017.

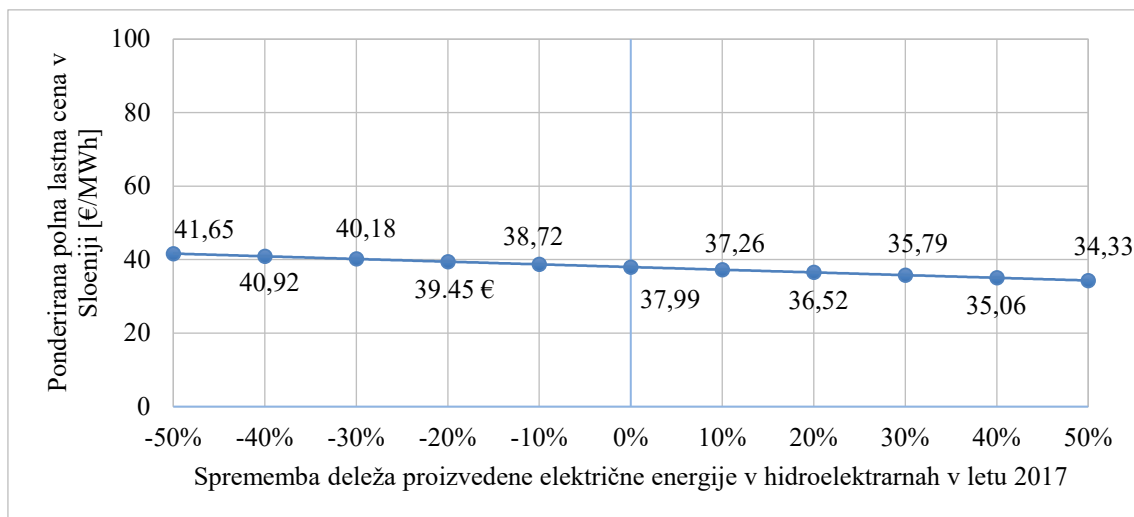
Na sliki 2 je prikazana krivulja polne lastne cene električne energije proizvedene v TEŠ, ki s svojim prilagajanjem zagotavlja zanesljivo delovanje elektroenergetskega sistema. Le ta je odgovor na variacijo proizvedene električne energije v hidroelektrarnah (Slika 1).

Slika 3: Gibanje polne lastne cene električne energije v TEŠ kot posledica variacije deleža proizvedene električne energije v hidroelektrarnah v letu 2017



Na sliki 3 je prikazano spreminjanje ponderirane polne lastne cene električne energije v Republiki Sloveniji v odvisnosti od variacije količine proizvedene električne energije v hidroelektrarnah. Vidimo, da se razpon ponderiranih polnih lastnih cen giblje od 41,65 €/MWh pri 50 % nižji proizvodnji električne energije s strani hidroelektrarn pa do 34,33 €/MWh pri 50 % višji proizvodnji električne energije s strani hidroelektrarn.

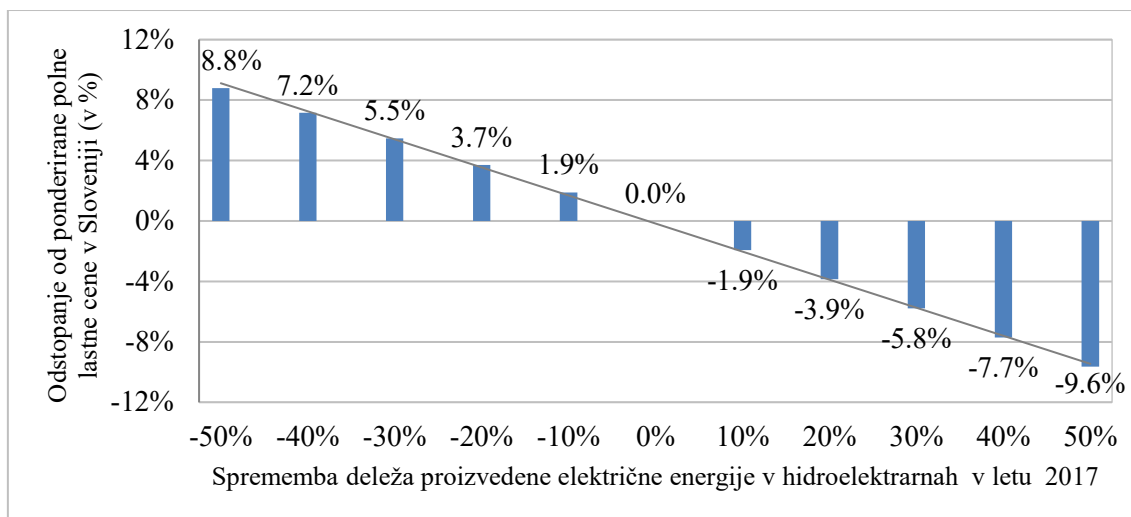
Slika 4: Gibanje ponderirane polne lastne cene električne energije v Sloveniji kot posledica variacije deleža proizvedene električne energije v hidroelektrarnah v letu 2017



Glede na rezultate analize (Slika 3) lahko trdimo, da se je leta 2017 ponderirana polna lastna cena električne energije v Republiki Sloveniji glede na variiranje proizvodnje električne energije iz hidroelektrarn, spreminjala z zelo nizko amplitudo (pri variaciji proizvedene električne energije v koraku 10 %, se ponderirana polna lastna cena v povprečju spremeni le za 1,9 %). Ponderirana polna lastna cena električne energije in variacija proizvedene električne energije iz hidroelektrarn sta v obratnem sorazmerju, kar pomeni, da se ob 10 % zvišanju količine proizvedene električne energije

iz hidroelektrarn polna lastna cena električne energije v povprečju zniža za 1,9 % ali v absolutnem smislu za 0,73 €/MWh in obratno. Na sliki 4 lahko vidimo odstotno spreminjanje ponderirane polne lastne cene električne energije v Republiki Sloveniji za variacije proizvedene električne energije v hidroelektrarnah v razponu od 10 % do 50 %.

Slika 5: Sprememba ponderirane polne lastne cene električne energije v Sloveniji (v %) kot posledica variacije količine proizvedene električne energije v hidroelektrarnah v letu 2017



Ob variaciji negativnega trenda proizvodnje električne energije iz hidroelektrarn se v primeru 50 % nižje proizvodnje, ponderirana polna lastna cena v Sloveniji zniža za 8,8 % (predvsem kot posledica nižje časovne izkoriščenosti hidroelektrarn in dodatnih spremenljivih stroškov predvsem goriva pri obratovanju TEŠ). V primeru variacije 50 % višje proizvodnje električne energije s strani hidroelektrarn, pa se ponderirana polna lastna cena v Sloveniji zniža »le« za 9,6 %. Glede na to, da bi pričakovali znatno večji padec ponderirane polne lastne cene električne energije v Sloveniji pri 50 % višji proizvodnji električne energije s strani hidroelektrarn je tako »nizka« vrednost (9,6 %), posledica predvsem visokih stroškov, ki so posledica nižje časovne izkoriščenosti TEŠ (strošek na enoto proizvoda je pri nižjem obsegu obratovanja zaradi prisotnosti stalnih stroškov večji).

4 Sklep

Iz rezultatov analize polnih lastnih cen električne energije v posameznih skupinah energetskega objekta lahko ugotovimo, da se referenčne polne lastne cene iz leta 2017 zelo razlikujejo. Polne lastne cene se gibljejo v razponu od 21,74 €/MWh (DEM) pa vse do 995,86 €/MWh (TEB), kar je glede na vlogo elektrarn v elektroenergetskem sistemu tudi pričakovano, saj ima vsak elektroenergetski objekt določeno funkcijo v celotni shemi proizvodnje električne energije in energetskega vira.

Ob variaciji negativnega trenda proizvodnje električne energije iz hidroelektrarn se v primeru 50 % nižje proizvodnje, ponderirana polna lastna cena v Sloveniji zniža za 8,8 % (predvsem kot posledica nižje časovne izkoriščenosti hidroelektrarn in dodatnih spremenljivih stroškov predvsem goriva pri obratovanju TEŠ). V primeru variacije 50 % višje proizvodnje električne energije s strani hidroelektrarn, pa se ponderirana polna lastna cena v Sloveniji zniža »le« za 9,6 %. Glede na to, da bi pričakovali znatno večji padec ponderirane polne lastne cene električne energije v Sloveniji pri 50 % višji proizvodnji električne energije s strani hidroelektrarn je tako »nizka« vrednost (9,6 %), posledica predvsem visokih stroškov, ki so posledica nižje časovne izkoriščenosti TEŠ (strošek na enoto proizvoda je pri nižjem obsegu obratovanja zaradi prisotnosti stalnih stroškov večji). Poleg tega pa je glede na rezultate potrebno omeniti tudi, da so v praksi pri delovanju termoelektrarn prisotni stroški, ki v zgornjo analizo niso bili zajeti. Dinamično obremenjevanje sestavnih

delov predvsem termoelektrarn kot posledica prilagajana OVE tehnologijam pomeni dodatne stroške vzdrževanja (stroški vzdrževanja zaradi velikega deleža tranzitnega režima obratovanja, ki znižuje trajnostno dobo komponent elektrarne). Poleg tega v analizi pri obratovanju TEŠ ni upoštevan višji strošek goriva (premoga) na enoto pri nižjem obsegu delovanja, ki se pojavlja zaradi ekonomij obsega. Zaradi tega bi bila najverjetneje v praksi razlika med ponderirano polno lastno ceno leta 2017 in variirano v primeru višjega odstotka proizvedene električne energije v hidroelektrarnah še višja.

Opozoriti velja še na dodatne omejitve raziskave. Izračun polnih lastnih cen črpa podatke iz letnih poročil podjetij, zato niso nujno zajeti vsi stroški delovanja elektrarn (na primer stroški zapiranja NEK, drugi okoljski stroški, itd.). Prav tako je vprašljiva realnost cen vhodnih energentov (na primer premoga), analiza pa tudi ne upošteva nepredvidljivosti gibanja cen (na primer emisijskih kuponov CO₂). Za izračun polnih lastnih cen bi bila zato pravilnejša analiza celotnega življenjskega cikla (*life cycle analysis*) ob upoštevanju vseh družbenih (okoljskih) stroškov, za katero pa nismo imeli na voljo vseh vhodnih podatkov.

Literatura in viri

1. Čadež, S. & Hočevnar, M. (2008). *Stroškovno računovodstvo*. Ljubljana: Ekonomska fakulteta.
2. European Union. (2015). *Paris Agreement*. Pridobljeno 11. septembra 2018 iz https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_en
3. International energy agency – IEA. (brez datuma). *CO₂ emissions by energy source*. Pridobljeno 23. septembra 2019 iz <https://www.iea.org/data-and-statistics/?country=WORLD&fuel=CO2%20emissions&indicator=CO2%20emissions%20by%20sector>
4. Letna poročila slovenskih podjetij za 2017 (2018): Termoelektrarna Šoštanj, Termoelektrarna Brestanica, Soške elektrarne Nova Gorica, Savske elektrarne Ljubljana, Hidroelektrarne na Spodnji Savi, Nuklearna Elektrarna Krško, Dravske elektrarne Maribor.
5. Li, W. & Zhang, H. (2017). Decomposition Analysis of Energy Efficiency in China's Beijing-Tianjin-Hebei Region. *Polish Journal of Environmental Studies*, 26(1).
6. Tuma, M. & Sekavčnik, M. (2004). *Energetski sistemi: preskrba z električno energijo in toploto*. Ljubljana: Fakulteta za strojništvo.
7. Voršič, J., Zorič, T., Horvat, M., Voršič, Ž. & Garantini, M. (2003). *Izračun obratovalnih stanj v elektroenergetskih omrežjih*. Ljubljana: Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko.
8. World bank group. (brez datuma). *Electricity production from oil, gas and coal sources*. Pridobljeno 6. avgusta 2018 iz <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.FOSL.ZS?end=2015&start=1960>

Sekcija III:
Investicije v energetska
učinkovitost in razogljičenje v
podjetjih in gospodinjstvih

INVESTICIJE V ENERGETSKO UČINKOVITOST IN OBNOVLJIVE VIRE ENERGIJE: EMPIRIČNA RAZISKAVA V SLOVENSКИH MAJHNIH IN SREDNJIH PODJETJIH

Nevenka Hrovatin

Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva pl. 17, 1000 Ljubljana
nevenka.hrovatin@ef.uni-lj.si

Janez Dolšak

Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva pl. 17, 1000 Ljubljana
janez.dolsak@ef.uni-lj.si

Jelena Zorić

Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva pl. 17, 1000 Ljubljana
jelena.zoric@ef.uni-lj.si

POVZETEK

Industrijska energetska učinkovitost in ogljična nevtralnost sta deležni osrednje pozornosti energetskih politik v industrializiranih državah. V tem okviru se še posebej proučujejo majhna in srednja podjetja (MSP), zlasti zaradi njihovega velikega pomena v gospodarstvu, družbi in pri porabi energije ter njihovih posebnih značilnosti v primerjavi z velikimi podjetji. Po ocenah Mednarodne agencije za energijo iz leta 2015 bi MSP lahko prihranila kar 30 % energije in občutno zmanjšala svoj ogljični odtis z investicijami v namenske ukrepe in tehnologije. Namen te študije je analizirati, kateri dejavniki, tako ovire kot spodbude, vplivajo na odločitve MSP za investicije v ukrepe energetske učinkovitosti (URE) ter na investicije v obnovljive vire energije (OVE). Za ta namen smo ocenili bivariatno logistični regresijski model, ki upošteva soodvisnost med obema odločitvama in tako investicije v URE in OVE vključi v skupni model kot funkciji istih pojasnjevalnih spremenljivk. Slednje vključujejo številne značilnosti podjetij in industrije, ter spremenljivke povezane z energijo in energetske učinkovitostjo. Rezultati kažejo, da na skupno odločitev glede investicij v URE in OVE vplivajo status lastništva prostorov podjetja, delež investicij v raziskave in razvoj v vseh investicijah, nizka pripravljenost za investicijska tveganja, zaposlena oseba za energijo v podjetju in opravljen energetski pregled oziroma pridobljen nasvet glede energetske učinkovitosti. Izsledki te raziskave tako ponujajo odgovore na vprašanje, katere dejavnike bi bilo potrebno spodbujati in katere omejiti v skupnih energetskih politikah za izboljšanje URE in povečanja uporabe OVE. Na ta način bi lahko hitreje dosegli cilje na obeh področjih brez morebitnih neželenih navzkrižnih učinkov.

Ključne besede: Ukrepi energetske učinkovitosti, obnovljivi viri energije, ovire, spodbude, majhna in srednja podjetja, proizvodnja

1 Uvod

Industrijska energetska učinkovitost in podnebna nevtralnost sta izjemnega pomena za cilje energetske politike držav članic Evropske unije (EU) in splošne razvojne cilje, zlasti zaradi njihovega potenciala za izboljšanje družbene konkurenčnosti, zelene rasti in zaposlitvenega potenciala. Posledično so bili ti cilji vključeni v ključne energetske strategije EU. V okviru evropskega zelenega dogovora je ta pred kratkim sprejela sveženj zakonodajnih predlogov z naslovom "Pripravljene na 55", katerega cilj je doseči podnebno nevtralnost do leta 2050 in hkrati zmanjšati neto emisije za najmanj 55 % do leta 2030 v primerjavi z ravnmi iz leta 1990 (Evropska komisija, 2021). Eno od prednostnih področij ukrepanja politike so majhna in srednje velika podjetja (MSP), ki veljajo za posebej ranljiva in imajo manj virov in informacij za zagotovitev uspešnega zelenega prehoda.

Medtem ko so naložbe v ukrepe učinkovite rabe energije (URE) in v obnovljive vire energije (OVE) v prometu, stanovanjskem in terciarnem sektorju bile (ali se predvidevajo) močno podprte iz javnih sredstev (vključno s kohezijskimi in strukturnimi skladi EU), se pričakuje, da bo industrijski sektor te naložbe financiral predvsem iz lastnih sredstev oz. z zunanjimi viri, pridobljenimi večinoma na komercialni osnovi. Slednje je praksi pogosto neizvedljivo, zlasti v MSP. Teoretično je bilo pokazano, da obstajajo številne priložnosti za naložbe v URE in OVE, ki so hkrati donosne za podjetja, vendar so bile v praksi uporabljene le v omejenem obsegu. To je v literaturi znano kot vrzel v energetske učinkovitosti.

Cilj te študije je analizirati, kateri dejavniki, tako ovire kot spodbude, vplivajo na odločitve MSP za naložbe v ukrepe energetske učinkovitosti in naložbe v obnovljive vire energije, hkrati pa ugotovljati, ali različni dejavniki enako vplivajo na obe vrsti naložb ali pa so motivacije podjetij za naložbeno vedenje v obeh primerih različne. Z identifikacijo teh dejavnikov bo študija prispevala k razumevanju vrzeli v energetske učinkovitosti v tem sektorju.

2 Teoretično ozadje in raziskovalni okvir

Naložbe v energetske učinkovitost veljajo za stroškovno učinkoviti način za doseganje teh ciljev, vendar vrzel v energetske učinkovitosti ostaja (Jaffe in Stavins, 1994; Allcott in Greenstone, 2012; Gerarden et al., 2017). Številne empirične študije v različnih državah iščejo dejavnike, ki povzročajo to vrzel, znane kot ovire za naložbe v URE. Teoretično najbolj znana klasifikacija ovir je Sorrellova taksonomija (Sorell, 2004, Sorell et al., 2011), ki jo uporablja in prilagaja več empiričnih študij (Cagno et al., 2013, Cagno in Trianni, 2013). Tudi te so poskušale ugotoviti vzroke za to vrzel, tako identificirati ovire za naložbe v energetske učinkovitost (npr. Cagno et al., 2013), kot tudi identificirati dejavnike, ki pospešujejo te naložbe (npr. Cagno in Trianni, 2013), rezultate za spodbude pa sta povzela Solnørdal in Foss (2018). Po Hrovatinovi et al. (2021) so na osnovi pregleda empirične literature za majhna in srednja podjetja ekonomske ovire in spodbude najpomembnejši dejavniki odločitev podjetij za investicije v URE, sledijo pa jim vedenjske in organizacijske ovire in spodbude.

Najpomembnejše dejavnike lahko na osnovi literature razdelimo v štiri skupine: (1) tržno usmerjeni (pričakovanja naraščajočih cen energije, zmanjšanje stroškov zaradi nižje porabe energije, priložnosti za uresničitev dolgoročnih koristi in (mednarodna) konkurenca); (2) trenutne in potencialne energetske politike (javno financiranje, zunanje financiranje – subvencije, programi za izboljšanje energetske učinkovitosti v energetske intenzivnih panogah); (3) organizacijski in vedenjski dejavniki (menedžerji z resničnimi ambicijami in dolgoročnimi strategijami, sistemi ravnanja z okoljem, energetske certifikati) in (4) okoljska zakonodaja, vključno z davki na emisije.

V nasprotju s teoretično literaturo na področju energetske učinkovitosti ali vrzeli v energetske učinkovitosti na ravni podjetij je malo taksonomij ali kategorizacij ovir in spodbud za naložbe v OVE. Izjema pri konceptualizaciji spodbud za naložbe v OVE je prispevek Wüstenhagena in Menichettija (2012), ki prepoznavata energetske politike kot ključno spodbudo za naložbe v OVE v podjetjih, in sicer preko vpliva na dva dejavnika, na tveganje in donosnost naložbe. Prav tako kot za taksonomije, velja tudi za empirične študije skorajda ni raziskav, ki bi se osredotočale na odkrivanje dejavnikov investicij v OVE na ravni podjetij. Edina študija, ki se ukvarja s tem vprašanjem, je študija Segarra-Blasco in Jové-Llopis (2019), ki ugotavlja, da so podjetja bolj nagnjena k vlaganju v URE kot v OVE, vendar pa obstaja pomembno dopolnjevanje med obema vrstama naložb, pri čemer so strategije energetske učinkovitosti bolj povezane s stroškovno učinkovitostjo in regulacijo, strategije OVE pa bolj povezane s programi javne podpore in okoljsko ozaveščenostjo.

3 Metode in podatki

Podatke za raziskavo smo pridobili iz dveh virov. Prvi vir je lastna anketa z obsežnim vprašalnikom, izvedenim s telefonskimi intervjuji v času marec – avgust 2020, drugi vir pa je Poslovni register Slovenije, uradna statistična zbirka vseh podjetij v Sloveniji. Končni vzorec je presečni vzorec 270 MSP v Sloveniji. Reprezentativnost vzorca je zagotovila agencija za tržne raziskave, ki je stratificirala populacijo podjetij in ustrezno načrtovala izbor podjetij.

Za preučitev ovir in spodbud investicij v URE in OVE z ekonometrično analizo smo uporabili bivariatni logit model. Na ta način je mogoče hkrati analizirati dve povezani binarni odvisni spremenljivki v skupnem modelu kot funkciji istih pojasnjevalnih spremenljivk. Pri obeh vrednost 1 označuje investicije podjetja v URE oziroma v OVE, vrednost 0 pa neobstoje tovrstnih investicij.

Verjetnost, da podjetje izvede investicijo v URE ali v OVE je ocenjena s pomočjo logit modela (Greene, 2000):

$$\Pr(URE_i = 1|X_i) = \frac{e^{x_i'\beta}}{1 + e^{x_i'\beta}}$$
$$\Pr(OVE_i = 1|X_i) = \frac{e^{x_i'\beta}}{1 + e^{x_i'\beta}}$$

Na podlagi teoretičnih temeljev, empiričnih dokazov iz drugih študij in razpoložljivosti podatkov preučujemo naslednje dejavnike, ki vplivajo na naložbene odločitve: prvič, značilnosti podjetja in poslovanja, kot so velikost, lastništvo (domače ali tuje; družinsko), pričakovanje glede prodaje proizvodov v prihodnosti, donosnost (ROA), zadolženost, prodaja na tujem trgu, inovativnost (izdatki za raziskovalno-razvojno dejavnosti podjetja), tržna konkurenca, lastništvo prostorov podjetja in zaznavanje naložbenega tveganja; drugič, značilnosti, povezane z energijo in URE, kot so stroški energije (delež stroškov energije v celotnih stroških), ozaveščenost o energetske učinkovitosti v podjetju, menedžerji z resničnimi ambicijami in dolgoročnimi strategijami, oseba zadolžena za energijo v podjetju, energetske preglede in potencial za prihranke energije. Med pojasnjevalne spremenljivke smo vključili tudi skupine ovir in spodbuda investicije v URE in OVE.

4 Rezultati

Rezultati bivariatnega logit modela kažejo, da na skupno odločitev o vlaganju v URE in OVE vplivajo naslednji dejavniki (Tabela 1). Lastništvo prostorov podjetja, najem energetskega svetovanja ali energetskega pregleda povečujejo verjetnost obeh vrst naložb. Delež vlaganj v raziskave in razvoj in relativni pomen URE v podjetju povečujeta verjetnost vlaganj v URE, medtem ko prisotnost osebe odgovorne za energetske zadeve v podjetju in energetske strokovno znanje povečujeta verjetnost vlaganj v OVE. Korelacijski koeficient med obema vrstama investicij znaša -0,131, kar predstavlja šibko negativno povezavo. To nakazuje na prisotnost šibkega izrinjanja med investicijami, kar pomeni, da so se podjetja v vzorcu odločala ali za investicijo v URE ali za investicijo v OVE.

Poleg tega smo testirali, ali obstaja razlika v dojemanju ovir in spodbud za naložbe v URE in OVE med skupinami podjetij, kot so majhna in srednje velika, v predelovalnih dejavnostih in ostalih ter energetske intenzivna in energetske neintenzivna podjetja. Rezultati kažejo, da so ovire in spodbude URE bolj razširjene v srednje velikih podjetjih kot v majhnih podjetjih, prav tako dejavniki, kot so možnost znižanja stroškov zaradi investicije in prisotnost izobraževalnih programov v podjetju. Predelovalna podjetja menijo, da so naložbe v URE manj donosne v primerjavi z ostalimi podjetji, medtem ko slednja menijo, da so ovire, povezane z ozaveščenostjo, pomembnejše. Zanimivo je, da ni statistično značilnih razlik med energetske intenzivnimi in energetske neintenzivnimi podjetji glede ovir in spodbud za vlaganja v URE.

Tabela 1: Rezultati bivariatne regresije

Pojasnjevalne spremenljivke	Vrsta investicije			
	URE		OVE	
	Regresijski koeficient	Standardna napaka	Regresijski koeficient	Standardna napaka
Velikost podjetja (D za srednje veliko)	0,322	0,276	-0,0486	0,270
Energetsko intenzivno podjetje (D)	-0,151	0,217	-0,0398	0,237
Podjetje iz predelovalnih dejavnosti (D)	0,0977	0,199	-0,00313	0,216
Družinsko podjetje (D)	0,226	0,226	0,253	0,247
Lastnik/solastnik iz tujine (D)	-0,237	0,320	0,301	0,303
Prodaja na tujih trgih (D)	0,119	0,206	-0,177	0,235
Močna konkurenca na trgu (D)	-0,0755	0,368	-0,100	0,365
Lastništvo prostorov (D)	0,540**	0,218	0,861**	0,335
Pričakovanja glede prodaje (D)	0,360	0,331	-0,191	0,324
Delež stroškov za energijo (%)	-0,00246	0,007	0,00175	0,008
Investicije v raziskave in razvoj (%)	0,633***	0,203	0,113	0,238
Odnos do investicijskih tveganj (D)	-0,260	0,210	0,0692	0,242
Pomembnost energetske učinkovitosti (D)	0,430*	0,254	0,352	0,341
Oseba, odgovorna za energijo (D)	0,428	0,295	0,434*	0,258
Povečevanje ozaveščenosti (D)	0,136	0,237	0,425	0,331
Potencial za energetske prihranke (D)	-0,132	0,102	-0,0403	0,107
Energetski nasvet ali pregled (D)	0,841***	0,217	0,518**	0,242
Subvencije za investicije OVE (D)	-0,110	0,265	-0,340	0,295
Krediti za OVE (D)	0,114	0,276	0,0453	0,319
Energetska pismenost – cilji EU (D)	0,124	0,387	0,118	0,440
Energetska pismenost – cena elektrike (D)	-0,000932	0,003	-0,00187	0,002
Energetska pismenost – poraba LED (D)	-0,0111	0,224	0,392*	0,227
Energetska pismenost – poraba PC(D)	0,214	0,230	-0,122	0,244
Ekonomske ovire za URE (povprečje)	0,326	0,293	0,240	0,315
Druge ovire za URE (povprečje)	-0,0403	0,263	-0,205	0,276
Notranji spodbujevalci za URE (povprečje)	0,329	0,294	0,284	0,335
Zunanji spodbujevalci za URE (povprečje)	-0,546*	0,305	-0,322	0,361
Ekonomske ovire za OVE (povprečje)	-0,388	0,320	-0,439	0,352
Tehnološke ovire za OVE (povprečje)	0,208	0,268	-0,218	0,305
Regulativne ovire za OVE (povprečje)	-0,211	0,323	0,483	0,345
Družbene in okoljske vire za OVE (povprečje)	0,107	0,245	0,110	0,266
Konstanta	-0,293	0,996	-2,344*	1,203
Število opazovanj	270		270	

D – dummy oziroma nepravna spremenljivka; *, **, *** - Stopnje značilnosti 0,10, 0,05 in 0,01.

Po drugi strani pa majhna podjetja močneje kot srednje velika podjetja zaznavajo nekatere ovire za naložbe v OVE, kot so nizka donosnost naložbe in skriti stroški. Ostala podjetja bolj kot predelovalna podjetja zaznavajo ovire, kot so pomanjkanje finančnih sredstev ter pomanjkanje energetskih standardov in certifikatov, slednja pa bolj zaznavajo pomanjkanje potrebnega znanja in ozaveščenosti o pomenu energije v podjetju. Energetsko neintenzivna podjetja bolj kot energetsko intenzivna podjetja zaznavajo ovire za naložbe v OVE, kot so prenizke subvencije, negotovost glede prihodnji cen energije in donosnosti naložb.

5 Sklep

Naša študija dopolnjuje obstoječe znanje na več načinov. Njeni rezultati dajejo osnovo za primerjavo dejavnikov obeh vrst naložb. Ugotovimo lahko na primer, da bodo podjetja, ki imajo v lasti svoje zgradbe in uporabljajo energetske nasvete in preglede, bolj verjetno vlagala tako v URE kot v OVE. Pomen lastništva prostorov nakazuje pomembno vlogo deljenih spodbud (*split incentives*), pri energetskih investicijah, saj je motivacija bistveno manjša v primeru najema poslovnih prostorov. Rezultati poudarjajo tudi pomen energetskih nasvetov in pregledov na odločitve za energetsko učinkovite investicije. Lahko sklepamo, da ta sistem deluje in bi ga bilo potrebno le še okrepiti.

Raziskovalno in razvojno usmerjena podjetja bodo izboljšave iskala v investicijah v URE prej kot v OVE, kar priča o njihovem stroškovno učinkovitem pogledu na investicije v energetsko učinkovitost. Po drugi strani pa prisotnost strokovnega znanja o energiji in/ali zaposlovanje ljudi na področju energije v podjetju daje prednost investicijam v OVE, ki za energetske strokovnjake verjetno predstavljajo zelen prehod na čisto energijo. Prav tako smo odkrili, da je pri investicijah v URE in OVE prisoten šibek učinek izrivanja oziroma in da se podjetja odločajo bodisi za eno bodisi za drugo vrsto investicij. Tako rezultati te študije dajejo odgovore na vprašanje, katere dejavnike je treba spodbujati in katere omejevati v skupni energetski politiki za izboljšanje URE in večjo uporabo OVE. Na ta način bi lahko cilje na obeh področjih dosegli hitreje brez neželenih interakcij.

Literatura in viri

1. Allcott, H., & Greenstone, M. (2012). Is there an energy efficiency gap? *Journal of Economic Perspectives*, 26 (1), 3-28.
2. Cagno, E., & Trianni, A. (2013). Exploring drivers for energy efficiency within small-and medium-sized enterprises: first evidences from Italian manufacturing enterprises. *Applied Energy*, 104, 276-285.
3. Cagno, E., Worrell, E., Trianni, A., & Pugliese, G. (2013). A novel approach for barriers to industrial energy efficiency. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19, 290-308,
4. Evropska komisija (2021). SMEs, social economy enterprises, crafts and liberal professions Fit for 55 – Turning the Challenges into Opportunities. Retrieved 17.8.2022 from <https://www.eesc.europa.eu/en/our-work/opinions-information-reports/opinions/smes-social-economy-enterprises-crafts-and-liberal-professions-fit-55>.
5. Gerarden, T., Newell, R., & Stavins, R. (2017). Assessing the energy-efficiency gap. *Journal of Economic Literature*. 55 (4), 1486-1525
6. Greene, W.H. (2000). *Econometric Analysis (fourth ed.)*, Prentice Hall International, Inc., New Jersey
7. Hrovatin, N., Cagno, E., Dolšak, J., & Zorić, J. (2021). How important are perceived barriers and drivers versus other contextual factors for the adoption of energy efficiency measures: An empirical investigation in manufacturing SMEs *Journal of Cleaner Production*, 323, 129123.
8. Jaffe A.B., & Stavins N. (1994). The energy-efficiency gap—what does it mean? *Energy Policy* 22 (10), 804–810.
9. Segarra-Blasco, A., & Jove-Llopis, E., (2019). Determinants of energy efficiency and renewable energy in european smes. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 8(2), 117-139.
10. Solnørdal, M.T., & Foss, L. (2018). Closing the Energy Efficiency Gap—A Systematic Review of Empirical Articles on Drivers to Energy Efficiency in Manufacturing Firms. *Energies*, 11(3), 518.
11. Sorrell S. (2004). *The economics of energy efficiency: barriers to cost-effective investment*. Cheltenham: Edward Elgar.
12. Sorrell S., Mallett A., & Nye S. (2011) Barriers to industrial energy efficiency: a literature review. Working paper 10/2011. Vienna: UNIDO (SPRU, University of Sussex).
13. Wüstenhagen, R., & Menichetti, E. (2012). Strategic choices for renewable energy investment: Conceptual framework and opportunities for further research. *Energy Policy*. 40, 1-10.

MANAGEMENT EMISIJ V OGLJIKOVO INTENZIVNIH PODJETJIH: ANALIZA UČINKOV EU ETS IN ŠTUDIJA PRIMERA

Simon Čadež

*Ekonomska fakulteta, Univerza v Ljubljani
Kardeljeva ploščad 17, 1000 Ljubljana
simon.cadez@ef.uni-lj.si*

Tjaša Selič

*Steklarna Hrastnik d.o.o.
Cesta 1. maja 14, 1430 Hrastnik
selic.97.tjasa@gmail.com*

POVZETEK

Preprečevanje klimatskih sprememb predstavlja enega največjih izzivov človeštva. Ključ do rešitve problema klimatskih sprememb je zmanjšanje antropogenih emisij TGP, predvsem CO₂, katerega glavni vir sta sektorja energetike in industrije. Ker je problem globalen, je bila že leta 1992 sprejeta Konvencija ZN o podnebni spremembah s ciljem preprečiti nevarno vmešavanje ljudi v podnebni sistem. V boju proti klimatskih spremembam je najbolj napredna svetovna jurisdikcija EU, ki je leta 2005 vpeljala sistem trgovanja z emisijami EU ETS, ki vključuje približno 10.000 največjih ogljikovih onesnaževalcev v EU. Študija ima dva cilja. Prvi cilj je preučiti efektivnost EU ETS pri dejanskem zmanjševanju emisij CO₂, ločeno za zgorevalne in procesne emisije (energetski sektor je vir zgolj zgorevalnih emisij, medtem ko je industrija vir tako zgorevalnih kot procesnih emisij). Drugi cilj je preučiti strategije zmanjševanja emisij v slovenskem ogljikovo intenzivnem podjetju, ki ima tako zgorevalne kot procesne emisije. Analiza gibanja emisij CO₂ pri udeležencih sistema EU ETS kaže, da se celotne emisije trendno zmanjšujejo (od preko 2 milijardi ton v letu 2005 na 1,3 milijarde ton v letu 2021), a različno po sektorjih. Celotno zmanjšanje namreč prihaja na račun zgorevalnih emisij (torej pretežno iz energetskega sektorja), medtem ko so se procesne emisije v preučevanem obdobju celo nekoliko povečale. Študija podjetja iz steklarske panoge kaže, da v podjetju zasledujejo raznovrstne strategije zmanjševanja emisij. V preteklosti je bil prvenstveni cilj zmanjšanje emisij na enoto produkta (ne celotnih emisij), saj podjetje zasleduje strategijo rasti proizvodnje. Zmanjšanje je bilo doseženo na račun zgorevalnih emisij, medtem ko v procesne še niso resno zagrizli.

Ključne besede: Management emisij, ogljikovo intenzivna podjetja, EU ETS

1 Uvod

Preprečevanje klimatskih sprememb predstavlja enega največjih izzivov človeštva (IPCC, 2014). Ključ do rešitve problema klimatskih sprememb je zmanjšanje antropogenih emisij TGP, predvsem CO₂ (Ramanathan & Feng, 2008), katerega glavni vir sta sektorja energetike in industrije (Čadež, Czerny, & Letmathe, 2019). Ker je problem globalen, je bila že leta 1992 sprejeta Konvencija ZN o podnebni spremembah s ciljem preprečiti nevarno vmešavanje ljudi v podnebni sistem. V boju proti klimatskih spremembam je najbolj napredna svetovna jurisdikcija EU, ki je leta 2005 vpeljala sistem trgovanja z emisijami EU ETS (EU Emissions Trading Scheme). Ta vključuje približno 10.000 največjih ogljikovih onesnaževalcev v EU, ki proizvedejo približno polovico vseh emisij CO₂ (Czerny & Letmathe, 2017).

EU ETS je fleksibilen tržni mehanizem s pokrovom. Pokrov pomeni, da je omejena zgolj agregatna količina emisij vseh udeležencev sheme. Fleksibilen in tržen pa je mehanizem zato, ker vključenim podjetjem omogoča izbiro, da bodisi zmanjšajo emisije CO₂ ali zanje plačajo, kar je zanje bolj učinkovito (Čadež & Czerny, 2016). Sistem je od svoje implementacije prešel čez 4 faze. Prva faza,

2005-2007, je bila faza učenja, emisijski kuponi pa so bili udeležencem sheme podeljeni brezplačno v višini njihovih ocenjenih emisij. V drugi fazi, od 2008-2012, so bili kuponi še vedno pretežno podeljeni (cca 90%), a je Evropska komisija zmanjšala količino izdanih kuponov glede na prvo fazo. V tretji fazi od 2013 do 2020 je bila postavljena zgornja meja emisij na ravni EU, ki se je vsako leto zmanjševala, delež podeljenih kuponov pa se je zmanjšal. V četrti fazi, od 2021-2030, je brezplačna podelitev kuponov predvidena samo še za ranljive sektorje, za večino kuponov pa je predvidena prodaja (Czerny & Letmathe, 2017). Cilj EU je do leta 2050 doseči ogljikovo nevtralnost.

Raziskave kažejo, da je vpeljava sistema EU ETS pomembno vplivala na strategije ogljikovo intenzivnih podjetij za zmanjševanje emisij CO₂, ter da je pomemben dejavnik strategij izvor emisij (Cadez & Czerny, 2010, 2016; Cadez et al., 2019; Cadez & Guilding, 2017). Daleč najpomembnejša vira emisij sta zgorevanje fosilnih goriv (t.i. zgorevalne emisije) in konverzija drugih ogljikovih materialov (npr. apnenec, železova ruda, kalcit) v proizvode (t.i. procesne emisije) (Cadez & Czerny, 2016). Zgorevalne emisije nastajajo tako v energetskem kot industrijskem sektorju, kadar se pridobiva energija z zgorevanjem fosilnih goriv. Procesne emisije nastajajo zgolj v industrijskem sektorju (cementarne, železarne, steklarne, itd). Industrija je torej vir obeh vrst emisij, zgorevalnih in procesnih (Cadez & Guilding, 2017).

Cadez in Guilding (2017) ugotavljata, da so za ogljikovo intenzivna podjetja procesne emisije veliko trši oreh kot zgorevalne emisije. Zgorevalne emisije so v preteklosti zmanjševala z menjavo fosilnih goriv (plin namesto premoga), bolj učinkovitimi zgorevalnimi napravami ter prehodom na obnovljive vire. Za procesne emisije pa podjetja navajajo, da jih pri zdajšnji stopnji tehnologije ni moč zmanjšati, ampak bodo potrebne bolj radikalne strategije, kot so iznajdba substitutov za ogljikovo bazirane proizvode (cement, železo, steklo, itd) ali zajem CO₂.

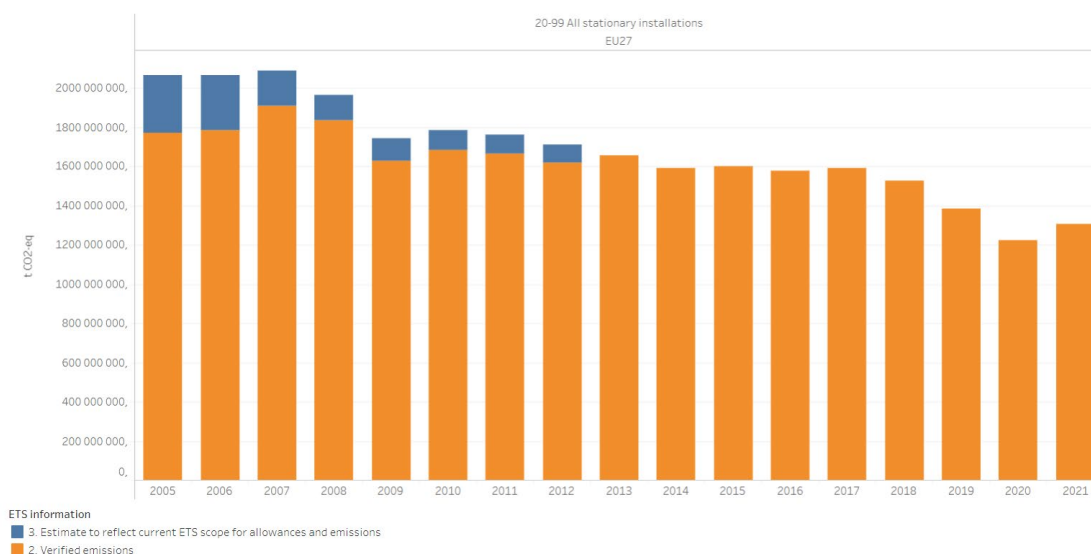
Študija ima dva cilja. Prvi cilj je preučiti učinkovitost EU ETS pri dejanskem zmanjševanju emisij CO₂, ločeno za zgorevalne in procesne emisije. Drugi cilj je preučiti strategije zmanjševanja emisij v slovenskem ogljikovo intenzivnem podjetju s področja steklarstva, ki ima tako zgorevalne kot procesne emisije.

2 Efektivnost EU ETS pri zmanjševanju emisij

EU ETS je bila implementirana leta 2005. Prvo obdobje je bilo omejeno zgolj na velike naprave, in sicer energetika, proizvodnja železa in jekla, nekovinska proizvodnja (cement, steklo, keramika) in druge dejavnosti. V prvi fazi vključenih približno 10.000 podjetij je predstavljalo približno polovico vseh emisij CO₂ v EU (Abreu, Freitas, & Rebouças, 2017). V prvih 3 letih je bilo razdeljenih 2.190 milijonov emisijskih kuponov (en kupon ustreza eni toni CO₂) letno, kar je približno ustrezalo ocenjeni agregatni višini emisij udeležencev sheme (kot se je kasneje izkazalo, je bilo agregatno podeljenih več kuponov, kot je bilo emisij, čeprav so nekatere države in sektorji dobili manj kuponov, kot so imeli emisij).

Zaradi primerjave emisij po letih je pomembno vedeti, da udeležba v shemi EU ETS po trgovalnih obdobjih in letih ni fiksna, saj so se v času spreminjale tako geografska pokritost sheme kot vključenost sektorjev. V drugem trgovalnem obdobju so se tako shemi priključile tudi nekatere nečlanice EU (Islandija, Norveška) in Hrvaška. V tretjem trgovalnem obdobju je bila pomembna sprememba vključitev sektorja letalstvo. Še večja kot na ravni držav in sektorjev je seveda fluktuacija udeležencev sheme na ravni posameznih podjetij. Tako kot v vsakem naravnem ciklu nekatera podjetja ugasnejo ali zamenjajo dejavnost in izstopijo iz sheme, ali pa se rodijo nova in vstopijo v shemo, če za to izpolnjujejo pogoje. Z namenom primerljivosti je to fluktuacijo potrebno upoštevati, saj sicer lahko dobimo izkrivljeno sliko.

Slika 1: Gibanje emisij CO₂ v EU ETS v obdobju 2005 do 2021 po letih



Vir: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/dashboards/emissions-trading-viewer-1>.

Slika 1 kaže, da se emisije CO₂ v EU trendno zmanjšujejo. Če so v letu 2005 znašale slabi 2,1 milijarde ton (prilagojeno za trenutni obseg sheme EU ETS za namen primerljivosti), so v letu 2021 znašale približno 1,3 milijarde ton, kar predstavlja znižanje v višini skoraj 40%. V letu 2020 so bile emisije še nižje kot v letu 2021 (cca 1,2 milijarde ton), a je veliko znižanje emisij v letu 2020 v pretežni meri posledica zaustavitvev gospodarstev in javnega življenja zaradi ukrepov proti pandemiji COVID (Bajra, Aliu, Aver, & Čadež, 2022), ne pa načrtnih strategij za zmanjšanje emisij. Podobno velja za leto 2009, ko je veliko znižanje moč pripisati svetovni gospodarski krizi in zmanjšanju obsega dejavnosti, ne pa načrtnim strategijam zmanjšanja emisij.

Slika 2 nadalje prikazuje razrez emisij po sektorjih od leta 2010 dalje. Iz razreza je razvidno, da zmanjševanje emisij po sektorjih ni enako. Največja zmanjšanja so dosežena v sektorju zgorevalne emisije (torej sektor energetika in zgorevalni del emisij v sektorju industrija), ki so se zmanjšale s približno 1,2 milijarde ton v letu 2010 na približno 0,8 milijarde ton v letu 2021 (zmanjšanje za približno tretjino).

Slika 2: Gibanje emisij CO₂ v EU ETS v obdobju 2010 do 2021 po sektorjih po letih



Vir: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/dashboards/emissions-trading-viewer-1>.

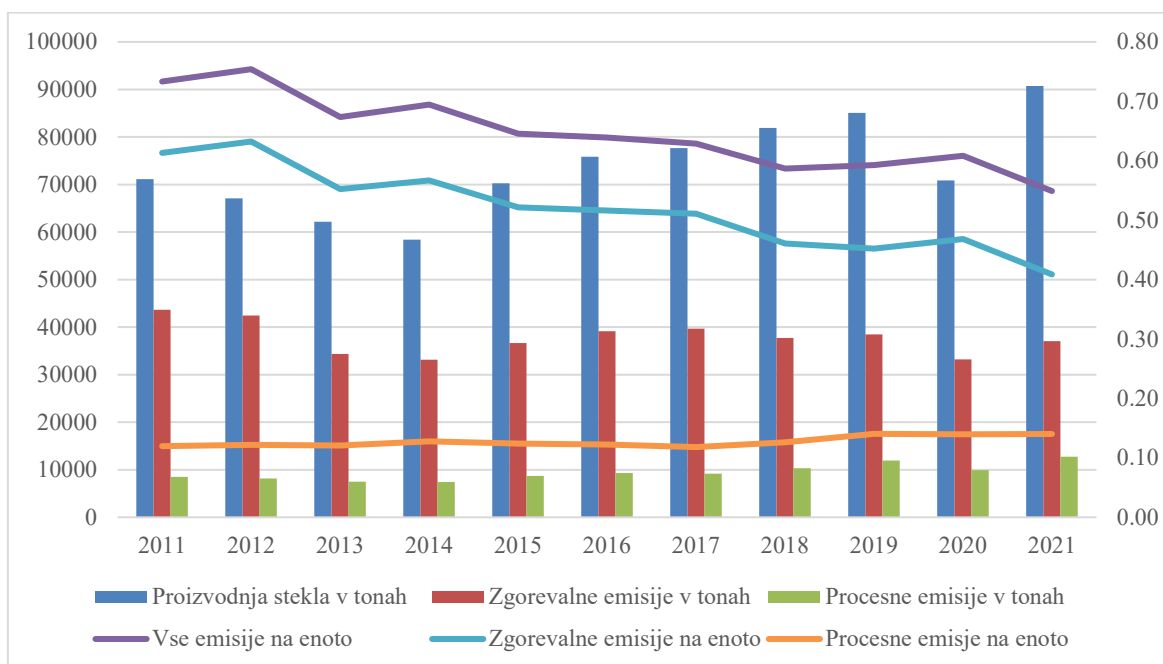
V sektorju aviacija so emisije v letih 2010 in 2011 ničelne zato, ker se je sektor vključil v shemo šele v letu 2012. V tem letu so bile emisije približno 72 mio ton, v letu 2013 je sledil močan upad na 44 mio ton, nato pa so se trendno emisije spet povečevale do leta 2019, ko so dosegle 65 mio ton. V letu 2020 (25 mio ton) in 2021 (27 mio ton) je sledil močan upad emisij kot posledica ukrepov proti pandemiji COVID, ki so še posebej močno prizadeli sektor aviacije (Bajra et al., 2022). Povedano drugače, podatka za leto 2020 in 2021 nista reprezentativna, saj je moč pričakovati močno povečanje obsega emisij, ko se bodo potovalne razmere spet normalizirale.

Najslabše se je odrezal sektor procesne emisije v industriji. Te emisije so se namreč v obdobju 2010 do 2021 celo povečale, in sicer iz 489 mio ton v letu 2010 na 509 mio ton v letu 2021 (približno 4%). Skozi celotno obdobje so te emisije relativno stabilne na ravni približno pol milijarde ton CO₂ letno.

3 Strategije zmanjševanja emisij v steklarskem podjetju

Glavna dejavnost Steklarne Hrastnik je proizvodnja votlega stekla, čeprav proizvajajo tudi druge vrste stekla. Glavni poslovni enoti sta Vitrum in Special, ki pokrivata segment embalažno steklo (manj donosen segment namizno steklo je bil leta 2020 opuščeno). Pri proizvodnji taljenega stekla nastajajo emisije CO₂, NO_x, prahu, SO₂ in HF. Emisije CO₂ nastajajo pri zgorevanju fosilnih goriv (zgorevalne emisije) ter pri pretvorbi karbonatnih surovin v steklo (procesne emisije). Zaradi velikega obsega emisij CO₂ je podjetje že od vsega začetka vključeno v shemo EU ETS. Slika 3 prikazuje gibanje obsega proizvodnje in emisij po letih.

Slika 3: Gibanje obsega proizvodnje in emisij CO₂ v Steklarni v obdobju 2011 do 2021



Vir: Steklarna Hrastnik, 2022.

Iz slike 3 izhaja, da je Steklarna v letu 2011 proizvedla dobrih 70.000 ton stekla. Nato je obseg proizvodnje upadal do leta 2014 (približno 58.000 ton), potem pa naraščal do leta 2019 (približno 85.000 ton). V letu 2020 je sledil občuten upad na 70.000 ton (posledica pandemije COVID in remonta peči, ki je trajal 3 mesece), v letu 2021 pa rekordna proizvodnja 90.000 ton. Zgorevalne emisije so v letu 2011 znašale približno 44.000 ton (0,61 na enoto), nato pa sledile s podobnim trendom kot obseg proizvodnje, a z nižjo stopnjo rasti (izjema je leto 2018, ko so se emisije zmanjšale kljub povečanju obsega proizvodnje). Leta 2021 so zgorevalne emisije znašale približno 37.000 ton (0,41 na enoto). Procesne emisije so v letu 2011 znašale 8.500 ton (0,12 na enoto), nato pa sledile trendu obsega proizvodnje, a za razliko od zgorevalnih emisij z višjo stopnjo rasti, do končne vrednosti 12.700 ton (0,14 na enoto).

Steklarna Hrastnik je v preteklosti zgorevalne emisije iz naslova taljenja stekla zmanjšala blizu optimalnim v okviru ogljikove paradigme. Kot gorivo uporablja zemeljski plin, ki je od vseh fosilnih goriv najbolj energijsko učinkovit. Najboljšo razpoložljivo tehnologijo uporablja tudi pri kotlu, vključno s kisikovo pečjo, ki je približno 20 % bolj učinkovita od konvencionalne tehnologije, zato so nadaljnje izboljšave znotraj ogljikove paradigme težko dosegljive. Bodoče strategije so usmerjene v implementacijo hibridnih peči, kjer se zemeljski plin kot vir energije delno nadomesti z elektriko, še dlje v prihodnosti pa na popolno odpravo uporabe fosilnih goriv. Podjetje že ima sončno elektrarno, ki pa zaenkrat pokriva samo manjši del potreb.

Trši oreh so bile v preteklosti procesne emisije, ki so se na enoto celo povečale. V podjetju so v manjšem obsegu začeli uporabljati zunanje črepinje (recikliran material, ki pa zmanjšujejo kvaliteto izdelka), a osnovne surovine še vedno ostajajo ogljikovodiki: kalcit, dolomit in soda. Obstaja sicer hipotetična možnost menjave ogljikovih surovin z neogljikovimi, a te še niso komercializirane, prav tako pa steklarske peči še niso prilagojene na neogljikove surovine. Zmanjševanje procesnih emisij je bilo v preteklosti nekoliko na stranskem tiru tudi zato, ker je bilo ceneje nižati emisije iz naslova zgorevanja.

4 Sklep

Analiza gibanja emisij CO₂ pri udeležencih sistema EU ETS kaže, da se celotne emisije trendno zmanjšujejo (od preko 2 milijardi ton v letu 2005 na 1,3 milijarde ton v letu 2021), a različno po sektorjih. Sektorska analiza kaže, da praktično celotno zmanjšanje prihaja na račun zgorevalnih emisij (torej pretežno iz energetskega sektorja), medtem ko so se procesne emisije v preučevanem obdobju celo nekoliko povečale (od slabih pol milijarde ton v letu 2010 na dobre pol milijarde ton v letu 2021).

Študija podjetja iz steklarske panoge kaže, da v podjetju zasledujejo raznovrstne strategije zmanjševanja emisij. V preteklosti je bil prvenstveni cilj zmanjšanje emisij na enoto produkta (ne celotnih emisij), saj podjetje zasleduje strategijo rasti proizvodnje. Z uporabo najboljše razpoložljive tehnologije so občutno zmanjšanje dosegli pri zgorevalnih emisijah, medtem ko se procesne emisije povečujejo ne samo absolutno, ampak celo na enoto.

Tako makro analiza EU ETS sheme kot študija primera steklarne kažeta, da so ogljikovo intenzivna podjetja dosegla občutna zmanjšanja zgorevalnih emisij. Veliko trši oreh zaenkrat ostajajo procesne emisije, saj se te ne zmanjšujejo. To je moč pripisati dvema vzrokoma. Prvič, rast obsega proizvodnje pogosto izniči (marginalne) izboljšave v ogljikovi učinkovitosti, in drugič, za zmanjšanje procesnih emisij bo potrebno najti nadomestne materiale, ki ne temeljijo na ogljikovodikih, in redefinirati proizvodne procese, kar predstavlja dokaj radikalno prekinitev s strategijo poslovanja kot običajno (Cadez & Guilding, 2017).

Literatura in viri

1. Abreu, M. C. S. d., Freitas, A. R. P. d., & Rebouças, S. M. D. P. (2017). Conceptual model for corporate climate change strategy development: Empirical evidence from the energy sector. *Journal of Cleaner Production*, 165(Supplement C), 382-392.
2. Bajra, U. Q., Aliu, F., Aver, B., & Čadež, S. (2022). COVID-19 pandemic-related policy stringency and economic decline: was it really inevitable? *Economic Research-Ekonomska Istraživanja*, in press.
3. Cadez, S., & Czerny, A. (2010). Carbon management strategies in manufacturing companies: An exploratory note. *Journal for East European Management Studies*, 15(4), 348-360.
4. Cadez, S., & Czerny, A. (2016). Climate change mitigation strategies in carbon-intensive firms. *Journal of Cleaner Production*, 112, 4132-4143.
5. Cadez, S., Czerny, A., & Letmathe, P. (2019). Stakeholder pressures and corporate climate change mitigation strategies. *Business Strategy and the Environment*, 28(1), 1-14.
6. Cadez, S., & Guilding, C. (2017). Examining distinct carbon cost structures and climate change abatement strategies in CO₂ polluting firms. *Accounting, Auditing & Accountability Journal*, 30(5), 1041-1064.
7. Czerny, A., & Letmathe, P. (2017). Eco-efficiency: GHG reduction related environmental and economic performance. The case of the companies participating in the EU Emissions Trading Scheme. *Business Strategy and the Environment*, 28(6), 791-806.
8. IPCC. (2014). *Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability*. Cambridge: Cambridge University Press.
9. Ramanathan, V., & Feng, Y. (2008). On avoiding dangerous anthropogenic interference with the climate system: Formidable challenges ahead. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 105(38), 14245-14250.

DEJAVNIKI, KI VPLIVAJO NA ENERGETSKO UČINKOVITE OBNOVE V STANOVANJSKEM SEKTORJU: UČINKOVITOST SISTEMA SUBVENCIONIRANJA V SLOVENIJI

Janez Dolšak

Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva pl. 17, 1000 Ljubljana
janez.dolsak@ef.uni-lj.si

Nevenka Hrovatin

Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva pl. 17, 1000 Ljubljana
nevenka.hrovatin@ef.uni-lj.si

Jelena Zorić

Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva pl. 17, 1000 Ljubljana
jelena.zoric@ef.uni-lj.si

POVZETEK

Poti doseganja zadostne ravni energetske učinkovitosti v sektorju gospodinjstev niso vedno preproste. Energetske politike v industrijsko razvitih državah se že vrsto let soočajo z vprašanjem, kako povečati energetske učinkovitosti sektorja gospodinjstev. Obstoječo vrzel v energetske učinkovitosti v tem sektorju povzročajo predvsem tržne nepopolnosti in neracionalne vedenjske navade gospodinjstev uporabnikov. Finančne ovire v gospodinjstvu so bile prepoznane kot najpomembnejše pri odločanju o energetske učinkovitih obnovah domov, finančne spodbude pa označene kot njihov najbolj zaželen spodbujevalec. Ta študija ocenjuje učinkovitost leta 2009 uvedenega programa subvencioniranja gospodinjstev za energetske učinkovite obnove stavb v Sloveniji. Na retrospektivnih panelnih podatkih za 6.882 slovenskih gospodinjstev, ki zajemajo obdobje od 2006 do 2014, je ocenjen regresijski model diskretne izbire. Cilj te študije je ugotoviti dejavnike, ki vplivajo na odločitve slovenskih gospodinjstev za energetske učinkovite obnove svojih domov in preučiti učinkovitost programa subvencioniranja. Rezultati razkrivajo, da so odločilni dejavniki za izvedbo energetske učinkovitih obnov finančno stanje gospodinjstva, pretekle obnove, lokacija stavbe, starost in vrsta stavbe ter pasivna gradnja stavbe. Odločilni dejavnik investicij v energetske učinkovitost je tudi povprečna temperatura v regiji, BDP na prebivalca in cene stanovanj. Študija nadalje ugotavlja, da se je sistem subvencioniranja v obdobju med 2009 in 2011 izkazal za neučinkovitega, medtem ko je bil le-ta učinkovit v obdobju med 2012 in 2014. Ta študija s podrobno identifikacijo in razkritjem dejavnikov, ki vplivajo na energetske učinkovite obnove domov, prispeva k oblikovanju ustreznih energetske politik za spodbujanje energetske učinkovitih obnov.

Ključne besede: Energetske učinkovite obnove, vedenje gospodinjstev, modeli diskretne izbire

1 Uvod

Stanovanjski sektor Evropske unije (EU) porabi 27,2 % končne energije (Eurostat, 2019a) in je odgovoren za 24 % emisij CO₂ (Eurostat, 2019b), za kar je v večini odgovorno ogrevanje stavb. V Sloveniji pa so stanovanja v povprečju tudi dokaj stara in razpršeno locirana. Glede na podatke registra nepremičnin in podatkovne baze Odyssee, je bilo v Sloveniji leta 2014 kar 30,4% stanovanjskih stavb zgrajenih pred letom 1945, 21,3% med letoma 1945 in 1969 in 17,9% med letoma 1970 in 1979. Te številke uvrščajo Slovenijo v zgornjo polovico držav EU glede na starost stanovanjskih stavb. Najbolj izstopa delež najstarejših stavb, ki je kar četrti najstarejši v EU (Evropska komisija, 2020). V letu 2013 je bilo 60,7% stavb enostanovanjskih, le 18,7% stavb pa je bilo lociranih v urbanih okoljih. Vse to kaže na veliko razdrobljenost stanovanjskih stavb, za obnove

katerih so potrebna izdatnejša finančna sredstva na gospodinjstvo, kot so v primeru večstanovanjskih stavb.

Ovire za energetske učinkovite obnove pa so lahko tudi tržne, vedenjske ali merske narave. Njihova posledica je tako imenovana »vrzel v energetske učinkovitosti«, ki predstavlja vrzel med naložbenimi priložnostmi in njihovo dejansko izvedbo, ki bi bila tudi ekonomsko upravičena (npr. pregled Gerardena et al., 2017). V praksi so ovire običajno visoki začetni investicijski stroški (Bjørneboe et al., 2018) in pomanjkanje informacij o koristih in različnih možnostih učinkovite rabe energije (Klößner in Nayum, 2017). Za namene izkoriščanja potenciala varčevanja z energijo, ki je bil odkrit v stanovanjskem sektorju (Levine et al., 2007), so industrializirane države že v sedemdesetih letih prejšnjega stoletja začele uvajati ukrepe energetske politike, kot so sistemi davčnih dobropisov, subvencionirani energetske pregledi in energetske obnove, ki bi spodbudili investicije v energetske učinkovitost. Na podlagi ugotovitev preteklih študij, energetske politike danes ponujajo rešitve predvsem za odpravo ugotovljenih ovir in krepijo ugotovljene spodbujevalce za energetske učinkovite obnove (Laes et al., 2018). Med ukrepi pa so se subvencije izkazale za najbolj učinkovite za spodbujanje energetske učinkovitih obnov (Hrovatin in Zorić, 2018).

Cilj naše raziskave je dvojen: prvič, identificirati dejavnike, ki vplivajo na odločitve slovenskih gospodinjstev za energetske učinkovite obnove svojih domov, in drugič, ugotoviti, ali je shema javnih subvencij Eko sklada učinkovita pri spodbujanju energetske učinkovitih prenov slovenskih gospodinjstev, ali pa je prisoten učinek zastojkarstva kot so pokazale nekatere študije za druge države EU (Grösche et al., 2013; Nauleau, 2014).

2 Teoretično ozadje in raziskovalni okvir

Spodbujanje energetske učinkovitih obnov v stanovanjskem sektorju je eden ključnih ukrepov Evropske unije. V skladu s tem je v okviru Zelenega dogovora (angl. *Green Deal*) Evropska komisija v letu 2020 predstavila strategijo Val prenov (angl. *Renovation wave*), ki vsebuje akcijski načrt s konkretnimi regulativnimi, finančnimi in podpornimi ukrepi za podvojitev energetske prenov stavb do leta 2030. Gre za revizijo zadnje dopolnitve direktive o energetske učinkovitosti iz leta 2018, v skladu s katero države EU na eni strani ozaveščajo o rabi energije z obveznostjo vgradnje sistemov individualnega merjenja in obračuna toplote v stavbah, ki se ogrevajo s sistemi centralnega ogrevanja ali iz virov daljinskega ogrevanja/hlajenja, na drugi strani pa spodbujajo zamenjavo ogrevalnih sistemov in obnove stavb z več podpornimi mehanizmi.

Pregled literature v tej študiji se osredotoča na študije, ki preučujejo vplive ukrepov politike in ustreznost njihovih načrtov izvedbe na odločitve za obnove stavb, zlasti njihovo učinkovitost. Med ukrepi politike je bila ugotovljena vloga informacij, zlasti svetovanja kot sredstva za premagovanje finančnih ovir, in fiskalnih spodbud (npr. subvencij, davčnih dobropisov in rabatov ter nižjih obrestnih mer), čeprav je njihov učinek v literaturi večkrat nasprotujoč (Pettifor et al., 2015; Brambilla et al., 2018; Laes et al., 2018). Za zagotovitev učinkovitosti politike je potrebno oceniti stopnjo odziva gospodinjstev na te politike. Pregledane študije se osredotočajo na identifikacijo zastojkarstva, ki se nanaša na situacije, ko subvencija ni mišljena kot odločilni dejavnik, temveč kot dodatna ugodnost k predhodno sprejeti odločitvi o obnovi. V takšnih primerih bi se gospodinjstva za obnovo odločila tudi brez subvencije (Alberini et al., 2014). Pri ocenjevanju učinkovitosti ukrepov je zato treba upoštevati učinek zastojkarstva, saj le-ta zmanjšuje učinkovitost energetske politik, ki spodbujajo energetske učinkovitost (Olsthorn et al., 2017), in povzroča izgubo družbene blaginje (Boomhower in Davis, 2014).

Stroškovna učinkovitost subvencij je bila ocenjena v več študijah, saj so subvencije običajen ukrep politike za spodbujanje naložb gospodinjstev v energetske učinkovitost v industrializiranih državah. Vendar pa je njihova učinkovitost v literaturi pogosto pod vprašajem, predvsem zaradi že omenjenega učinka zastojkarstva in učinka dohodka, ki spodbuja posameznike k nakupu večjih aparatov, ko se njihov dohodek poveča, in drugih možnih težav, povezanih z oblikovanjem

programov subvencioniranja. Problem zastojkarstva je raziskovalo več avtorjev za različne vrste obnov, pri čemer smo se mi osredotočili na energetske učinkovite obnove zunanega ovoja stavbe (Grösche in Vance, 2009; Grösche et al., 2013; Nauleau, 2014; Dubois in Allacker, 2015).

3 Metode in podatki

Za oceno vpliva dejavnikov energetske učinkovitih obnov v gospodinjstvih smo uporabili logit model z naključnimi učinki, ki je zaradi binarne vrednosti odvisne spremenljivke in konstantnih vrednosti nekaterih pojasnjevalnih spremenljivk v času najprimernejša izbira. Model je naslednji:

$$P(Y_{it} = 1|T_t, EkoS_t, X_{it}, u_i) = \frac{e^{\alpha + \sum_{t=2006}^{2008} \gamma_t T_t + \sum_{t=2010}^{2014} \delta_t EkoS_t + \beta X'_{it} + u_i}}{1 + e^{\alpha + \sum_{t=2006}^{2008} \gamma_t T_t + \sum_{t=2010}^{2014} \delta_t EkoS_t + \beta X'_{it} + u_i}}$$

kjer je $P(Y_{it} = 1|T_t, EkoS_t, X_{it}, u_i)$ verjetnost obnove za gospodinjstvo i v času t , X_{it} je vektor opazovanih pojasnjevalnih spremenljivk, β vektor koeficientov, ki jih je potrebno oceniti, in u_i , vektor neznanih individualnih učinkov. Po predpostavki, sta X_{it} in u_i neodvisna, zato nadalje predpostavimo, da je u_i neodvisno in normalno porazdeljen ($u_i|X_{it} \sim N(0, \sigma_u^2)$). T_t in $EkoS_t$ sta binarni spremenljivki, kjer označuje T_t obdobje pred uvedbo programa subvencioniranja Eko sklada in $EkoS_t$ obdobje po uvedbi tega programa. Model je ocenjen s cenilko največjega verjetja.

V naši analizi uporabljamo podatke iz dveh raziskav o porabi energije v gospodinjstvih v Sloveniji, ki ju je izvedel Statistični urad Republike Slovenije (SURS) v letih 2010 in 2014 in skupaj obsegajo 6882 gospodinjstev. Reprezentativnost vzorca zagotavlja SURS. V vsaki raziskavi je bilo gospodinjstvom zastavljenih več vprašanj o njihovi porabi energije v stanovanjih in o vrstah energetske učinkovitih obnov, ki so jih izvedla v prejšnjih letih. Natančneje, prvi del ankete vsebuje vprašanja o socialno-ekonomskih značilnostih gospodinjstev in značilnostih stanovanj (vrsta stavbe, glavni vir energije za ogrevanje, starost stavbe itd.), drugi del pa vsebuje informacije o njihovih obnovah stavb (energetske učinkovita izdelava fasade, menjava oken in izolacija podstrešja) in o morebitnih finančnih spodbudah Eko sklada. Na podlagi pridobljenih podatkov smo oblikovali retrospektivni panel v obdobju od leta 2006 do leta 2014 (9 let).

Primerjava vzorcev raziskav iz let 2010 in 2014 kaže podobne stopnje obnov v preteklosti. 58,1 % gospodinjstev v vzorcu iz leta 2010 je obnovilo svoje stanovanje na energetske učinkovit način ali drugače), medtem ko je bil v vzorcu 2014 ta delež nekoliko višji (61,7 %). V vzorcu iz leta 2010 je 43,8 % gospodinjstev svoje stanovanje prenovilo na energetske učinkovit način. Glede na vrsto obnove je 39,3 % gospodinjstev zamenjalo okna z energijsko varčnimi, 12,1 % gospodinjstev je obnovilo fasado z izolacijo, 8,6 % gospodinjstev pa je obnovilo izolacijo podstrešja. V vzorcu iz leta 2014 so te stopnje nekoliko višje. 50,7 % gospodinjstev je svoje stanovanje obnovilo na energetske učinkoviti način, pri čemer se je 43,3 % gospodinjstev lotilo energetske učinkovite zamenjave oken, 22,8 % gospodinjstev je obnovilo fasado z izolacijo, 9,8 % gospodinjstev pa se je odločilo za obnovo podstrešja z izolacijo.

4 Rezultati

Rezultati logit modela z naključnimi učinki so prikazani v Tabeli 1. Za oceno ustreznosti modela smo izvedli test kvocienta logaritemskega verjetja (*angl. Log-Likelihood ratio test*), ki se uporablja za primerjavo obstoječega modela z modelom brez pojasnjevalnih spremenljivk, da bi s tem preverili, ali so vključene pojasnjevalne spremenljivke smiselne. Testna statistika z vrednostjo 194,17 in p -vrednostjo $<0,001$ nakazuje, da je ničelna hipoteza, da so vsi koeficienti v modelu enaki nič, zavrnjena in da je splošno veljavnost modela mogoče potrditi.

Tabela 1: Rezultati logit modela z naključnimi učinki

Spremenljivke	Logit model z naključnimi učinki	
	Mejni učinki	Standardne napake
<i>Letni dummyji oz. nepravne spremenljivke (ref. 2008)</i>		
2006	<i>Izpuščena kategorija</i>	
2007	-0,0113	0,0032
2008	<i>Referenčna kategorija</i>	
2009 * Eko sklad	0,0065**	0,0032
2010 * Eko sklad	-0,0037	0,0029
2011 * Eko sklad	-0,0015	0,0040
2012 * Eko sklad	0,0206***	0,0050
2013 * Eko sklad	0,0019	0,0041
2014 * Eko sklad	<i>Izpuščena kategorija</i>	
Značilnost gospodinjstev		
<i>Finančni status</i>	<0,0001***	<0,0001
<i>Tip gospodinjstva (D za eno-gospodinjska)</i>	-0,0019	0,0040
<i>Število članov gospodinjstva</i>	0,0007	0,0009
<i>Število članov gospodinjstva do 18 let</i>	-0,0014	0,0015
<i>Registrirana poslovna aktivnost (D)</i>	-0,0030	0,0027
<i>Obnove v preteklosti (D)</i>	-0,0106***	0,0027
<i>Stroški za ogrevanje (letno v EUR na m²)</i>	<-0,0001	0,0001
<i>Stroški za elektriko (EUR na leto)</i>	<0,0001	<0,0001
<i>Lokacija (D za urbano)</i>	0,0078***	0,0021
Značilnosti stavb		
<i>Starost stavbe (v letih)</i>	<0,0001***	<0,0001
<i>Tip stavbe (D za enostanovanjsko stavbo)</i>	-0,0123***	0,0022
<i>Velikost stanovanja (m²)</i>	<-0,0001	<0,0001
<i>Centralni sistem ogrevanja (D)</i>	-0,0017	0,0012
<i>Pasivna stavba (D)</i>	-0,0360***	0,0045
Regionalne in državne značilnosti		
<i>Temperatura (regionalna)</i>	-0,0024***	0,0008
<i>BDP p.c.(realni) (državna)</i>	<0,0001***	<0,0001
<i>Cene stanovanj (indeks glede na leto 2008) (državna)</i>	0,0007***	0,0002

D – dummy oziroma nepravna spremenljivka; *, **, *** - Stopnje značilnosti 0,10, 0,05 in 0,01.

Rezultati kažejo, da izmed značilnosti gospodinjstev, po pričakovanjih, boljše finančne stanje gospodinjstva povečuje verjetnost obnove stanovanja. Pozitiven vpliv na obnove ima tudi lokacija v urbanem okolju, kar je verjetno zaradi dostopnosti izvajalcev obnov in/ali zaradi praviloma višjih cen energije v teh okoljih. Pričakovano je tudi, da gospodinjstva, ki so v bližnji preteklosti izvedla energetske učinkovite obnove, tega ne bodo kmalu ponovila, saj so za tovrstne investicije običajno potrebni višji finančni izdatki, zmanjša pa se tudi pričakovan učinek dodatne obnove.

Izmed značilnosti stavb na verjetnost energetske učinkovite investicije pozitivno vpliva starost stavbe, ki je zaradi nizkih standardov energetske učinkovitosti večja motivacija za obnove. Enostanovanjske hiše so manj verjetno obnovljene v primerjavi z večstanovanjskimi stavbami, kjer je strošek obnove na posamezno gospodinjstvo praviloma manjši in zato obnove lažje dosegljive. Pričakovano je tudi, da lastniki pasivnih hiš zaradi že zelo visoke energetske učinkovitosti njihove

stavbe ne vidijo bistvene prednosti dodatnih energetske učinkovitih obnov oziroma tovrstna obnova ni potrebna.

Višji bruto domači proizvod (realni) na prebivalca v povprečju povečuje finančne zmožnosti gospodinjstev in ponudbo storitev na trgu in posledično, po pričakovanjih, pozitivno vpliva na verjetnost obnov. Prav tako tudi visoke cene stanovanj, odvrtačajo gospodinjstva od nakupov in usmerjajo proti obnovam obstoječih stavb. Po pričakovanjih tudi v povprečju višja regionalna temperatura zmanjšuje motivacijo za energetske učinkovite obnove, medtem ko je ta v regijah z nižjo povprečno temperaturo večja.

Nadalje smo na podlagi ocenjenih mejnih učinkov nepravilnih spremenljivk za leta, ki predstavljajo vpliv prisotnosti subvencij Eko sklada, preverili, ali imajo te statistično značilen vpliv na energetske učinkovite obnove oziroma je prisoten učinek zastojkarstva.

Tabela 2: Preverjanje prisotnosti zastojkarstva

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Zabeležena stopnja obnov (%)	4,98	5,14	4,43	6,33	5,45	5,48
Zabeležena stopnja subvencij Eko sklada (%)	1,75	8,19	26,92	25,81	28,13	38,51
Ocenjeni mejni učinki Eko sklada	0,0065	-0,0037	-0,0015-	0,0206	0,0019	
Standardna napaka	0,0032	0,0029	0,0040	0,0050	0,0041	
Prisotnost zastojkarstva	Ne	Da	Da	Ne	Da	Da

Iz Tabele 2 lahko vidimo, da je v prvem letu subvencij (2009) bil zaznan statistično značilen pozitiven vpliv prisotnosti subvencij na izvajanje energetske učinkovitih obnov. Ta je bil zaznan tudi v letu 2012, ko so bili v povprečju ocenjeni tudi največji mejni učinki, kar sovpada s povečanjem višine izplačanih sredstev. V teh dveh letih tako ni bilo zaznati učinka zastojkarstva in lahko sklepamo, da je bila politika subvencioniranja učinkovita, medtem ko je bila v ostalih letih politika neučinkovita.

5 Sklep

Ta študija podaja oceno učinkovitosti programa subvencioniranja Eko sklada, uvedenega leta 2009, pri spodbujanju energetske učinkovitih obnov gospodinjstev. Pri tem smo uporabili regresijski logit model z naključnimi učinki in retrospektivne panelne podatke, zbrane iz dveh presečnih raziskav o rabi energije v slovenskih gospodinjstvih, ki ju je izvedel slovenski Statistični urad (SURS) v letih 2010 in 2014.

Naše ugotovitve kažejo na pozitiven učinek subvencij Eko sklada na verjetnost za energetske učinkovite obnove v prvem letu po uvedbi ukrepa, ter v letu 2012, ko se je povečal delež subvencij. Manjši učinek ukrepa politike v letih 2010 in 2011 je morda posledica gospodarske recesije. Čeprav smo pri ocenjevanju nadzorovali za gospodarske razmere, morda nismo mogli v celoti zajeti učinka gospodarske krize, ki je med drugim prispevala k odloženim obnovam. V letu 2009, uvodnem letu, so gospodinjstva najverjetneje investirala na podlagi prihrankov, medtem ko so ti v naslednjih letih pošli oziroma so se gospodinjstva zaradi negotovih gospodarskih razmer odločila, da obnovo odložijo. Posledično se je politika v obdobju 2010–2011 izkazala za neučinkovito. V letu 2012 so subvencije spodbudile obnove, po tem letu pa je ponovno prisoten učinek zastojkarstva, saj bi se gospodinjstva investicije izvedla tudi brez prejetih subvencij.

Literatura in viri

1. Alberini, A., Bigano, A., & Boeri, M. (2014). Looking for free riding: energy incentives and Italian homeowners. *Energy Efficiency*, 7(4), 571-590.
2. Bjerneboe, M.G., Svendsen, S., & Heller, A. (2018). Initiatives for the energy renovation of single-family houses in Denmark evaluated on the basis of barriers and motivators. *Energy and Buildings*, 167, 347-358.
3. Boomhower, J., & Davis, L.W. (2014). A credible approach for measuring inframarginal participation in energy efficiency programs. *Journal of Public Economics*, 113, 67-79.
4. Brambilla, A., Salvalai, G., Imperadori, M., & Sesana, M. M. (2018). Nearly zero energy building renovation: From energy efficiency to environmental efficiency, a pilot case study. *Energy & Buildings*, 166, 271-283.
5. Bravo, G., Pardalis, G., Mahapatra, K., & Mainali, B. (2019). Physical vs. Aesthetic Renovations: Learning from Swedish House Owners. *Buildings*, 9(12).
6. Dubois, M., & Allacker, K. (2015). Energy savings from housing: Ineffective renovation subsidies vs efficient demolition and reconstruction incentives. *Energy Policy*, 86, 697-704.
7. Eurostat. (2019a). Energy consumption and use by households. Pridobljeno 20.8.2022 iz <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/-/DDN-20190620-1>.
8. Eurostat. (2019b). Greenhouse gas emission statistics - carbon footprints. Pridobljeno 9.8. 2022 iz https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Greenhouse_gas_emission_statistics_-_carbon_footprints#Carbon_dioxide_emissions_associated_with_EU_consumption.
9. Evropska komisija. (2020): EU Buildings Factsheets. Pridobljeno 3.8.2022 iz https://ec.europa.eu/energy/eu-buildings-factsheets_en
10. Gerarden, T., Newell, R., & Stavins, R. (2017). Assessing the energy-efficiency gap. *Journal of Economic Literature*, 55 (4), 1486-1525.
11. Grösche, P., & Vance, C. (2009). Willingness to Pay for Energy Conservation and FreeRidership on Subsidization: Evidence from Germany. *The Energy Journal*, 30(2), 135-153.
12. Grösche, P., Schmidt, C., & Vance, C. (2013). Identifying free-riding in home renovation programs using revealed preference data. *Journal of Economics and Statistics (Jahrbuecher fuer Nationaloekonomie und Statistik)*, 233(5-6), 600–618.
13. Hrovatin, N., & Zorić, J. (2018). Determinants of energy-efficient home retrofits in Slovenia: The role of information sources. *Energy and Buildings*, 180, 42-50.
14. Klöckner, C.A., & Nayum, A. (2017). Psychological and structural facilitators and barriers to energy. *Energy*, 140, 1005-1017.
15. Laes, E., Mayeres, I., Renders, N., Valkering, P., & Verbeke, S. (2018). How do policies help to increase the uptake of carbon reduction measures in the EU residential sector? Evidence from recent studies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94, 234-250.
16. Levine et al. (2007). Residential and commercial buildings. V B. Metz, O. Davidson, P. Bosch, R. Dave, & L. (. Meyer, *Climate Change 2007: Mitigation*. Cambridge: Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press.
17. Nauleau, M.-L. (2014). Free-riding on tax credits for home insulation in France: An econometric assesment using panel data. *Energy Economics*, 46, 78-92.
18. Olsthoorn, M., Schleich, J., Gassmann, X., & Faure, C. (2017). Free riding and rebates for residential energy efficiency upgrades: A multi-country contingent valuation experiment. *Energy Economics*, 68, 33-44.
19. Pettifor, H., Wilson, C., & Chrysochoidis, G. (2015). The appeal of the green deal: Empirical evidence for the influence of energy efficiency policy on renovating homeowners. *Energy Policy*, 161–176.

RETROSPECTIVE PANEL DATA EVIDENCE ON THE IMPACT OF SOCIAL CAPITAL AND HOUSING-RELATED LIFESTYLE ON ENERGY-EFFICIENT RETROFITS IN SLOVENIA

Ivana Jovović

Ekonomska fakulteta Univerze v Ljubljani, Kardeljeva ploščad 17, 1000 Ljubljana, Slovenija
ivana.jovovic@ef.uni-lj.si

Andreja Cirman

Ekonomska fakulteta Univerze v Ljubljani, Kardeljeva ploščad 17, 1000 Ljubljana, Slovenija
andreja.cirman@ef.uni-lj.si

Nevenka Hrovatin

Ekonomska fakulteta Univerze v Ljubljani, Kardeljeva ploščad 17, 1000 Ljubljana, Slovenija
nevenka.hrovatin@ef.uni-lj.si

Jelena Zorić

Ekonomska fakulteta Univerze v Ljubljani, Kardeljeva ploščad 17, 1000 Ljubljana, Slovenija
jelena.zoric@ef.uni-lj.si

ABSTRACT

In this paper, we explore the role of social capital and housing-related lifestyle (HRL) in fostering energy-efficient household retrofits (EEREN) in Slovenia and study potential barriers and drivers to EEREN in households. Using data from an online survey conducted in August 2020, we constructed a retrospective panel data set comprised of 2,537 households from Slovenia. Results of discrete choice models with random effects show that high income levels, the respondent's age, age of the dwelling, previously performed retrofits, and availability of subsidies appear as drivers, while high regional temperatures and negative GDP growth work as barriers to EEREN. We find that social capital and HRL are also important determinants of EEREN. Certain dimensions of HRL, such as energy-saving behavior and proclivity to 'do-it-yourself' home maintenance and repairs, act as drivers of EEREN. The same is true for variables related to social capital, namely ease of agreement among residents and the formal organization of the building. A policy mix of further education and information campaigns, subsidies, and measures that affect the formal organization of the building and promote community building is required to address the various barriers to EEREN.

Keywords: social capital, housing-related lifestyle, energy-efficient retrofits, retrospective panel data

1 Introduction

The JRC Technical report (Filippidou and Jimenez Navarro, 2019) on achieving the cost-effective energy transformation of Europe's buildings highlights that almost 75% of the EU building stock is energy inefficient according to current building standards. At the same time, only 0.4 to 1.2% of the EU building stock is being retrofitted each year, with slight differences between member states. A huge potential for cost-effective household energy savings has been identified (Held et al., 2014) and it can be achieved, among other measures, through EEREN, which according to different scholars (Ashrafian et al., 2016; Felius et al., 2020) are an essential tool to this goal. However, the potential for energy savings remains largely unrealized, leading to an energy efficiency gap.

In Slovenia, 65.8% of the building stock are single-dwelling or double-dwelling houses, mostly detached houses in rural areas (SURS, 2018). 80.8% of the total number of occupied dwellings were owner-occupied, showing that a majority of the population are homeowners (SURS, 2018). More than 40% of the total number of single-family houses were built before the 1980s and classified in low energy-efficiency grades F and G, which means that they are inefficient according to current building standards (Strategy, 2021). Aside from this challenge, there is also the problem of joint ownership, especially in multi-dwelling buildings, where the majority of tenants must agree for the energy-efficient retrofit to occur. Through various aid schemes, financial incentives, and other measures to promote household energy efficiency, Slovenia aims to address the energy efficiency gap in the residential sector. A specialized public fund named Eko sklad was established and via this fund, Slovenia introduced a program of subsidies and preferential loans in 2009 to promote EEREN. To improve the Eko sklad's work, ENSVET, a network of energy counseling offices offering free-of-charge advice on EEREN, was also founded. With this research, we aim to contribute to the discussion on the determinants of EEREN by providing evidence on additional aspects of retrofit decisions, that have not been addressed in previous studies.

2 Literature review

A vast body of literature tackles the topic of EEREN, ranging from retrofit policy rationale (Kerr et al., 2017), evaluating the economic potential of EEREN (Amstalden et al., 2007), and investigating numerous determinants of EEREN (Achtnicht and Madlener, 2014; Azizi et al., 2019; Broers et al., 2019; Camarasa et al., 2021; Curtis et al., 2018; Dolšak et al., 2020; Felius et al., 2020; Gamtessa, 2013; Gram-hanssen, 2018; Hrovatin and Zorić, 2018; Michelsen and Madlener, 2012; Nair et al., 2010; Trotta, 2018; Wilson et al., 2015), including **socio-economic factors** (such as age, income, and education), **building or dwelling characteristics** (i.e. surface of the dwelling, age of the building, location, climate), **information sources and advice**, **policy impacts** and **macroeconomic indicators**. In addition to the factors we listed, this paper attempts to establish the role of certain novel concepts in explaining EEREN – **social capital** and **HRL**.

Social capital, more traditionally explored in sociology, refers to features of social organization that can ease coordinated action, such as trust, norms, and networks (Putnam, 1993). We expected to find that living in a well-connected and well-organized community, which can be reflected in harmonious relationships with your neighbors, feeling attached to your neighborhood, but also the presence of a building manager or a renovation fund, will positively influence energy-efficient retrofit decisions. A similar operationalization of social capital variables has been applied in research on renovations in Central and Eastern European countries (Cirman et al., 2013).

Lifestyle research originates in sociology. Giddens defined lifestyle as a more or less integrated set of practices that an individual embraces, not only because such practices fulfill utilitarian needs, but because they give material form to a particular narrative of self-identity (1991). The same author defines different lifestyle sectors as a “time-space slice of an individual’s overall activities, within which a reasonably consistent and ordered set of practices is adopted and enacted” (Giddens, 1991). Recently, domain-specific lifestyle research has found its place also in energy-efficiency literature, as in the case of interesting research by Thøgersen, who has operationalized HRL and asserted its importance in achieving energy savings (Thøgersen, 2017). His research has shown that HRL segmentation can be used for better targeted energy-saving campaigns.

3 Method, model, and data

In modeling the households’ energy-efficient retrofit decisions, we employ the random utility theory and the method of revealed preference, referring to the decision to implement energy-efficient retrofit in the respondent’s home in the past. According to the random utility theory, the probability that an individual n opts for an EEREN can be modeled through its utility, that is the individual will choose to perform an energy-efficient retrofit j only if the choice increases his underlying utility. The

individual's utility obtained from performing a retrofit U_{nj} is comprised of V_{nj} , the component of utility we are attempting to estimate and the ε_{nj} , the unknown component. The $V_{nj} = \beta'X_n$ is assumed to be linear in parameters and includes different variables covered in the literature review. The dependent variable $EEREN$ is dichotomous and takes the value of one in the year when the energy-efficient retrofit has taken place and zero otherwise.

We have constructed a longer panel data set from 2000 to 2020 and a shorter panel from 2006 to 2020. This in turn allows for checking the robustness of the obtained results. Since there are very few variables in our dataset with within-subject variation, we opted for the random effects estimator to produce coefficient estimates for time-invariant variables. In a random-effects model, individual-specific effect α_n is a random variable with a specified probability distribution, which is typically a normal distribution and is further assumed to be independent of the residuals ε_{nt} and the covariates X_{nt} . The random-effects model can be represented as follows:

$$EEREN_{nt}^* = X'_{nt}\beta + \alpha_n + \varepsilon_{nt}, \quad (1)$$

where:

$$EEREN_{nt}=1 \text{ if } EEEN_{nt}^*>0,$$

$$EEREN_{nt}=0 \text{ if } EEEN_{nt}^*\leq 0,$$

$EEREN_{nt}$ is the observed investment decision and $EEEN_{nt}^*$ is a latent or index variable, which is not observed and needs to be estimated and where n refers to each respondent so that $n = 1, \dots, 2,537$ and t responds to the year $t = 2006, \dots, 2020$ for the shorter panel and $t = 2000, \dots, 2020$ for the longer panel. We opted for random effects logistic regression with Mundlak correction (Mundlak, 1978) after performing the appropriate diagnostic tests, which have shown the need to adjust and add the panel-level average of our time-varying covariates. This allows for some correlation between individual-specific effects and regressors in the random-effects model.

The data was collected from an online survey conducted in Slovenia in August 2020 with the assistance of a market research agency, to ensure the representativeness of the sample. The survey was conducted as a part of the EU-funded Care4Climate project. The sample includes representatives of 2,537 Slovenian households, economic decision-makers in their respective homes, and either owners or co-owners of their homes. We have included both multi-family and single-family dwellings in the sample.

The inclusion of HRL variables is an important addition to this study. Following Thøgersen (2017), we asked the respondents about various aspects of HRL (see Appendix Table 2) To reduce the dimensionality of our dataset, we have then performed a principal component analysis with varimax rotation. Based on the obtained test statistics for the KMO test of sampling adequacy and Bartlett's test of sphericity we concluded that the data was suitable for PCA analysis (Jolliffe and Cadima, 2016) and identified seven principal components which pertain to different dimensions of HRL: *Privacy (PC1)*, *DIY identity (PC2)*, *Energy-saving behavior (PC3)*, *Functionality and quality (PC4)*, *Participation (PC5)*, *Social life (PC6)* and *Spaciousness (PC7)*. The Cronbach's alphas were also satisfactory (see Appendix Table 4).

4 Results

In Table 1 we present the results of the random-effects logit model. For interpretation purposes, we estimated the average marginal effects for continuous variables, whereas for dummy variables marginal effects denote a change in the probability of energy-efficient retrofit when the dummy value is changed from 0 to 1.

Table 1: Results of the random-effects logit model and estimated marginal effects (M.E.)

Explanatory variables	Retrospective panel 2006-2020				Retrospective panel 2000-2020			
	Coef.	St.Err.	M.E.	St.Err.	Coef.	St.Err.	M.E.	St.Err.
Socio-economic individual and household characteristics								
Gender	0.181***	0.064	0.008***	0.003	0.182***	0.060	0.006***	0.002
Education	0.047	0.058	0.002	0.002	0.050	0.054	0.002	0.002
Age of respondents (adjusted for the panel)	0.153***	0.057	0.006***	0.002	0.077**	0.031	0.003**	0.002
Income base: Below minimal wage								
Between 751 EUR and 1700 EUR	0.218	0.153	0.007	0.005	0.196	0.141	0.005	0.004
Between 1701 EUR and 2500 EUR	0.420***	0.157	0.015***	0.005	0.370**	0.144	0.011**	0.004
2501 EUR and above	0.491***	0.163	0.019***	0.005	0.433***	0.151	0.013***	0.004
Income not reported	0.479***	0.163	0.018***	0.006	0.428***	0.150	0.013***	0.004
First owner dummy	-0.150**	0.066	-0.006**	0.003	-0.157**	0.062	-0.005**	0.002
Loan dummy	0.125**	0.061	0.005**	0.003	0.087	0.056	0.003	0.002
Pro-environmental awareness	-0.048	0.041	-0.002	0.002	-0.046	0.039	-0.002	0.001
Number of household members	-0.003	0.025	-0.000	0.001	0.008	0.023	0.001	0.001
Renovations performed before the year 2000	0.185**	0.087	0.008**	0.004	0.193	0.118	0.007	0.004
Panel-average age (Mundlak correction)	-	0.149***	-	0.006***	-0.068**	0.031	-0.002**	0.001
Building and location characteristics								
Building age (adjusted for the panel)	-0.090	0.057	-0.004	0.002	-0.015	0.028	-0.001	0.001
Multi-apartment building (dummy)	0.045	0.127	0.002	0.005	0.022	0.118	0.001	0.004
Surface of the apartment (in logarithms)	0.246***	0.072	0.010***	0.003	0.218***	0.067	0.008***	0.002
Urban settlement (dummy)	0.059	0.067	0.002	0.003	0.057	0.062	0.002	0.002
The region with the highest temperature (dummy)	-0.355**	0.154	-0.015**	0.006	-	0.395***	-	0.014***
Panel-average building age (Mundlak correction)	0.103**	0.057	0.004**	0.002	0.029*	0.028	0.001*	0.001
Social capital								
Ease of agreement (dummy)	0.321***	0.063	0.013***	0.003	0.281***	0.058	0.009***	0.002
Neighbor projects (dummy)	0.006	0.063	0.000	0.003	0.000	0.058	0.000	0.000
Respondent talks to their neighbors (dummy)	0.109	0.128	0.005	0.005	0.142	0.121	0.005	0.004
Respondent finds the presence of a building	0.379***	0.114	0.016***	0.005	0.333***	0.105	0.011***	0.004

Explanatory variables	Retrospective panel 2006-2020				Retrospective panel 2000-2020			
	manager helpful (dummy)							
No renovation fund (dummy)	-0.623***	0.160	-0.026***	0.007	-0.436***	0.142	-0.015***	0.0049
Housing-related lifestyle								
PC1 - Privacy	0.001	0.022	0.000	0.001	0.012	0.021	0.001	0.001
PC2 – DIY identity	0.035	0.024	0.001	0.001	0.043*	0.022	0.001*	0.001
PC3 – Energy-saving behavior	0.065***	0.025	0.003***	0.001	0.061***	0.023	0.002***	0.001
PC4 – Functionality and quality	-0.021	0.025	-0.001	0.001	-0.016	0.024	-0.001	0.001
PC5 – Participation	0.024	0.026	0.001	0.001	0.008	0.024	0.001	0.0015
PC6 – Social life	0.021	0.027	0.001	0.001	0.022	0.025	0.001	0.001
PC7 - Spaciousness	-0.037	0.027	-0.002	0.001	-0.048*	0.025	-0.002*	0.001
Information sources, policy effects and macroeconomic variables								
Importance of free-of-charge public counseling (scale)	-0.114**	0.047	-0.005**	0.002	-0.093**	0.044	-0.003**	0.001
Negative GDP growth (dummy)	-0.294***	0.061	-0.012***	0.003	-0.280	0.076	-0.01***	0.002
GDP per capita (yearly)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Subsidy program in place (dummy)	0.877***	0.138	0.037***	0.006	0.685	0.108	0.023***	0.004
Constant	-6.392***	0.744			-5.974***	0.666		
Insig2u	-0.868	0.148			-0.988	0.146		
Mean dependent var	0.045				0.037			
Number of obs	38055				53277			
Prob > chi2	0.000				0.000			

Note: *, **, *** – significant at 10%, 5% and 1% significance level, respectively.

To summarize, in addition to identifying drivers of energy-efficient retrofits belonging to a group of socio-economic characteristics (gender, age, income, and loan), building and location characteristics (building's age, the surface of the dwelling, and previously performed renovations) and the availability of subsidy program, we have also established the importance of certain social capital and HRL variables in fostering energy-efficient retrofits. In terms of social capital, it can be said that the ease of agreement among residents and within the household increases the probability of a retrofit because strong networks, harmonious relationships, and established norms within a community facilitate coordinated action within the same community.

To continue, the importance attached to the presence and helpfulness of a building manager, which also appears significant as a driver, suggests that a building's formal organization also contributes to the achievement of community goals. When it comes to HRL, individuals with pronounced energy-saving behavior and DIY proclivity are those that are more likely to perform an energy-efficient retrofit. It is not surprising that these individuals would be more inclined to undertake this type of household project as they are concerned about the energy cost and environmental impact of their home and have a hands-on approach to home maintenance and repairs.

In contrast, the identified barriers to energy-efficient retrofits include negative GDP growth, lack of information, residing in the region with the highest average temperature, and being the first owner of real estate. Commenting on social capital, we found the lack of a renovation fund to be an

important barrier. Concerning HRL, attaching a high value to spaciousness is also found to negatively impact energy-efficient retrofits. The result is not surprising because, given the budget constraint, such individuals would more likely trade-off energy efficiency for more space.

5 Conclusions

Results of this study show that although social capital and housing-related lifestyle are significant determinants of energy-efficient retrofits, other barriers and determinants must also be considered to provide a more complete and clearer picture. We aimed to show that social capital facilitates the achievement of certain goals, that would be unattainable in its absence. In this regard, fostering good relationships and trust within a dwelling is important to easily reach an agreement and facilitate coordinated action of residents. This argues for community-building as a tool for achieving better outcomes in residential energy-efficiency measures. Further, the existence of a formal and functioning organization within a building (for instance, having a building manager and a renovation fund) could encourage energy-efficient retrofits. Promoting energy-saving behavior through education and information measures could lead to an increase in energy-saving habits which in turn would have a positive impact on energy-efficient retrofits. Further, the availability of demonstration projects may encourage individuals with DIY preferences to undertake an energy-efficient retrofit.

We conclude that a policy mix is required to tackle different aspects of energy-efficient retrofits. Such policy mix should include further campaigns on the topics of residential energy efficiency, demonstration projects, subsidies, preferential loans, tax rebates, and measures that concern the building's formal organization and foster community building to tackle all relevant barriers in the process of deciding to perform energy-efficient retrofits

Acknowledgements

This research was sponsored by the Slovenian Research Agency (Research Programme P5-0117) and LIFE IP CARE4CLIMATE Project (LIFE17 IPC/SI/000007).

References

1. Achtnicht, M., Madlener, R., 2014. Factors influencing German house owners' preferences on energy retrofits. *Energy Policy* 68, 254–263. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2014.01.006>
2. Amstalden, R., Kost, M., Nathani, C., Imboden, D.M., 2007. Economic potential of energy-efficient retrofitting in the Swiss residential building sector: The effects of policy instruments and energy price expectations - ScienceDirect
3. Ashrafian, T., Yilmaz, A.Z., Corgnati, S.P., Moazzen, N., 2016. Methodology to define cost-optimal level of architectural measures for energy efficient retrofits of existing detached residential buildings in Turkey. *Energy and Buildings* 120, 58–77. <https://doi.org/10.1016/J.ENBUILD.2016.03.074>
4. Azizi, S., Nair, G., Olofsson, T., 2019. Analyzing the house-owner's perceptions on benefits and barriers of energy renovation in Swedish single-family houses. *Energy and Buildings* 198, 187–196. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2019.05.034>
5. Broers, W.M.H., Vasseur, V., Kemp, R., Abujidi, N., Vroon, Z.A.E.P., 2019. Decided or divided? An empirical analysis of the decision-making process of Dutch homeowners for energy renovation measures. *Energy Research & Social Science* 58, 101284. <https://doi.org/10.1016/J.ERSS.2019.101284>
6. Camarasa, C., Kalahasthi, L.K., Sanchez-d, I., Rosado, L., Hennes, L., Bienge, K., Hamilton, I., 2021. Energy-Efficient Retrofit Measures (EERM) in Residential Buildings : An Application of Discrete Choice Modelling 1–29.
7. Cirman, A., Mandič, S., Zorić, J., 2013. Decisions to Renovate: Identifying Key Determinants in Central and Eastern European Post-socialist Countries. *Urban Studies* 50, 3378–3393. <https://doi.org/10.1177/0042098013482509>

8. Curtis, J., McCoy, D., Aravena, C., 2018. Heating system upgrades: The role of knowledge, socio-demographics, building attributes and energy infrastructure. *Energy Policy* 120, 183–196. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.05.036>
9. Dolšak, J., Hrovatin, N., Zorić, J., 2020. Factors impacting energy-efficient retrofits in the residential sector: The effectiveness of the Slovenian subsidy program. *Energy and Buildings* 229. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.110501>
10. Felius, L.C., Dessen, F., Hrynyszyn, B.D., 2020. Retrofitting towards energy-efficient homes in European cold climates: a review. *Energy Efficiency* 13, 101–125. <https://doi.org/10.1007/s12053-019-09834-7>
11. Filippidou, F., Jimenez Navarro, J.P., 2019. Achieving the cost-effective energy transformation of Europe's buildings, Publications Office of the European Union. <https://doi.org/10.2760/278207>
12. Gamtessa, S.F., 2013. An explanation of residential energy-efficiency retrofit behavior in Canada. *Energy and Buildings* 57, 155–164. <https://doi.org/10.1016/J.ENBUILD.2012.11.006>
13. Giddens, A., 1991. *Modernity and self-identity: Self and society in the late modern age*. Stanford university press.
14. Gram-hanssen, K., 2018. Local strategies to promote energy retrofitting of single-family houses 1955–1970.
15. Held, A., Ragwitz, M., Eichhammer, W., Sensfuss, F., Pudlik, M., Pfluger, B., Resch, G., Olmos, L., Ramos, A., Rivier, M., Kost, C., Senkpiel, C., Peter, F., Veum, K., Slobbe, J., Joode, de, Jeroen, 2014. Estimating energy system costs of sectoral RES and EE targets in the context of energy and climate targets for 2030 111.
16. Hrovatin, N., Zorić, J., 2018. Determinants of energy-efficient home retrofits in Slovenia: The role of information sources. *Energy and Buildings* 180, 42–50. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.09.029>
17. Jolliffe, I.T., Cadima, J., 2016. Principal component analysis: A review and recent developments. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*. <https://doi.org/10.1098/rsta.2015.0202>
18. Kerr, N., Gouldson, A., Barrett, J., 2017. The rationale for energy efficiency policy: Assessing the recognition of the multiple benefits of energy efficiency retrofit policy. *Energy Policy* 106, 212–221. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.03.053>
19. Long-term energy renovation strategy for 2050, 2021. [WWW Document]. URL https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/sl_ltrs_2020_en.pdf (accessed 15.4.2022)
20. Michelsen, C.C., Madlener, R., 2012. Homeowners' preferences for adopting innovative residential heating systems: A discrete choice analysis for Germany. *Energy Economics* 34, 1271–1283. <https://doi.org/10.1016/J.ENECO.2012.06.009>
21. Mundlak, Y., 1978. On the Pooling of Time Series and Cross Section Data. *Econometrica* 46, 69–85. <https://doi.org/10.2307/1913646>
22. Nair, G., Gustavsson, L., Mahapatra, K., 2010. Factors influencing energy efficiency investments in existing Swedish residential buildings. *Energy Policy* 38, 2956–2963.
23. NECP, Integrated National Energy And Climate Plan Of The Republic Of Slovenia 2020. [WWW Document]. URL https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/si_final_necp_main_en.pdf (accessed 14.5.2022)
24. Putnam, R.D., 1993. *Making democracy work*, The Civil Society Reader. <https://doi.org/10.2307/2606285>
25. SURS, 2018. *Dwellings, Slovenia* [WWW Document]. URL <https://www.stat.si/StatWeb/en/news/Index/8160> (accessed 11.4.2022)
26. Thøgersen, J., 2017. Housing-related lifestyle and energy saving: A multi-level approach. *Energy Policy* 102, 73–87. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.12.015>
27. Trotta, G., 2018. The determinants of energy efficient retrofit investments in the English residential sector. *Energy Policy* 120, 175–182. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.05.024>

28. Wilson, C., Crane, L., Chrysochoidis, G., 2015. Why do homeowners renovate energy efficiently? Contrasting perspectives and implications for policy. *Energy Research and Social Science*. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2015.03.002>

Appendix

Table 2: Explanatory variables and descriptive statistics

Explanatory variables	Mean	Std. Dev.	Min	Max
Socio-economic individual and household characteristics				
Gender of the respondent (0 – female or 1 – male)	0.484	0.500	0	1
Education level of respondents (1 – elementary school or lower to 3 – University degree or higher)	2.472	0.534	1	3
Age of respondents (years)	46.989	13.445	18	86
Monthly income (in EUR)	1957	8589	500	3500
Monthly income not reported (dummy)	0.158	0.364	0	1
Loan dummy	0.557	0.497	0	1
First owner dummy	0.496	0.500	0	11
Pro-environmental awareness (measured on a scale from 1 to 7)	5.470	1.050	1	7
Number of household members	3.130	1.370	1	10
Renovations performed before the year 2000 (dummy)	0.047	0.210	0	1
Building and location characteristics				
How old is the building (years)	42.078	19.523	4	75
Type of housing (dummy for multi-dwelling housing)	0.379	0.485	0	1
The surface of the dwelling (in square meters)	120.2	74.2	25	500
Urban settlement dummy	0.586	0.492	0	1
The region with the highest average temperature in Slovenia (dummy)	0.048	0.215	0	1
Social capital				
Ease of agreement (dummy)	0.504	0.500	0	1
Respondent knows their neighbors (on a scale from 1 – one of them to 3 – almost all of them)	2.715	0.477	1	3
Respondent finds the presence of a building manager helpful (dummy)	0.265	0.441	0	1
No reserve fund (dummy)	0.056	0.230	0	1
Neighbors participated in a project together (dummy)	0.543	0.498	0	1
Housing-related lifestyle¹				
PC1 – Privacy	0	1.683	-9.497	3
PC2 – DIY identity	0	1.615	-7.171	3.147
PC3 – Energy-saving behavior	0	1.537	-5.814	3.795
PC4 – Functionality and quality	0	1.461	-5.624	3.098
PC5 – Participation	0	1.379	-4.406	3.718
PC6 – Social life	0	1.343	-5.439	3.297
PC7 – Spaciousness	0	1.256	-5.244	3.747
Information sources, policy effects, and macroeconomic variables				
Negative GDP growth (dummy for the years 2009, 2012, and 2013)	0.267	0.442	0	1
GDP per capita (in EUR)	19.039	2.039	15.676	23.165
Subsidy program in place (dummy for the years after subsidies were introduced – 2009 and after)	0.867	0.330	0	1
The importance attached to free-of-charge public counseling (scale from 1 to 4)	3.296	0.656	1	4

Source: authors' own calculation, 2022

Table 3: Descriptive statistics of variables used for principal component analysis

Variable	Mean	Std.Dev.	Min	Max	PC
The spaciousness of my home is very important.	5.564	1.279	1	7	PC7
The bigger the apartment, the better.	4.072	1.631	1	7	PC7
It is important that my housing costs are as low as possible.	6.131	1.133	1	7	/
The proximity of green areas is very important.	6.242	1.037	1	7	/
The functionality of my home is very important.	5.986	1.030	1	7	PC4
The functionality of a home is more important than its aesthetics.	5.448	1.274	1	7	PC4
The quality of my home is more important than its size and cost.	5.537	1.240	1	7	PC4
Our home is an ideal place to spend quality family time.	5.843	1.193	1	7	PC1
My home is the first and most important haven for my family.	6.277	1.015	1	7	PC1
I value the privacy of my home.	6.380	0.896	1	7	PC1
My home is my mansion, where I set the rules.	5.629	1.403	1	7	PC1
My friends' visits to my home are an important aspect of my social life.	4.567	1.654	1	7	PC6
My friends and I often talk about our homes.	4.066	1.594	1	7	PC6
It is important to me that my home reflects my social status.	3.748	1.703	1	7	PC6
When I buy things for my home, I compare prices to get the most value for my money.	5.982	1.106	1	7	/
It is important to me that everything in my home is of the highest quality.	4.510	1.431	1	7	PC2
I read magazines and articles in which I get inspiration for future purchases and improvements to my home.	4.203	1.794	1	7	PC2
All members of the family have a say in furnishing the home.	5.548	1.434	1	7	PC5
In our family, we do housework together.	5.222	1.530	1	7	PC5
I routinely do the necessary repairs and maintenance, as well as gardening according to the time of the year.	5.354	1.396	1	7	PC2
I routinely check to see if anything in my home needs repair.	4.743	1.599	1	7	PC2
My home is equipped with tools for necessary repairs.	5.542	1.367	1	7	PC2
I think that maintaining a home is a man's job.	4.064	1.841	1	7	PC2
I use the washing machine or dishwasher only when it is full.	4.352	0.806	1	5	PC3
I turn off the lights when I leave the room.	4.557	0.692	1	5	PC3
I switch off electrical appliances (TV, PC, etc.) when I am not using them.	3.717	1.201	1	5	PC3
I turn off the air conditioning when I'm not in the room (summer).	3.857	1.461	1	5	PC3
I have a lower temperature setting during the night or periods of absence (heating season).	3.881	1.259	1	5	PC3
I use household appliances (ex. washing machine, dryer, dishwasher) during the lower tariff periods.	3.628	1.160	1	5	PC3

Source: authors' own calculation, 2022

Table 4: Explained variance and Cronbach's alphas of PCs

	PC1 Privacy	PC2 DIY identity	PC3 Energy- saving behavior	PC4 Functionality and quality	PC5 Participation	PC6 Social life	PC7 Spaciousness
Explained variance (%)	10.2%	7.67%	7.58%	7.16%	6.56%	6.42%	5.45%
Cronbach's alpha	0.715	0.675	0.628	0.654	0.676	0.624	0.611

Source: authors' own calculation, 2022

OCENJEVANJE UČINKOVITOSTI CELOTNE PORABE ENERGIJE V STANOVANJSKIH STAVBAH SLOVENSКИH GOSPODINJSTEV

Janez Dolšak

Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva pl. 17, 1000 Ljubljana
janez.dolsak@ef.uni-lj.si

Nevenka Hrovatin

Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva pl. 17, 1000 Ljubljana
nevenka.hrovatin@ef.uni-lj.si

Jelena Zorić

Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva pl. 17, 1000 Ljubljana
jelena.zoric@ef.uni-lj.si

POVZETEK

Za spodbujanje varčevanja z energijo je treba razumeti dejavnike porabe energije in povpraševanja po energiji v gospodinjstvih. Pri tem ne gre za neposredno povpraševanje po energiji, temveč posredno preko povpraševanja po energetskih storitvah, kot so ogrevanje, hlajenje zraka, kuhanje, pranje perila, itd. Prepoznavanje potenciala za prihranek energije je ključni pogoj za uspešno izvajanje ukrepov za zmanjšanje porabe le-te, zato so potrebne zanesljive ocene obstoječih neučinkovitosti. Ker so gospodinjstva v Sloveniji odgovorna za 24 % končne porabe energije, je še posebej pomembno oceniti potencial energetskih prihrankov v gospodinjstvih za zmanjšanje porabe energije. Zato ta študija ocenjuje učinkovitost porabe energije v stanovanjskih stavbah gospodinjstev v Sloveniji, pri čemer razširja predhodne raziskave o oceni učinkovitosti porabe električne energije z upoštevanjem učinkovitosti porabe vseh virov energije, ki se uporabljajo v gospodinjstvih, kar je novost v empiričnih študijah. Pri oceni so uporabljeni podrobni dezagregirani podatki dveh presečnih raziskav Statističnega urada Republike Slovenije, izvedenih v letih 2010 in 2014, na podlagi katerih smo oblikovali vzorec 6.882 slovenskih gospodinjstev. Raziskava vključuje energetske storitve v modelu stohastične mejne funkcije z uporabo Cobb-Douglasove funkcijske oblike. Pri oceni porabe energije se upošteva več značilnosti gospodinjstev zaradi nadzora njihove heterogenosti. Rezultati kažejo, da imajo slovenska gospodinjstva velik potencial za varčevanje z energijo, ki ga lahko dosežejo z zamenjavo energijsko potratnih naprav in s spremenjenimi vedenjskimi vzorci. Študija ugotavlja, da so gospodinjstva pri porabi energije zelo raznolika, ter predlaga možne razlage za to heterogenost v učinkovitosti, kar lahko dodatno prispeva k razumevanju (ne)učinkovitosti v porabi energije gospodinjstev.

Ključne besede: sektor gospodinjstev, energetska učinkovitost, analiza stohastične meje, poraba energije

1 Uvod

Energetska neučinkovitost predstavlja zaradi naraščajočih cen energije veliko finančno breme za gospodinjstva. Ukrepi zmanjševanja porabe energije so zato nujni, pri čemer je poudarek na ukrepih učinkovite rabe energije, ki omogočajo uporabo enake količine energetskih storitev ob zmanjšani porabi energije. Za uspešno izvedbo ukrepov zmanjševanja porabe energije je potrebno prepoznati področja, kjer se potenciali za prihranke energije pojavljajo ter pridobiti zanesljive ocene obstoječih neučinkovitosti rabe energije. Energetska neučinkovitost je lahko posledica uporabe neučinkovitih ogrevalnih sistemov ali energetskih naprav namesto učinkovite opreme ali posledica neoptimalne uporabe gospodinjstevskih aparatov ali ogrevalnih sistemov (Filippini in Hunt, 2015; Alberini in Filippini, 2018). Dejavniki, ki povzročajo energetska neučinkovitost v stanovanjskem sektorju, so

bili obširno obravnavani v ekonomski literaturi, pri čemer so se avtorji opirali na t.i. vrzel v energetske učinkovitosti (Gillingham et al., 2009; Allcott in Greenstone, 2012). Broberg in Kazukauskas (2015) sta na primer razvrstila vzroke za energijsko neučinkovitost stanovanjskih objektov in poudarila vlogo tržnih napak (npr. nedostopnost informacij) in vedenjskih napak (npr. omejena racionalnost).

Slovenski sektor gospodinjstev je bil v letu 2020 odgovoren za porabo skoraj 24% celotne končne energije (Statistični urad RS, 2021). Zlasti velik delež energije v gospodinjstvih je namenjen ogrevanju prostorov (62%), ki mu sledijo raba električne energije za razsvetljavo in električne naprave (17%), za ogrevanje sanitarne vode (16%), za kuhanje (4%) in za hlajenje prostorov (1%). Obstoječe ocene potenciala za energetske prihranke v slovenskih gospodinjstvih znašajo kar 41% za enostanovanjske stavbe in 40% za večstanovanjske stavbe, pri čemer je to ocena idealnega potenciala tj. če bi zamenjali vso notranjo in zunanjo opremo z energetske učinkovito (Ministrstvo za infrastrukturo, 2015).

Namen te študije je oceniti stopnjo energetske učinkovitosti porabe energije v slovenskih gospodinjstvih na podlagi tehnoloških in vedenjskih dejavnikov. V model porabe energije so vključeni vsi viri energije v rezidenčnih stavbah in tako študija pomembno razširja obstoječe raziskave Alberinijeve in Filipinija (2018) ter Boogenove (2017), ki upoštevajo le omejen nabor virov. Z upoštevanjem ne le porabe električne energije in/ali plina v gospodinjstvih, temveč tudi vseh drugih gospodinskih goriv, ki se uporabljajo za zagotavljanje energetske storitev, kot so lesna biomasa, kurilno olje, UNP, daljinska toplota, premog in drugo, tako pomembno prispeva k obstoječi literaturi na področju učinkovite rabe energije v gospodinjstvih.

2 Teoretično ozadje in raziskovalni okvir

Povpraševanje po energiji v gospodinjstvih izhaja iz povpraševanja po energetskih storitvah, kot so topel dom, topla voda, oprana oblačila, kuhani obroki in zabava. V skladu s teorijo proizvodnje (Flaig, 1990; Alberini in Filippini, 2011), gospodinjstva proizvajajo energetske storitve (*outpute*) na način, da kombinirajo *inpute*, tako vire energije (elektrika, lesna biomasa, zemeljski plin, kurilno olje, daljinska toplota itd.) kot energetske naprave (električni aparati, ogrevalni sistemi, hladilni sistemi itd.). Če gospodinjstva za proizvodnjo določene ravni energetske storitev zmanjšajo porabo virov energije in/ali uporabo energetske naprave, to opredeljujemo kot povečanje tehnične učinkovitosti (Farrell, 1957). Nadalje predpostavimo, da lahko gospodinjstva na kratek rok vplivajo le na porabo energije in ne na obseg energetske naprave. S to predpostavko smo izpeljali *inputu*-specifičen model, ki se osredotoča le na učinkovitost porabe virov energije.

Za potrebe merjenja *inputu*-specifične tehnične učinkovitosti smo uporabili podvektorsko Shephardovo funkcijo razdalje med *inputi* (Shephard, 1953). Gre za različico funkcije mejnega področja proizvodnje, ki omogoča vključitev več *outputov*, potrebno v našem primeru, saj obravnavamo več energetske storitve. Funkcija razdalje se prav tako izogne nekaterim klasičnim vedenjskim predpostavkam, kot je maksimiranje dobička in/ali minimiziranje stroškov. Posledično funkcija razdalje ne zahteva informacij o cenah proizvodov, s katerimi v konkretnem primeru ne razpolagamo, saj cene energetske storitve v gospodinjstvih niso preprosto merljive. V skladu s predpostavko *inputu*-specifičnega modela, so vsi drugi *inputi*, razen energije, fiksni. Zaradi predpostavke o fiksnih energetskih napravah, smo model ločeno ocenili za leti 2010 in 2014. Za ocenjevanje podvektorske Shephardove funkcije razdalje smo uporabili analizo stohastične meje, ki se v literaturi pogosto uporablja (npr. Zhou et al., 2012; Boogen, 2017). Gre za parametrično metodo, ki za razliko od neparametričnih metod (npr. metoda podatkovne ovojnice), upošteva tako naključne kot merske napake in s tem povečuje natančnost ocenjene učinkovitosti.

Podobne ocenjevalne metode so uporabili tudi drugi raziskovalci. Na primer, Weyman-Jones et al. (2015) so ocenili učinkovitost porabe električne energije na vzorcu 3.500 gospodinjstev na Portugalskem, anketiranih leta 2008, in ugotovili, da je povprečna učinkovitost približno 60%. Pri

tem so uporabili funkcijo povpraševanja po energetskih *inputih*, ki vključuje tudi podatke o cenah, da bi s tem ocenili ekonomsko učinkovitost (alokacijska in tehnična učinkovitost skupaj). Boogenova (2017) je ocenila učinkovitost porabe električne energije na vzorcu 1.200 gospodinjstev v Švici, anketiranih v letih 2005 in 2010, in ugotovila, da je povprečna učinkovitost med 75 in 80%. Njena raziskava ocenjuje samo tehnično učinkovitost z uporabo podvektorske funkcije razdalje med energetskimi *inputi*. Blasch et al. (2017) so prav tako ocenili učinkovitost porabe električne energije v Švici na panelnem vzorcu 1.994 gospodinjstev v obdobju 2010–2014 in ugotovili, da je povprečna učinkovitost približno 67%. Njihova raziskava prav tako uporablja podvektorsko funkcijo razdalje med energetskimi *inputi*. Naša raziskava se osredotoča na oceno tehnične učinkovitosti, podobno kot pri Boogenovi (2017), saj je težko zagotoviti potrebne podatke o cenah za vse *inpute* in *outpute*, zlasti vrednotenje energetskih storitev, da bi tako lahko upoštevali tudi alokacijsko učinkovitost.

3 Metode in podatki

Model predpostavlja, da vsakemu gospodinjstvu i pripada vektor *inputov* in *outputov*, označen z (EA_i, E_i, ES_i) , kjer so EA_i energetske naprave, E_i energija, in ES_i energetske storitve. Ustrezna Shephardova energetska funkcija razdalje je označena z $D_E(EA_i, E_i, ES_i)$ in skladno z definicijo pove, za kakšen faktor (D_E) lahko zmanjšamo porabo energije E_i , pri čemer z obstoječo tehnologijo in ob nespremenjeni ravni energetskih naprav EA_i še vedno lahko proizvajamo dano raven storitev ES_i . Kvocienent E/D_E tako predstavlja hipotetično porabo energetske učinkovitega gospodinjstva.

Če povzamemo, lahko za gospodinjstvo i izpeljemo naslednjo podvektorsko Shephardovo funkcijo razdalje med energetskimi *inputi* z uporabo Cobb-Douglasove funkcionalne oblike:

$$-\ln(E_i) = \beta_0 + \beta_{EA} \ln(EA_i) + \beta_{HS} \ln(HS_i) + \sum_j \beta_{ES_j} \ln(ES_{ij}) + \gamma Z_i + v_i - u_i, \quad (1)$$

kjer v_i predstavlja slučajno napako, u_i pa nenegativno spremenljivko definirano kot $\ln D_E(EA_i, E_i, ES_i)$, ki je povezano z energetske neučinkovitostjo. HS_i je število oskrbovanih članov gospodinjstva, ki prav tako predstavlja *output*. Z_i so značilnosti gospodinjstva, stanovanja in stavbe, s čimer nadzorujemo razlike v značilnostih gospodinjstev (heterogenost gospodinjstev), ki bi lahko vplivale na različne stopnje učinkovitosti. Raven energetske učinkovitosti gospodinjstva i se izračuna iz komponente neučinkovitosti (u_i):

$$Učinkovitost_i = e^{-\hat{u}_i}. \quad (2)$$

Predstavljeni model smo ocenili na mikropodatkih iz raziskave Poraba energije v gospodinjstvih v Sloveniji, ki jo je izvedel Statistični urad RS (SURS) v letih 2010 in 2014. V letu 2010 je bilo anketiranih 3.945 gospodinjstev, leta 2014 pa 2.937, skupaj torej vzorec velikosti 6.882 gospodinjstev v Sloveniji. Podatki so bili v letu 2010 zbrani s terenskimi anketami in telefonskimi intervjuji, v letu 2014 pa izključno s telefonskimi intervjuji. SURS je zagotovil reprezentativnost vzorca, saj je podvzorce skrbno izbral iz populacije. Podatki vsebujejo informacije o značilnostih stanovanj, socio-demografskih značilnostih gospodinjstev, pa tudi podatke o letni porabi energetskih goriv v gospodinjstvih, o energetskih napravah z njihovimi podrobnimi značilnostmi in njihovi uporabi.

4 Rezultati

Ocene podvektorske Shephardove funkcije razdalje med *inputi* z uporabo pristopa stohastične funkcije mejnega področja so predstavljene v Tabeli 1. Model smo ocenili posebej za oba vzorca iz leta 2010 in iz leta 2014. Za oba modela je bila uporabljena Cobb-Douglasova funkcijska oblika. Navedeni koeficienti predstavljajo elastičnosti prvega reda. Negativni koeficienti *inputov* funkcije razdalje skladno z enačbo (1) kažejo na povečanje, medtem ko pozitivni koeficienti pomenijo

zmanjšanje porabe energije (odvisna spremenljivka je namreč negativna vrednost logaritma porabe energije).

Tabela 1: Rezultati stohastične funkcije mejnega področja

	2010		2014	
	Koeficient	Std. napaka	Koeficient	Std. napaka
<i>Inputi</i>				
Energetske naprave (ln)	0,051	0,067	0,140**	0,071
<i>Outputi</i>				
Velikost gospodinjstva (ln)	-0,183***	0,026	-0,168***	0,027
Storitve ogrevanje (ln)	-0,129***	0,021	-0,124***	0,020
Storitve vroče vode (ln)	0,101***	0,036	0,044	0,050
Storitve hlajenja (ln)	0,013**	0,005	0,012**	0,005
Razsvetljava (ln)	-0,014	0,013	0,004	0,013
Hlajenje hrane (ln)	-0,105***	0,015	-0,112***	0,016
Pranje (ln)	-0,009	0,006	-0,007	0,006
Kuhanje (ln)	0,002	0,007	-0,012	0,008
Zabava (ln)	0,014**	0,006	0,010	0,007
<i>Lastnosti gospodinjstva</i>				
Bivalna površina	-0,001	<0,001	-0,001***	<0,001
Starost stavbe	<-0,001***	<0,001	-0,001***	<0,001
HDD	-0,001*	<0,001	<-0,001	<0,001
Eno-stanovanjska hiša	-0,042*	0,026	-0,083***	0,027
Mesto	0,086***	0,015	0,081***	0,014
Poslovna dejavnost	-0,105***	0,015	-0,136***	0,017
Otroci	<-0,001	0,015	-0,002	0,017
Energetsko-účinkovita obnova	<0,001	0,012	0,033***	0,012
Nizka poraba energije	0,738***	0,019	0,648***	0,018
Konstanta	-8,211***	0,544	-8,958***	0,595
Število opazovanj	3,187		2,619	
Prob > χ^2	<0,001		<0,001	
σ_v	0,233	0,009	0,203	0,011
σ_u	0,389	0,017	0,365	0,020
σ	0,205	0,010	0,175	0,011
λ	1,671	0,024	1,797	0,029
Log verjetja	-955,209		-525,767	

*, **, *** - Stopnje značilnosti 0,10, 0,05 in 0,01.

V našem primeru je ocenjeni koeficient *inputov* za energetske naprave pozitiven, vendar je značilen samo za leto 2014. To ustreza klasični teoriji proizvodnje, kjer se *inputi* v modelu (energija in energetske naprave) štejejo za substitute, kar pomeni, da je povečanje energetskih naprav povezano z zmanjšanjem porabe energije. Koeficienti *outputov* funkcije razdalje naj bi bili negativni, saj bi povečanje energetskih storitev zahtevalo povečanje porabe energije. Skoraj vsi značilni koeficienti energetskih storitev so negativni, razen za storitve hlajenja (v obeh vzorcih), in storitve vroče vode in zabave (le v letu 2010). Mogoče je, da se več tovrstnih storitev uporablja v premožnejših gospodinjstvih, ki živijo v energetsko učinkovitejših stavbah in uporabljajo energetsko bolj učinkovite naprave. Najpomembnejši in statistično značilen vpliv na porabo energije med *outputi* (tj. osem energetskih storitev) predstavlja poraba energije za ogrevanje prostorov in hlajenje hrane. Po pričakovanjih velikost gospodinjstva znatno poveča porabo energije v vseh modelih.

Poleg tega smo upoštevali devet kontrolnih spremenljivk za značilnosti gospodinjstva in stanovanja, ki bi lahko vplivale na porabo energije v gospodinjstvih, vendar se ne štejejo za energetske *outpute*. Med njimi starost stanovanja povečuje porabo energije, kar je pričakovano, saj so bile starejše stavbe praviloma zgrajene po nižjih standardih energetske učinkovitosti. Gospodinjstva v mestih v povprečju porabijo manj energije, zlasti tista v večstanovanjskih stavbah, kar pa je sicer značilno

samo v letu 2014. Po drugi strani pa poslovna dejavnost povečuje porabo energije. Energetsko učinkovite prenove v bližnji preteklosti pričakovano zmanjšujejo porabo energije. Podobno, gospodinjstva pod mejo nizke porabe energije porabijo manj energije.

Nadalje smo na podlagi enačbe (2) izračunali raven energetske učinkovitosti slovenskih gospodinjstev v letih 2010 in 2014 (glej Tabelo 2). Povprečna učinkovitost porabe energije v gospodinjstvih v letu 2010 znaša 74,4% in 75,7% v letu 2014. Rezultati na splošno kažejo relativno velik potencial za prihranek energije v slovenskih gospodinjstvih.

Tabela 2: Ocenjena energetska učinkovitost

Ocenjena energetska učinkovitost	N	Povprečje	Std. odklon	Min	Max
2010	3187	0,744	0,114	0,194	0,949
2014	2619	0,757	0,114	0,324	0,942

5 Sklep

V raziskavi smo ocenili učinkovitost porabe energije v slovenskih gospodinjstvih in odkrili pomemben potencial za prihranke energije. Uporabili smo pristop podvektorske Shephardove energetske funkcije razdalje med *inputi* v modelu stohastične funkcije mejnega področja na dezagregiranih podatkih o gospodinjstvih. S tem pristopom in podrobnimi podatki o energetskih *inputih* in energetskih storitvah na pomembne načine prispevamo k spoznanjem o neučinkovitosti porabe energije v rezidenčnem sektorju. Prvič, to je prva raziskava, ki upošteva porabo več virov energije za oceno celotne energetske učinkovitosti gospodinjstev. Drugič, ta raziskava je kot prva ocenila energetska učinkovitost gospodinjstev v eni od novih članic EU, ki so se EU pridružile leta 2004, s čimer poskuša zapolniti vrzel v pokritosti držav in regij. Tretjič, pri primerjavi ocen energetske učinkovitosti z najbolj razvitimi državami lahko ugotovimo, da je stopnja neučinkovitosti v skladu s podobnimi raziskavami, kot sta Boogen (2017) in Alberini in Filippini (2018), ki sta ugotovili stopnjo neučinkovitosti med 20 in 25% oziroma 27%. Četrto, naša raziskava je razkrila veliko heterogenost ocenjene učinkovitosti v gospodinjstvih, ki se giblje od 20% do 95%. V večini gospodinjstev je neučinkovitost dokaj majhna. Širok razpon ocen učinkovitosti kaže na zelo raznoliko strukturo naprav v gospodinjstvih in njihove vedenjske vzorce.

Literatura in viri

1. Alberini, A., & Filippini, M. (2011). Response of residential electricity demand to price: the effect of measurement error. *Energy Economics*, 33(5), 889–895.
2. Alberini, A., & Filippini, M. (2018). Transient and persistent energy efficiency in the US residential sector: evidence from household-level data. *Energy Efficiency*, 11, 589–601.
3. Allcott, H., & Greenstone, M. (2012). Is there an energy efficiency gap? *Journal of Economic Perspectives*, 26(1), 3–28.
4. Blasch, J., Boogen, N., Filippini, M., & Kumar, N. (2017). Explaining electricity demand and the role of energy and investment literacy on end-use efficiency of Swiss households. *Energy Economics*, 68(1), 89–102.
5. Boogen, N. (2017). Estimating the potential for electricity savings in households. *Energy Economics*, 63, 288–300.
6. Broberg, T., & Kazukauskas, A. (2015). Inefficiencies in residential use of energy - a critical overview of literature and energy efficiency policies in the EU. *International Review of Environmental and Resource Economics*, 8(2), 225–279.
7. Farrell, M. J. (1957). The measurement of productive efficiency. *Journal of the Royal Statistical Society*, 120(3), 253–281.
8. Filippini, M., & Hunt, L. (2015). Measurement of energy efficiency based on economic foundations. *Energy Economics*, 52, S5-S16,

9. Flaig, G. (1990). Household production and the short-run and long-run demand for electricity. *Energy Economics*, 12(2), 116–121.
10. Gillingham, K., Newell, R., & Palmer, K. (2009). *Energy Efficiency Economics and Policy*. Washington: Resources for the Future.
11. Ministrstvo za infrastrukturo. (2015). Dolgoročna strategija za spodujanje naložb energetske prenove stavb. Pridobljeno 5.9.2022 iz http://www.energetika-portal.si/fileadmin/dokumenti/publikacije/dseps/dseps_final_okt2015.pdf
12. Shephard, R. (1953). *Cost and Production Functions*. Princeton: Princeton University Press.
13. Statistični urad Republike Slovenije. (2021). *Energetska statistika, Slovenija, 2020*. Pridobljeno 10. 9 2022 iz Statistični urad Republike Slovenije: <https://www.stat.si/StatWeb/news/Index/9884>
14. Weyman-Jones, T., Boucinha, J., & Inácio, C. (2015). Measuring electric energy efficiency in Portuguese households: a tool for energy policy. *Management of Environmental Quality An International Journal*, 26, 407–422.
15. Zhou, P., Ang, B., & Zhou, D. (2012). Measuring economy-wide energy efficiency performance: a parametric frontier approach. *Applied Energy*, 90, 196–200.

Sekcija IV:
**Analiza in razvoj energetskega
trgov in sektorjev**

THE CROWDING OUT OF CONVENTIONAL ELECTRICITY GENERATION BY RENEWABLE ENERGY SOURCES: EVIDENCE FROM CENTRAL AND SOUTH EAST EUROPEAN MARKETS

Marko Halužan

*School of Economics and Business, University of Ljubljana & Holding Slovenske elektrarne,
Koprska ulica 92, 1000 Ljubljana, Slovenia*
marko.haluzan@hse.si

Miroslav Verbič

*School of Economics and Business, University of Ljubljana & Institute for Economic Research,
Kardeljeva ploščad 17, 1000 Ljubljana, Slovenia*
miroslav.verbic@ef.uni-lj.si

Jelena Zorić

*School of Economics and Business, University of Ljubljana, Kardeljeva ploščad 17, 1000
Ljubljana, Slovenia*
jelena.zoric@ef.uni-lj.si

ABSTRACT

To achieve ambitious energy-climate targets, all EU member states have introduced policies to support the market introduction of generation from renewable energy sources (RES). Consequently, increased renewable generation of electricity crowds out other high(er) marginal-cost technologies and results in lower electricity prices in the wholesale electricity market, which is known as a merit order effect (MOE). Motivated to close the gap of yet unresearched MOE in less mature Central and South East European electricity markets, an empirical analysis is conducted in order to confirm and quantify merit order effect in Hungarian, Romanian and Greek electricity markets. Different econometric model specifications are estimated to differentiate the MOE caused by wind and solar generation and to differentiate the MOE on high-load and low-load days. We empirically confirm economic theory predictions that in the short-run, an increase in RES generation reduces electricity prices. On the contrary, the econometric model estimating the impact of solar generation on Romanian electricity prices confirmed higher daily electricity prices on days with a higher solar generation. This indicates that the solar generation crowds out other high(er) marginal-cost technologies during the increased solar generation period, which requires rapid ramping of conventional power plants in the afternoon, pushing up daily electricity prices.

Keywords: renewable energy sources, merit order effect, day-ahead electricity prices, Central and South East Europe.

1 Introduction

Growth in electricity generation from renewable energy sources (RES) to achieve a less polluting and import-dependent energy sector in the EU member states has influenced electricity market dynamics. National promotion strategies triggered by the Directive (2001/77/EC) on renewable energies in the electricity sector have been the major driving force for this development. All EU member states have introduced policies to support the market introduction of RES (Ragwitz and Held, 2007). Guaranteed feed-in-tariffs have been most successful to stimulate investments in renewable energies, as investors receive their income on the basis of the set up renewable promotion scheme and not from the electricity sold on spot markets with highly volatile prices (Sensfuß et al., 2008). Consequently, increased renewable generation of electricity crowds out other high(er)

marginal-cost technologies and results in lower electricity prices in the wholesale electricity market. The crowding out of generation from conventional (non-renewable) energy sources with higher marginal costs is recognised in the literature as a merit order effect (MOE). Lower prices result from the fact that renewables bid into wholesale electricity markets at almost-zero prices, and therefore shift the electricity supply curve to the right (Keles et al., 2013).

In this paper we conduct an empirical analysis in order to confirm and quantify merit order effect in yet unresearched Hungarian, Romanian, & Greek electricity markets. The analysed electricity markets of Central and South East Europe given their characteristics qualify for a merit-order effect analysis. Greek and Romanian electricity markets have higher RES generation shares in their electricity generation mix, and clearly qualify as interesting case study examples. In contrast, Hungary has a low share of renewable generation and serves as a control country. We expect to confirm that the increase in RES generation crowds out conventional generation sources and in the short-run reduces the price of electricity. The empirical MOE analysis is executed to supplement the existing literature focused on key EU energy areas in terms of installed renewable capacity and electricity market development. Prior studies considering empirical confirmation and quantification of the MOE typically address the German (Neubarth et al., 2006; Sensfuß et al., 2008; Weigt, 2009; Würzburg et al., 2013; Benhmad and Percebois, 2018), Spanish (Sáenz et al., 2008; Gelabert et al., 2011; Gil et al., 2012; Figueiredo and da Silva, 2019), and Danish (Jónsson et al., 2010; Unger et al., 2018) electricity markets. Based on the literature review, there is no similar study investigating the MOE in the EU member countries in Central and South East Europe regions.

The paper is structured as follows. Section 2 looks more closely into the MOE theory. Section 3 outlines the methodology and data used in the empirical analysis. Section 4 reports and discusses the empirical results. Finally, Section 5 provides concluding remarks with summarised key research findings.

2 Merit order effect

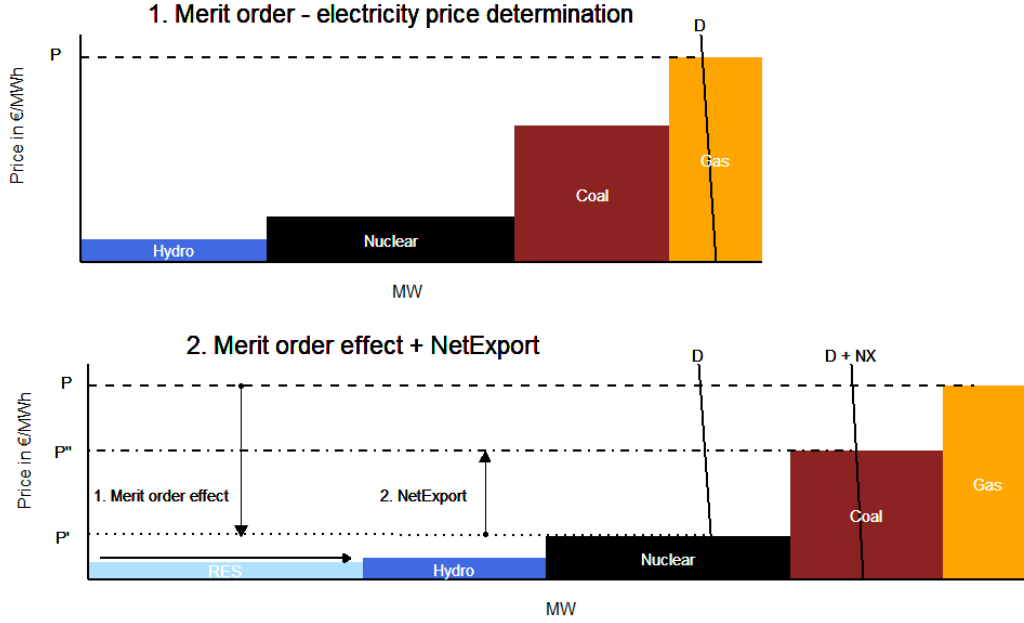
Guaranteed feed-in-tariffs support for RES electricity generation has led to growth in the installed capacity of supported technologies. Throughout the article, wind and solar electricity generation are addressed by the RES electricity generation. Theoretical consideration introduced by Jensen and Skytte (2002) suggest that renewable electricity generation results in lower electricity prices. Electricity price is determined at the intersection of the aggregated demand and supply curves. Electricity is an essential commodity, and as such, in the short-term exhibits inelastic demand (vertical line D in Figure 1) (Cerjan et al., 2013). The profile of the supply curve is defined by the ranking of the generation units by their short-run marginal costs in increasing order, together with the dispatched energy, in a merit order (Sensfuß et al., 2008). In Figure 1, electricity price is determined at the price level P at the intersection with the gas power plant short-run marginal costs (Figure 1; 1. Merit order – electricity price determination).

The price reducing impact is called a ‘merit-order effect’ and can be explained with the right shift of the supply curve when RES generation with low variable costs is integrated into the supply curve (Figure 1). Assuming an inelastic demand, electricity price as an intersection between supply and demand will thus decrease to price P' associated with the short-run marginal costs of nuclear technology (Figure 1; 2. Merit order effect + NetExport). The gradient of the supply curve depends mainly on technologies, efficiencies, fuel prices, start-up costs, and CO_2 price (Keles et al., 2013).

Electricity interconnections have become increasingly common as a means of integrating electricity markets. In general, countries tend to (net) export greater amount of electricity if domestic RES generation increases (Croonenbroeck and Palm, 2020). In Figure 1, this is illustrated with the increase of electricity price from P' to P'' . Price movement from P' to P'' is induced by the foreign demand (NX) for cheaper electricity due to the MOE, which increases the final demand for electricity ($D +$

NX). New electricity price P'' is associated by the short-run marginal costs of coal electricity generation technology.

Figure 1: Merit order based on marginal costs, merit order electricity price setting, and merit order effect.



3 Methodology and data

To statistically verify the presence of the MOE in Hungary, Greece, and Romania, we estimate a multivariate regression model similar to Würzburg et al. (2013). Neubarth et al. (2006) found that with daily average values RES explanatory variables tend to be more relevant for the definition of day-ahead prices in the German market area. Therefore, to eliminate *ad hoc* anomalies and short-term noise, all model variables are calculated as the daily average values. In Equation 1, electricity price ($P_{elec,d}$) is the dependent variable, whereas the explanatory variables are the previous day electricity price ($P_{elec,d-1}$), realised German electricity price ($P_{DE,d}$), the demand for electricity ($Load_d$), wind and solar generation (RES_d), and standard error term (ε_d). In Equation 1, Δ represents the first difference operator and d stands for daily observations.

$$\Delta P_{elec,d} = \beta_0 + \beta_1 \Delta P_{elec,d-1} + \beta_2 \Delta P_{DE,d} + \beta_3 \Delta Load_d + \beta_4 \Delta RES_d + \varepsilon_d \quad (1)$$

According to Weron (2014), AR-type models provide the backbone of all time-series electricity price models, therefore the autoregressive explanatory variable ($P_{elec,d-1}$) is used in the model. The electricity demand $Load_d$ is inelastic, but with high seasonality and sensitivity to weekly patterns of consumption. The MOE in Equation (1) is controlled by the variable RES_d measuring the daily wind and solar electricity generation.

The Hungarian, Greek, and Romanian working data sets span from 1.1.2015 to 30.9.2018, resulting in a time series of 1,368 days or 32,832 hourly observations. With the available ENTSO-E TP data, we were limited to the reported aggregated hourly output for each type of power plants, scheduled commercial exchanges (net export), and hourly day-ahead power prices (ENTSO-E, 2020). In the data collection phase, we noticed that there are missing data points and non-reported data types in the ENTSO-E TP data base. Therefore, the Romanian data set is a blend of ENTSO-E TP data and Romanian national transmission system operator's data source (Transelectrica, 2020) for the reported aggregated actual generation. With the blended data set, we can econometrically confirm the MOE

and quantify the RES generation effect on the country’s net exports. Due to the limited public data availability, the analysed countries can still be classified as less mature power markets.

Figure 2 presents electricity generation mixes of Hungarian, Romanian, and Greek power systems. RES have insignificant contribution to the Hungarian generation mix, as there is no solar generation, whereas wind accounts for less than 2.5% of total generation on a yearly basis. In the Romanian generation mix, on average, 10% of electricity is generated by the wind and 2.5% in solar power plants. In Greece, 10% and 7.5% of electricity is generated by the wind and solar power plants, respectively.

Figure 2: Electricity generation mixes in percentages. Source: ENTSO-E TP 2020.

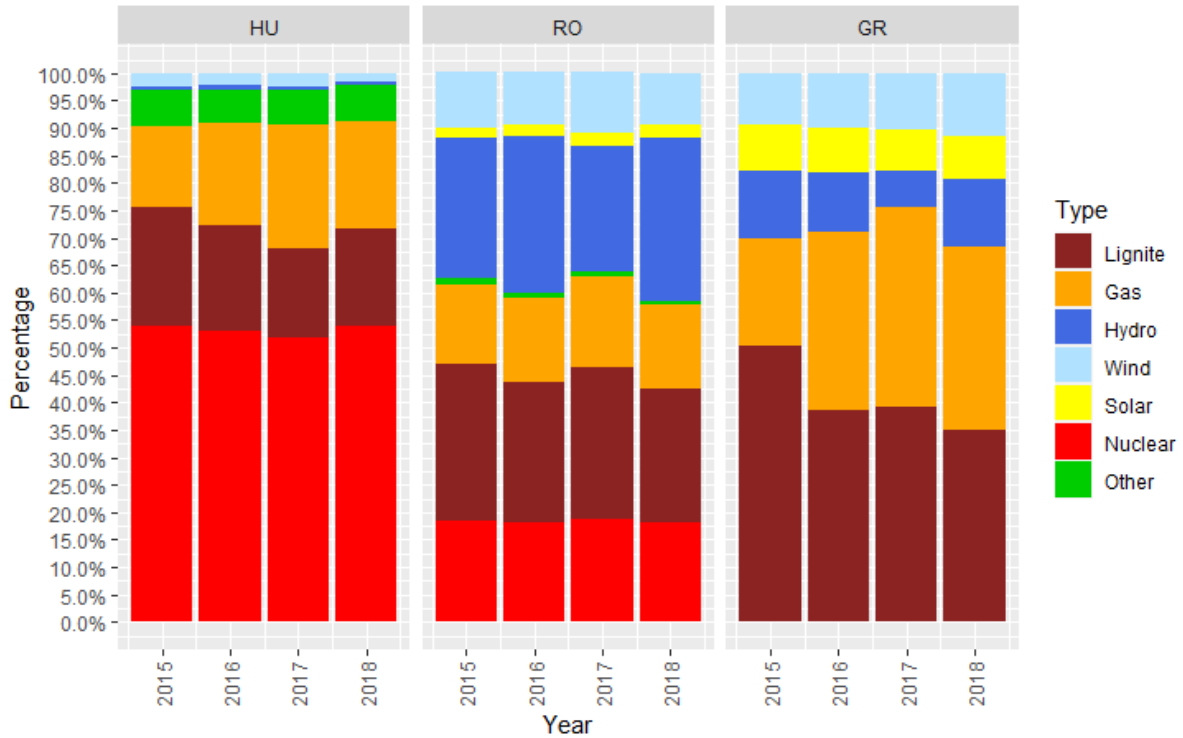


Table 1 summarises day-ahead electricity prices in the analysed period. The influence of German electricity prices on electricity prices across the other regions is confirmed in many studies (Bunn and Gianfreda, 2010; Lindström and Regland, 2012; Ziel et al., 2015). Table 1 confirms this stylized fact, as the electricity price levels of the analysed perimeter follow German price dynamics.

Table 1. Day-ahead electricity prices in €/MWh

Year	DE	HU	RO	GR
2015	31.8	40.6	36.4	51.9
2016	29.0	35.5	33.4	42.8
2017	34.2	50.4	48.2	54.7
2018	44,5	51.0	46,5	60,4

Source: ENTSO-E TP 2020.

4 Results & discussion

For each country, we have estimated eight model specifications to quantify and confirm MOE. Model specifications 1–4 are estimated on the individual calendar year data samples. In this way we can observe possible differences due to varying penetrations of renewable sources, and due to possible

long-run adjustment of the electricity sector to merit-order effects. In all countries we can observe a tendency towards less lignite generation share in the generation mixes (Figure 2). With such an analysis setting, we can detect the influence of generation shares in generation mixes on the price effects of renewable generation over the time. Estimation results for different model specifications for the Greek, Hungarian and Romanian electricity market are reported in Tables A1, A2 and A3 of the Appendix, respectively.

Model specification 5 (reference model) is estimated on the whole data sample from year 2015 to 2018-Q3. Table 2 summarises estimation results of model 5 and confirms MOE, i.e. negative impact of increased RES generation (ΔRen) on electricity prices. Econometrically estimated quantitative MOE is interpreted as a price reduction in €/MWh for each additional GWh of renewable generation. Model specification 6 is estimated to differentiate the impact of solar and wind generation on the observed day-ahead electricity prices. Würzburg et al. (2013) reported that much higher price effects are reported for smaller power systems compared to larger power systems, as the 1 GWh of additional electricity generation presents much higher generation share in smaller systems. Models 7 & 8 are estimated on data samples of upper quarter of high-load days and the lower quarter of low-load days. This is done to verify economic theory, that due to the steep profile of merit order curve when the electricity system is close to full capacity, RES generation has much higher impact on the electricity price reduction. This phenomena is observed and confirmed in following reviewed papers: Gelabert et al. (2011), Jonsson et al. (2010), and Würzburg et al. (2013).

Model specification 5, estimated on the whole data sample, confirms the MOE presence in all three countries. The coefficients of renewable generation reported in Table 2 are negative and statistically significant. Greek day-ahead electricity price decreases ceteris paribus by 4 €/MWh for each additional GWh produced by the RES. Ceteris paribus, The Hungarian day-ahead electricity price would decrease by roughly 13 €/MWh, whereas the Romanian electricity price would decrease on average by 7 €/MWh for each additional GWh produced by the RES. Model specifications 1–4, estimated for each individual year (2015–2018), confirm the general findings of the model 5.

Model specification 6 differentiates the MOE of wind and solar generation. The wind and solar generation coefficients in Greece are negative, similar in levels, and statistically significant. As there was no solar generation in Hungary in the analysed period, model specification 6 estimated to differentiate the MOE of wind and solar generation is equivalent to model specification 5. The wind generation coefficient in Romania is statistically significant and negative, while solar generation coefficient is statistically significant and positive. Positive solar generation coefficient indicates higher electricity prices with solar penetration in the generation mix. Similar findings have been confirmed in Californian market recognized as the Duck curve (Denholm, 2015). Solar generation crowds out other high(er) marginal-cost technologies during the increased solar generation period, however it requires rapid ramping of conventional power plants in the afternoon which in turn pushes up daily electricity prices.

Table 2. OLS estimation of daily changes in electricity prices (2015-2018-Q3)

Model 5	GR	HU	RO
	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$
$\Delta Pelec, t-1$	0.704 [0.00***]	0.582 [0.00***]	0.549 [0.00***]
$\Delta DE, t$	0.160 [0.00***]	0.313 [0.00***]	0.283 [0.00***]
$\Delta Load, t$	0.001 [0.00***]	0.006 [0.00***]	0.004 [0.00***]
$\Delta Ren, t$	-0.004 [0.00***]	-0.013 [0.00***]	-0.007 [0.00***]
R^2	0.77	0.75	0.72
Adjusted R^2	0.77	0.75	0.72
F-test	1127.29	994.96	846.03
p-value (F)	0.00	0.00	0.00

Note: *** and ** indicating significance at 1% and 5 % levels, respectively; and p-values in [] brackets.

For Greece and Hungary, the comparison of the MOE on high- and low-load days confirms the findings of previous studies, wherein the MOE is more pronounced for high-load days. The estimated coefficients are statistically significant in both model specifications. For Romania, the obtained results are not completely in line with previous studies, as the estimates indicate higher MOE on low load days.

5 Conclusion

With the empirical analysis and no-RES generation simulation, we confirm economic theory predictions that an increase in RES generation in the short-run reduces the electricity price in the Hungarian, Greek, and Romanian electricity markets. National promotion strategies on renewable energies in the electricity sector are considered as the main reason for this development. Therefore, our research paper supplements and verifies existing literature findings focused on the investigation of the effects of installed renewable capacity on electricity market development. Econometric models confirmed statistically significant MOE in all three analysed countries. The RES generation effect on the electricity price levels primarily depends on the individual power system characteristics. Econometrically estimated MOE is quantitatively interpreted as a price reduction in €/MWh for each additional GWh of renewable generation. Therefore, the estimated merit order effect is much larger in the smaller Hungarian power system, compared to the bigger Greek and Romanian power systems. The estimated MOE effect is stable throughout different model variations and in line with the reviewed literature findings. In the Romanian electricity market, we found an exception, as the solar generation turned out to be positively correlated with daily electricity prices. The positive correlation between the solar generation and high electricity prices could be associated with the pronounced Duck curve effect.

References

1. Benhmad F. and Percebois J. (2018). *An Econometric Analysis of the Merit-Order Effect in Electricity Spot Price: The Germany Case*. Springer International Publishing.
2. Bunn D. W. and Gianfreda A. (2010). Integration and Shock Transmissions across European Electricity Forward Markets, *Energy Economics*, vol. 32, no. 2, pp. 278–291.
3. Cerjan M., Krzelj I., Vidak M. and Delimar M. (2013). A Literature Review with Statistical Analysis of Electricity Price Forecasting Methods, *EUROCON 2013*, pp. 756–763.
4. Croonenbroeck C. and Palm M. (2020). A Spatio-Temporal Durbin Fixed Effects IV-Model for ENTSO-E Electricity Flows Analysis, *Renewable Energy*, vol. 148, pp. 205–213.
5. Denholm P., O’Connell M., Brinkman G., and Jorgenson J. (2015). *Overgeneration from Solar Energy in California: A Field Guide to the Duck Chart (NREL/TP-6A20-65023)*, Technical Report, no. November, p. 46.
6. ENTSO-E TP (2020). *ENTSO-E Transparency Platform Knowledge Base*, Entso-E [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu> [Accessed: 01-Dec-2020].
7. Figueiredo N. C. and da Silva P. P. (2019). The ‘Merit-order effect’ of Wind and Solar Power: Volatility and Determinants, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 102, no. April 2018, pp. 54–62.
8. Gelabert L., Labandeira X., and Linares P. (2011). An Ex Post Analysis of the Effect of Renewables and Cogeneration on Spanish Electricity Prices, *Energy Economics*, vol. 33, no. Suppl. 1, pp. S59–S65.
9. Gil H. A., Gomez-Quiles C., and Riquelme J. (2012). Large-scale Wind Power Integration and Wholesale Electricity Trading Benefits: Estimation via an Ex Post Approach, *Energy Policy*, vol. 41, pp. 849–859.
10. Jensen S. G. and Skytte K. (2002). Interactions between the Power and Green Certificate Markets, *Energy Policy*, vol. 30, pp. 425–435.
11. Jónsson T., Pinson P., and Madsen H. (2010). On the Market Impact of Wind Energy Forecasts, *Energy Economics*, vol. 32, no. 2, pp. 313–320.

12. Keles D., Genoese M., Möst D., Ortlieb S., and Fichtner W. (2013). A Combined Modeling Approach for Wind Power Feed-In and Electricity Spot Prices, *Energy Policy*, vol. 59, pp. 213–225.
13. Lindström E. and Regland F. (2012). Modeling Extreme Dependence between European Electricity Markets, *Energy Economics*, vol. 34, no. 4, pp. 899–904.
14. Neubarth J., Woll O., Weber C., and Gerecht M. (2006). Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, vol. 56, pp. 42–45.
15. Ragwitz M. and Held A. (2007). OPTRES. Assessment and Optimisation of Renewable Energy Support Schemes in the European Electricity Market, Fraunhofer ISI.
16. G. Sáenz de Miera, P. del Río González, and I. Vizcaíno, “Analysing the Impact of Renewable Electricity Support Schemes on Power Prices: The Case of Wind Electricity in Spain,” *Energy Policy*, vol. 36, no. 9, pp. 3345–3359, 2008.
17. F. Sensfuß, M. Ragwitz, and M. Genoese, “The Merit-Order Effect: A Detailed Analysis of the Price Effect of Renewable Electricity Generation on Spot Market Prices in Germany,” *Energy Policy*, vol. 36, no. 8, pp. 3086–3094, 2008.
18. Transelectrica (2020). Transelectrica – Required Transparency of Generation [Online]. Available: <https://www.transelectrica.ro/en/web/tel/productie>.
19. Unger E. A., Ulfarsson G. F., Gardarsson S. M., and Matthiasson T. (2018). The Effect of Wind Energy Production on Cross-Border Electricity Pricing: The Case of Western Denmark in the Nord Pool Market, *Economic Analysis and Policy*, vol. 58, pp. 121–130.
20. Weigt H. (2009). Germany’s Wind Energy: The Potential for Fossil Capacity Replacement and Cost Saving, *Applied Energy*, vol. 86, no. 10, pp. 1857–1863.
21. Würzburg K., Labandeira X., and Linares P. (2013). Renewable Generation and Electricity Prices: Taking Stock and New Evidence for Germany and Austria, *Energy Economics*, vol. 40, pp. S159–S171.
22. Weron R. (2014). Electricity Price Forecasting: A Review of the State-Of-The-Art with a Look into the Future, *International Journal of Forecasting*, vol. 30, no. 4, pp. 1030–1081.
23. Ziel F., Steinert R., and Husmann S. (2015). Forecasting Day Ahead Electricity Spot Prices: The Impact of the EXAA to Other European Electricity Markets, *Energy Economics*, vol. 51, pp. 430–444.

Appendix

Table A1. OLS estimation of daily changes in Greek electricity prices

	<u>Model 1</u>	<u>Model 2</u>	<u>Model 3</u>	<u>Model 4</u>	<u>Model 5</u>	<u>Model 6</u>	<u>Model 7</u>	<u>Model 8</u>
	Year 2015	Year 2016	Year 2017	Year 2018	All Years	All Years Ren split	All Years High load	All Years Low load
	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$
$\Delta Pelec, d-1$	0.382 [0.00***]	0.390 [0.00***]	0.645 [0.00***]	0.672 [0.00***]	0.704 [0.00***]	0.707 [0.00***]	0.677 [0.00***]	0.578 [0.00***]
$\Delta DE, d$	0.065 [0.01***]	0.107 [0.00***]	0.199 [0.00***]	0.156 [0.00***]	0.160 [0.00***]	0.161 [0.00***]	0.226 [0.00***]	0.107 [0.00***]
$\Delta Load, d$	0.003 [0.00***]	0.002 [0.00***]	0.002 [0.00***]	0.001 [0.07]	0.001 [0.00***]	0.001 [0.00***]	0.002 [0.00***]	0.003 [0.00***]
$\Delta Ren, d$	-0.005 [0.00***]	-0.005 [0.00***]	-0.006 [0.00***]	-0.005 [0.00***]	-0.004 [0.00***]	/	-0.005 [0.00***]	-0.003 [0.00***]
$\Delta Wind, d$	/	/	/	/	/	-0.004 [0.00***]	/	/
$\Delta Solar, d$	/	/	/	/	/	-0.003 [0.00***]	/	/
R^2	0.59	0.50	0.76	0.78	0.77	0.77	0.80	0.57
Adjusted R^2	0.59	0.49	0.76	0.78	0.77	0.77	0.80	0.57
F-test	130.80	88.34	291.30	233.72	1127.29	903.12	330.65	112.90
p-value (F)	0.00***	0.00***	0.00***	0.00***	0.00***	0.00***	0.00***	0.00***

Note: "****" and "***" indicating significance at 1% and 5 % levels respectively and P-values in [] brackets.

Table A2. OLS estimation of daily changes in Hungarian electricity prices

	<u>Model 1</u>	<u>Model 2</u>	<u>Model 3</u>	<u>Model 4</u>	<u>Model 5</u>	<u>Model 6</u>	<u>Model 7</u>	<u>Model 8</u>
	Year 2015	Year 2016	Year 2017	Year 2018	All Years	All Years Ren split	All Years High load	All Years Low load
	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$
$\Delta Pelec, d-1$	0.469 [0.00***]	0.549 [0.00***]	0.501 [0.00***]	0.424 [0.00***]	0.582 [0.00***]	0.582 [0.00***]	0.689 [0.00***]	0.563 [0.00***]
$\Delta DE, d$	0.207 [0.00***]	0.305 [0.00***]	0.228 [0.00***]	0.531 [0.00***]	0.313 [0.00***]	0.313 [0.00***]	0.258 [0.00***]	0.262 [0.00***]
$\Delta Load, d$	0.008 [0.00***]	0.004 [0.00***]	0.013 [0.00***]	0.003 [0.00***]	0.006 [0.00***]	0.006 [0.00***]	0.008 [0.00***]	0.005 [0.00***]
$\Delta Ren, d$	-0.015 [0.00***]	-0.009 [0.05]	-0.035 [0.00***]	-0.005 [0.47]	-0.013 [0.00***]	/	-0.014 [0.07]	-0.009 [0.08]
$\Delta Wind, d$	/	/	/	/	/	-0.013 [0.00***]	/	/
$\Delta Solar, d$	/	/	/	/	/	/	/	/
R^2	0.63	0.71	0.74	0.82	0.75	0.75	0.74	0.70
Adjusted R^2	0.63	0.71	0.73	0.81	0.75	0.75	0.74	0.70
F-test	152.8	218.78	248.39	294.11	994.96	994.96	235.97	194.62
p-value (F)	0.00***	0.00***	0.00***	0.00***	0.00***	0.00***	0.00***	0.00***

Note: "****" and "***" indicating significance at 1% and 5 % levels respectively and P-values in [] brackets.

Table A3. OLS estimation of daily changes in Romanian electricity prices

	Model 1	Model 2	Model 3	Model 4	Model 5	Model 6	Model 7	Model 8
	Year 2015	Year 2016	Year 2017	Year 2018	All Years	All Years	All Years	All Years
	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$	Ren split	High load	Low load
	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$	$\Delta Pelec, t$
$\Delta Pelec, d-1$	0.362 [0.00***]	0.414 [0.00***]	0.433 [0.00***]	0.497 [0.00***]	0.549 [0.00***]	0.545 [0.00***]	0.633 [0.00***]	0.452 [0.00***]
$\Delta DE, d$	0.243 [0.00***]	0.209 [0.00***]	0.294 [0.00***]	0.386 [0.00***]	0.283 [0.00***]	0.254 [0.00***]	0.251 [0.00***]	0.262 [0.00***]
$\Delta Load, d$	0.004 [0.00***]	0.005 [0.00***]	0.008 [0.00***]	0.003 [0.00***]	0.004 [0.00***]	0.006 [0.00***]	0.005 [0.00***]	0.007 [0.00***]
$\Delta Ren, d$	-0.008 [0.00***]	-0.006 [0.00***]	-0.011 [0.00***]	-0.008 [0.00***]	-0.007 [0.00***]	/	-0.007 [0.00***]	-0.008 [0.00***]
$\Delta Wind, d$	/	/	/	/	/	-0.007 [0.00***]	/	/
$\Delta Solar, d$	/	/	/	/	/	0.015 [0.00***]	/	/
R^2	0.68	0.68	0.73	0.73	0.72	0.73	0.72	0.71
Adjusted R^2	0.67	0.67	0.72	0.73	0.72	0.73	0.72	0.7
F -test	186.68	185.74	226.84	178.19	846.03	708.57	210.61	197.77
p -value (F)	0.00***	0.00***	0.00***	0.00***	0.00***	0.00***	0.00***	0.00***

Note: "****" and "***" indicating significance at 1% and 5 % levels respectively and P-values in [] brackets.

NALOGE, IZZIVI IN PRILOŽNOSTI SISTEMOV DALJINSKEGA OGREVANJA V SLOVENIJI

Ljubo Germič

Javno podjetje Energetika Maribor d.o.o., Jadranska cesta 28, Maribor
ljubo.germic@energetika-mb.si

Filip Kokalj

Univerza v Mariboru, Fakulteta za strojništvo, Smetanov ulica 17, 2000 Maribor
filip.kokalj@um.si

POVZETEK

Trajnostne rešitve za daljinsko ogrevanje temeljijo na sodobnih tehnologijah in vedno večjem povezovanju različnih sektorjev rabe in proizvodnje energije. Sistemi daljinskega ogrevanja omogočajo povezovanje različnih sektorjev in s tem zagotavljajo učinkovito upravljanje z vsemi razpoložljivimi viri in ponori energije. Takšen pristop zahteva sistemsko načrtovanje ravnanja z energijo na državni in lokalni ravni, kar zahteva podrobno prostorsko analizo obstoječega stanja in prihodnjega razvoja. Sistemi daljinskega ogrevanja morajo skladno s trenutno zakonodajo biti energetsko učinkoviti, kar pomeni, da na letni ravni zagotovijo toploto iz vsaj enega od naslednjih virov (Zakon o učinkoviti rabi energije, 2020):

- vsaj 50 % toplote proizvedene posredno ali neposredno iz obnovljivih virov energije,
- vsaj 50 % odvečne toplote,
- vsaj 75 % toplote iz sproizvodnje ali
- vsaj 50 % kombinacije toplote iz najmanj dveh virov iz prejšnjih alinej.

Cilj prizadevanj za skupni prispevek distribucijskih sistemov daljinskega ogrevanja je povečanje deleža energije iz obnovljivih virov in odvečne toplote vsaj za eno odstotno točko na leto, in to kot letno povprečje za petletni obdobji od leta 2021 do 2025 in od leta 2026 do 2030 glede na leto 2020 (Zakona o spodbujanju rabe obnovljivih virov energije, 2021). Sproizvodnja toplote in električne energije je danes ključni trajnostni vir toplote v sistemih daljinskega ogrevanja. Glavni izziv v prihodnje je uvajanje obnovljivih virov energije in odvečne toplote. Strateško načrtovanje trenutno ni na potrebnem kvalitetnem nivoju za izvajanje dolgoročnih razvojnih programov, ki na ustrezen način vključujejo razvojne programe sistemov daljinskega ogrevanja, njihovo sofinanciranje ter določitev prioritete uporabe energentov za ogrevanje. Pri tem je potrebno zagotoviti pomembna razvojna investicijska sredstva ter prilagoditi poslovne modele. Okvirna ocena potrebnih investicij v sisteme daljinskega ogrevanja v Sloveniji je v višini okrog 30 mio. EUR za 10 % povečanje deleža obnovljivih virov energije (145 GWh oz. skoraj 30 MW_t) v dobavljeni toploti, kar potrjuje, da so vlaganja v obnovljive vire energije in odvečno toploto na ravni sistemov daljinskega ogrevanja cenejša od individualnih rešitev. Zato je vzpostavitev dodatnih spodbud za sisteme daljinskega ogrevanja s strani države racionalno in ekonomsko upravičeno.

Ključne besede: daljinsko ogrevanje, učinkovita raba energije, obnovljivi viri energije, varstvo okolja

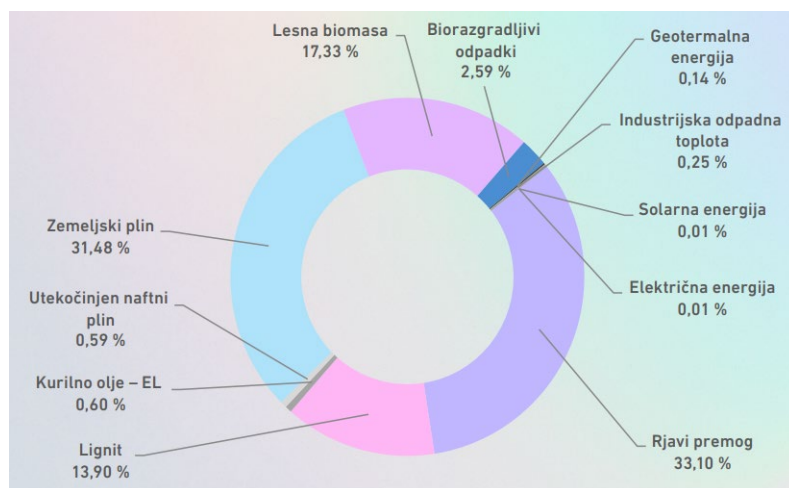
1 Sistemi daljinskega ogrevanja v letu 2021. (povzeto po Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji 2021).

Leta 2021 je oskrbo s toploto iz sistemov daljinskega ogrevanja (DO) zagotavljalo 54 distributerjev toplote v 69 slovenskih občinah s 112 sistemi DO. Distribucija toplote za ogrevanje, sanitarno toplo vodo, in industrijske parne procese iz sistemov DO znaša 2,484 TWh toplote. Na sisteme je priključenih 109.792 odjemalcev, katerim se je dobavilo 2,080 TWh toplotne energije. Izgube pri

distribuciji znašajo 368 GWh. Za ilustracijo, vsa slovenska poraba končne energije znaša okrog 52 TWh.

Poraba toplote je več kot 10% višja v letu 2021 kot je bila v letih 2020 in 2019 kljub večjemu deležu toplotno izoliranih ovojev stavb. Vzroka sta v višjem letnem temperaturnem primanjkljaju in povečanju števila odjemalcev glede na predhodno leto (+2,8%). V letu 2021 sta delovala le dva večja hladilna agregata (inštalirana moč 3,88MW), ki sta v Sloveniji zagotavljala daljinsko hlajenje. Za oskrbo sistemov DO v letu 2021 se je porabilo 4,305 TWh (15,5 TJ) energije primarnih energentov, kar predstavlja letno porast za okrog 2,4%.

Slika 1: Struktura primarnih energentov za proizvodnjo toplote v letu 2021

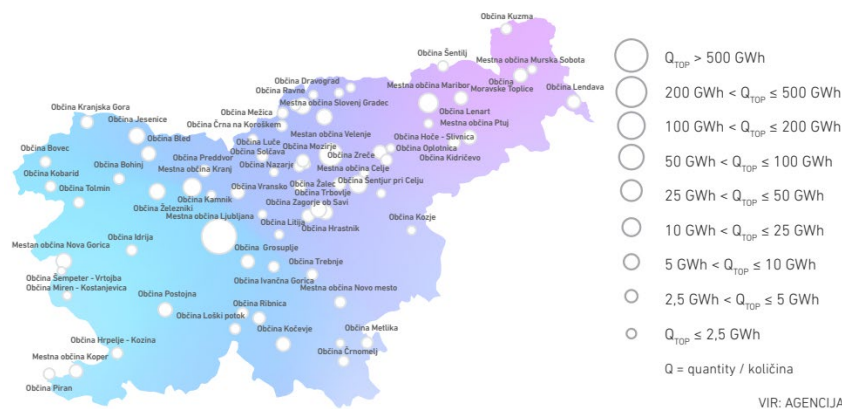


Vir: Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji 2021

Slika 1 prikazuje, da je najvišja raba premoga v strukturi vseh energentov (47%), sledi zemeljski plin s 31,5%, katerega raba in s tem delež pa se je že znižala zaradi skokovite rasti cen zemeljskega plina v drugi polovici leta 2021. Obnovljivi viri energije (OVE) predstavljajo okrog 20,4% in so glede na leto 2020 narasli.

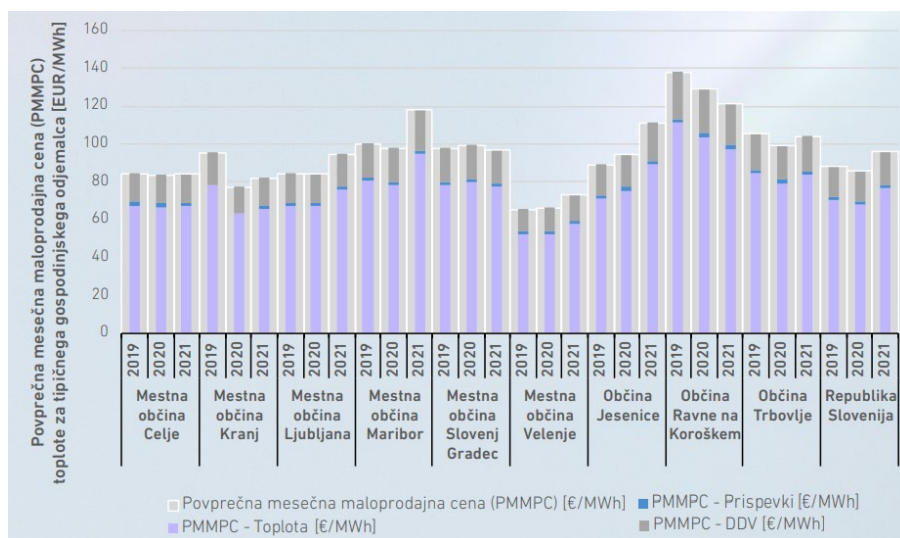
Količine distribuirane toplote po Slovenskih občinah je prikazana na sliki 2. Skupna dolžina vseh tras sistemov DO znaša 924km. Distributerji sistemov DO, ki izvajajo izbirno lokalno gospodarsko javno službo, zagotavljajo toploto 88% odjemalcem toplote vseh sistemov DO z deležem prodane toplote 94%. Preostali so manjši privatni sistemi DO. 61,5% sistemov DO je energetsko učinkovitih daljinskih sistemov (67/112). Sistem DO je energetsko učinkovitih takrat, ko izpolnjuje zahteve kriterijev iz Zakona o učinkoviti rabi energije.

Slika 2: Količina distribuirane toplote po slovenskih občinah



Povprečna cena toplote se je v zadnjih 2 letih zvišala za 12 %. Gibanje povprečne cene in cen po posameznih večjih mestih pa prikazuje slika 3.

Slika 3: Gibanje povprečne maloprodajne cene toplote za gospodinjske odjemalce v posameznih slovenskih mestih v obdobju 2019 – 2021



Vir: Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji 2021

2 Razvojni izzivi za prihodnje

Faktor primarne energije (FPE) daljinske toplote je integralni kazalec uspešnosti delovanja sistemov DO. Minimalne zahteve energetske učinkovitosti ter vsaj 50 % delež OVE v skoraj nič energijskih stavbah dajejo jasno razvojno usmeritev in obvezo sistemov DO po doseganju nižjih faktorjih neobnovljive primarne energije daljinske toplote. Trenutno povprečje FPE znaša 1,03, kar je dobro izhodišče, upošteva dejstvo, da je boljše od FPE individualnega ogrevanja na fosilne vire, ob tem pa štirje sistemi DO že danes dosegajo precej nižje vrednosti (0,58 – 0,74). Znižanje FPE bo največji izziv za oba največja sistema DO (Velenje in Ljubljana) ter ostale sisteme DO z nizkim deležem toplote iz sproizvodnje toplote in električne energije (SPTE) in OVE, z nadaljnjim povečevanjem učinkovitosti (zmanjševanjem toplotnih izgub v distribucijskem omrežju) pa lahko k izboljšanju prispevajo vsi sistemi DO.

Trenutna raven povprečnih specifičnih emisij ogljikovega dioksida daljinske toplote (0,37 t CO₂/MWh_t) je kar za 85 % višja od specifičnih emisij pri individualnem ogrevanju na zemeljski plin ali s toplotno črpalko zrak/voda, kar kaže na nujnost čim hitrejših nadomestitev premoga v Ljubljani in Velenju. Spodbudne so precej nižje emisije sistemov DO z višjim deležem SPTE in OVE, za doseganje dolgoročnih ciljev razogljičenja pa je zmanjšanje uporabe fosilnih virov ključna razvojna prioriteta. Dolgoročno bi k temu lahko pomembno prispevala tudi dekarbonizacija oskrbe z zemeljskim plinom (H₂, bioplina in sintetični plini).

Za doseganje ciljev energetske učinkovitosti in povečanje deleža OVE je potrebno:

1. Čim hitrejšo izpolnjevanje kriterija učinkovitosti je prva razvojna prioriteta za neučinkovite sisteme DO.
2. Povečanje deleža OVE in odvečne toplote (OT) je ključna dolgoročna razvojna prioriteta za sisteme DO.
3. Cilj Nacionalno energetskega podnebnega načrta je vsaj 1 % letno povečanje deleža OVE ter OT in hlada v sistemih DO in hlajenja, je prvi konkretni cilj za sisteme DO do leta 2030.

4. Okvirna ocena potrebnih investicij v višini 30 mio EUR za 10 % povečanje deleža OVE (145 GWh oz. skoraj 30 MWt) je prva groba ocena, ki pa potrjuje, da so vlaganja v OVE in OT na ravni SDO cenejša od individualnih rešitev (za večje razlike bodo potrebni dodatni naporji sistemov DO in odprava nekaterih ovir), zato je vzpostavitev dodatnih spodbud za sisteme DO s strani države racionalno in ekonomsko upravičeno (vgradnja večjih toplotnih črpalk za izkoriščanje različnih virov toplote, SPTE na lesno biomaso, bioplin in hranilnikov toplote ter energetska izraba odpadkov pa lahko bistveno povečajo prilagodljivost in prožnost delovanja sistemov DO).

Na lokalnem nivoju je glede načrtovanja ogrevanja in hlajenja, razvojne načrte podjetij za daljinsko ogrevanje in hlajenje, finančne spodbude in zakonodajni okvir potrebno zagotoviti:

5. Dvig kvalitete strateškega načrtovanja na lokalnem nivoju ter zagotoviti izvajanje dolgoročnih, lokalnih razvojnih programov, ki na ustrezen način vključujejo razvojne programe SDOH, njihovo sofinanciranje ter določitev prioritete uporabe energentov za ogrevanje in hlajenje.
6. Za podjetja je ključna pravočasna priprava investicij v OVE proizvodne naprave, hranilnike toplote in širitev omrežja DO ter njihovo umeščanje v prostor. Oblikovanje programa in kazalnikov prehoda v 4. generacijo sistemov DO ter zmanjšanja toplotnih izgub distribucije toplote.
7. Potrebne investicije za program razogljičenja DO in ohranitev konkurenčnosti obstoječih sistemov DO so ocenjene na približno 330 mio. EUR do leta 2030. Dolgoročno je potrebno zagotoviti ustrezne, ciljno usmerjene ekonomske spodbude na nacionalnem nivoju (uvajanje velikih toplotnih črpalk v sisteme DO ter višje podpore električni energiji proizvedeni v SPTE iz OVE, kar terja preoblikovanje obstoječe podporne sheme, ali vzpostavitev nove podporne sheme za toploto iz OVE).
8. Na zakonodajnem področju je potrebno vzpostaviti zakonodajni in regulatorni okvir za izvajanje priporočenih politik (nova regulacija dejavnosti DO, določitev prioritete uporabo energentov na lokalnem nivoju, zmanjšanje administrativnih ovir umeščanju proizvodnih virov in cevovodov v prostor, odločanje v razumnem roku,...).
9. Zmanjšanje toplotnih izgub v distribuciji, zato je potrebno razvoj distribucijskega omrežja prioriteto usmeriti v nižanje temperatur predtoka in povratka omrežne vode (predtok od 50 do 70°C za sisteme DO četrte generacije). Pospešeno je potrebno nadaljevati s procesi digitalizacije vodenja in optimizacije obratovanja (npr. aktivna regulacija temperature predtoka in povratka ter pretoka medija, nižanje koničnega odjema, nižanje izgub, izraba OT odjemalcev in nizkotemperaturnih virov toplote).
10. Vgradnja hranilnikov toplote je za sisteme DO praviloma zelo smiselna, saj med drugim omogoča večjo fleksibilnost in optimizacijo obratovalnih režimov.
11. Povečati gostoto odjema toplote iz sistemov SDO.

Največji izzivi za prihodnje obdobje se nakazujejo v predlogu Direktive Evropskega parlamenta in Sveta o energijski učinkovitosti, saj nalaga sistemom DO še ostrejše zahteve, kot jih imamo danes. Za povečanje primarne energijske učinkovitosti in deleža energije iz obnovljivih virov v oskrbi z ogrevanjem in hlajenjem je učinkovit sistem DO in hlajenja sistem, ki izpolnjuje naslednja merila (Predlog direktive o energijski učinkovitosti):

- a. do 31. decembra 2025 sistem, ki uporablja vsaj 50 % energije iz obnovljivih virov, 50 % odvečne toplote, 75 % toplote iz sproizvodnje ali 50 % kombinacije take energije in toplote;
- b. od 1. januarja 2026 sistem, ki uporablja vsaj 50 % energije iz obnovljivih virov, 50 % odvečne toplote, 80 % toplote iz sproizvodnje z visokim izkoristkom ali vsaj kombinacije take toplotne energije, ki se dovaja v omrežje, v katerem je delež energije iz obnovljivih virov najmanj 5 %, skupni delež energije iz obnovljivih virov, odvečne toplote ali toplote iz sproizvodnje z visokim izkoristkom pa najmanj 50 %;
- c. od 1. januarja 2035 sistem, ki uporablja vsaj 50 % energije iz obnovljivih virov in odvečne toplote, če je delež energije iz obnovljivih virov vsaj 20 %;

- d. od 1. januarja 2045 sistem, ki uporablja vsaj 75 % energije iz obnovljivih virov in odvečne toplote, če je delež energije iz obnovljivih virov vsaj 40 %;
- e. od 1. januarja 2050 sistem, ki uporablja samo energijo iz obnovljivih virov in odvečno toploto, če je delež energije iz obnovljivih virov vsaj 60 %.

Literatura in viri

1. Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji 2021; Agencija za energijo, Maribor, 2022
2. Predlog Direktive Evropskega parlamenta in Sveta o energijski učinkovitosti, datum dostopa 4. 10. 2022 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021PC0558&from=EN>
3. Zakon o spodbujanju rabe obnovljivih virov energije (Uradni list RS, št. 121/21 in 189/21)
4. Zakon o učinkoviti rabi energije (Uradni list RS, št. 158/20)

ANALIZA ODVISNOSTI RUSKIH DOBAVITELJEV ZEMELJSKEGA PLINA OD EVROPSKEGA TRGA⁸

Klemen Mesec

klemen.mesec92@gmail.com

Matej Švigelj

Ekonomski fakulteta, Univerza v Ljubljani, Kardeljeva ploščad 17, 1000 Ljubljana

matej.svigelj@ef.uni-lj.si

POVZETEK

Rusija je med državami z največjimi dokazanimi zalogami fosilnih goriv, ki v svetu še vedno pokrivajo veliko večino potreb po energiji. Zemeljski plin v Rusiji je leta 2019 predstavljal 17,3 % svetovnih zalog ter 18,9 % svetovnega izvoza. Pri tem je bil delež ruskega izvoza zemeljskega plina, ki je bil usmerjen v Evropo kar 75 %. Po drugi strani je ruski zemeljski plin v EU, ki je 90 % uvozno odvisna, predstavljal skoraj 42 % uvoza. V članku smo analizirali medsebojne odnose med EU in Rusijo na področju prodaje oz. nabave plina, pri čemer smo se v veliki meri posvetili ruskemu vidiku omenjenega položaja. Namen članka je tako preučiti ruski trg zemeljskega plina in njegov izvoz. Za razumevanje problematike ruskega izvoza zemeljskega plina v EU je nujno tudi poznavanje poteka plinovodnega omrežja, s katerim so nerazdružljivo povezani geopolitični odnosi. Ti so se na vzhodu Evrope začeli zapletati po razpadu Sovjetske zveze, saj so do takrat skupni sovjetski plinovodi prešli pod upravljanje neodvisnih držav, ki so za nemoteno uporabo infrastrukture terjale pristojbine. To je bil povod za številna kasnejša trenja, zaradi katerih je Rusija zgradila Severni tok 1 in Turški tok, težnje po obvoznih plinovodih pa so se še dodatno okrepile po ukrajinski odločitvi za tesnejše sodelovanje z EU in hkratno oddaljevanje od Rusije. V članku smo se dotaknil tudi tržnih priložnosti na Daljnem vzhodu, kjer je napovedana dvakrat višja rast povpraševanja po energiji do leta 2035. V zaključku smo analizirali še tveganja za ruski izvoz plina, ta pa rangirajo od nizkih cen ogljika, manjše okoljske ozaveščenosti, tehnološkega napredka pa do sankcij in političnih pretresov.

Ključne besede: zemeljski plin, Rusija, EU

1 Uvod

Rusija je med državami z največjimi dokazanimi zalogami fosilnih goriv, ki v svetu še vedno pokrivajo veliko večino potreb po energiji. Zemeljski plin v Rusiji je leta 2019 predstavljal 17,3 % svetovnih zalog ter 18,9 % svetovnega izvoza. Pri tem je bil delež ruskega izvoza zemeljskega plina, ki je bil usmerjen v Evropo kar 75 %. Po drugi strani je ruski zemeljski plin v EU, ki je 90 % uvozno odvisna, predstavljal skoraj 42 % uvoza. Ogromen izvoz fosilnih goriv se odraža tudi v državnem proračunu Rusije, saj sta tako največje podjetje za izvoz nafte kot največje podjetje za izvoz zemeljskega plina v državnem lastništvu.

V članku smo analizirali medsebojne odnose med EU in Rusijo na področju prodaje oz. nabave plina, pri čemer smo se v veliki meri posvetili ruskemu vidiku omenjenega položaja. Namen članka je tako preučiti ruski trg zemeljskega plina in njegov izvoz.

Za razumevanje problematike ruskega izvoza zemeljskega plina v EU je nujno tudi poznavanje poteka plinovodnega omrežja, s katerim so nerazdružljivo povezani geopolitični odnosi. Ti so bili že

⁸ Analiza odvisnosti ruskih dobaviteljev zemeljskega plina od evropskega trga je bila v sklopu magistrskega dela zaključena v letu 2019. Kljub temu, da je bila analiza narejena pred vojno v Ukrajini, članek pripomore k razumevanju trenutne energetske krize v EU.

v obdobju proučevanja navedene tematike v letu 2019 pred vojno v Ukrajini načeti, saj so se že poprej zgodile Oranžna revolucija, prva in druga plinska vojna, Evromajdan ter vrhunec napetosti v obliki priključitve strateškega polotoka Krima. Začetne napetosti so glavnega uvoznika plina v Evropo prisilile v gradnjo novih, obvodnih plinovodov, s krimsko aneksacijo in zahodnimi sankcijami pa se je pojavila nuja iskanja tudi drugih trgov. V luči tega so Rusi s Kitajci hitro sklenili dogovor o izgradnji plinovodne povezave Moč Sibirije. Tam se niso ustavile ruske ambicije, saj se na Daljnem vzhodu nahajata še dve energetske potratni deželi – Južna Koreja in Japonska.

2 Izvoz zemeljskega plina v Rusiji

Velika večina zemeljskega plina se iz Rusije izvozi v plinastem stanju po plinovodih, šele v zadnjih letih so se začeli postavljati tudi na trg UZP. Delež slednjega v celotnem ruskem izvozu je v letih 2015 in 2016 znašal 7,2 % in 6,8 %. Ruski glavni trg je Evropa, kamor, vštivši Turčijo, izvaža v 22 držav. Leta 2016 je njegov skupni izvoz znašal 190,8 milijarde m³, od česar je v Evropo izvozil 142,9 milijarde m³ zemeljskega plina. Izvoz v Evropo se od leta 2009 navkljub manjši porabi v EU-28, povečuje, kar nazorno pokaže tabela 1. Kot je razvidno, je bil v obdobju 2007–2016 delež Evropi namenjenega plina v celotnem ruskem izvozu zemeljskega plina najmanjši leta 2011, ko je znašal 56,5 %, največji pa leta 2016, ko je znašal 74,9 %; leta 2007 zaradi pomanjkljivih podatkov nisem upošteval (BP, 2017a).

Tabela 1: Izvoz plina (v milijardah m³)

	2009	2011	2013	2015	2016
Izvoz	183	207	211,3	179,1	190,8
- v Evropo	115,6	117,1	136,2	133,2	142,9
%	63,2	56,5	64,5	73,4	74,9

Vir: British Petroleum, 2017a

Ruski glavni konkurent v Evropi je Norveška, saj je v tej regiji leta 2015 imela 25,9-odstotni tržni delež. Norveška sicer na letni ravni proizvede več kot petkrat manj zemeljskega plina kot Rusija, vendar dobro izkorišča geografsko bližino Evropi ter tako velja za glavnega igralca na zahodnoevropskih trgih, saj je leta 2014 med dobavitelji obvladovala trge npr. Belgije (92,2 %), Francije (77,8 %), Združenega kraljestva (29,4 %) in Španije (23,2 %) z Rusijo pa neposredno tekmovala na trgih Avstrije (41,5 %), Nemčije (39,7 %), Češke republike (32,2 %) in Poljske (17 %) (BP, 2016).

3 Plinska infrastruktura med Rusijo in Evropo

Zaradi vse večje porabe fosilnih goriv in posledičnega izčrpanja starih nahajališč se razdalje med končnimi porabniki in nahajališči vse bolj povečujejo. Tako so že v Rusijo razdalje med bogatimi nahajališči na zahodu Sibirije in glavnimi urbanih središči ter industrijo več tisoč kilometrske. Za zadovoljevanje potreb je zato nujno visokokakovostno, zanesljivo in dobro razvejano plinovodno omrežje.

V Rusiji so v zgodnjih 30. letih plin začeli uporabljati v industrijske namene z letno porabo med 10 in 15 milijonov m³ plina. Velik preboj pa je bil dosežen leta 1943 z odprtjem prvega plinovoda v državi (160 km, Buruguslan – Kujbyšev). Za začetek »plinske revolucije« se šteje prvi magistralni plinovod, ki je z dolžino 843 km povezal mesti Saratov in Moskvo. To je bil začetek masovne gradnje domačih plinovodov, v 60. letih pa so zemeljski plin začeli tudi izvažati (Mosgaz, 2018).

V poznih 50. in zgodnjih 60. je v ZSSR potekala intenzivna plinifikacija gospodarstva z namenom zmanjšanja domače porabe nafte ter povečanja njenega izvoza, hkrati pa še vedno z načrtom zadovoljevati naraščajoče energetske potrebe. V skladu s petletnimi programi se je v ZSSR v obdobju 1960–1980 proizvodnja zemeljskega plina povečala s 47,2 milijarde m³ na 406 milijard m³ z 28-

odstotnim svetovnim deležem pri izvozu. Prva pošiljka plina iz ZSSR v Zahodno Evropo je stekla leta 1968, tej pa so kmalu sledile številne dvostranske dolgoročne plinske pogodbe (Jermolajev, 2017; Vavilov, 2015; Lee, 2016).

V ZSSR je bil takrat v veljavi centralizirani oz. enotni sistem oskrbe s plinom. Ko so se v ZSSR v drugi polovici 60. let odločali o gradnji izvoznih plinovodov, so izbirali med dvema razvojnima modeloma: dražjim enakomernim in cenejšim ukrajinskim. Prvi je predvideval izgradnjo plinovodov čez ozemlja vseh sovjetskih republik na meji z Evropo, drugi pa zgolj prek Ukrajine. Ta je v tistem času izmed sovjetskih republik v smislu industrije zaostajala le za Rusijo. Če bi plinovode speljali prek te republike, bi hkrati odpravili tako problem energetskega primanjkljaja v Ukrajini kot tudi vprašanje izvoznih magistralnih plinovodov. V prid cenejše rešitve so se nagibali tedanji vplivni ukrajinski politiki v partiji kot tudi sovjetsko gospodarstvo. To je bila posledica oboroževalne tekme z ZDA, povečanje naložb v vojaško-industrijski kompleks in krhanje odnosov s Kitajsko. Te okoliščine so na koncu odločilno prispevale, da so se v partiji odločili za cenejši ukrajinski model. Na podlagi slednjega so potem med blokoma v 70. in 80. letih zgradili razvejano mrežo izvozno usmerjenih plinovodov in začrtali usmerjenost in velikost evrazijskih plinskih tokov za več desetletij (Amadeo, 2018; Lee, 2016).

Plinovod »Zveza« je bil prvi izvozno naravnani plinovod (1980) iz Sovjetske zveze. Projekt je na razdalji 2750 km povezal Orenburško nahajališče plina, plinskega kondenzata in nafte s takratnimi zahodnimi mejami Sovjetske zveze in tja letno zagotovil dobavo 26 milijard m³ plina. Zaradi političnih sprememb plinovod danes poteka na ozemlju treh držav, in sicer ga 300 km poteka po Kazahstanu, več kot 1500 km pa po Ukrajini (Gazprom, 2016; Gazprom dobytča Orenburg, brez datuma).

Plinovod »Bratstvo« je drugi najstarejši ruski izvozni plinovod (1983) in velja za vrhunec energetskega sodelovanja med komunističnimi in zahodnimi državami v obdobju hladne vojne. Ideja za 4500 kilometrski plinovod, ki bi povezal plinska nahajališča Zahodne Sibirije s trgi držav Zahodnega bloka, se je pojavila konec 70. let, glavni interesenti pa so bili Francija, Zahodna Nemčija, Italija in ZSSR. Njegova zmogljivost letno dosega 28 milijard m³, s čimer je še dandanes največji ruski izvozno naravnani plinovod, ki poteka prek ozemlja Ukrajine (Gazpromexport, brez datuma a).

Plinovod »Severni sij« prav tako velja za enega starejših plinovodov na območju današnje Rusije, zaradi izjemne dolžine in naknadnih dograditev dodatnih cevi pa so ga izgrajevali skoraj 20 let (1967–1985). Za potrebe izvoza je bil odprt leta 1985, zmogljivost pa znaša 17 milijard m³. Med večje plinovode spada tudi plinovod »Progres« iz zmogljivostjo 26 m³ letno iz leta 1988, omeniti je pa tudi »Transbalkanski plinovod z enako zmogljivostjo iz leta 2002 (EEGA, 2006; EEGA, 2009; Gazprom Transgaz Uhta, 2017).

V zahodni Ukrajini se najprej združijo »Zveza«, »Bratstvo« in »Progres«, nato pa še cev »Severnega sija«. To področje se zaradi steka plinovodov s skupno zmogljivostjo prek 100 milijard m³ plina letno imenuje »Zahodni koridor« (EEGA, 2014; Gazprom, brez datuma a; Gazpromexport, brez datuma b).

Če je koncentracija izvoznih plinovodov prek ozemlja Ukrajine za časa ZSSR pomenila prednost, se je to po razpadu slednje izkazalo za vse prej kot to. S podobnimi novonastalimi državami na postkomunističnem območju sta bila tesno povezana dva problema, in sicer določanje cen ter tranzit, kasneje pa tudi t.i. plinske vojne (Newnham, 2011).

Primer tega je Ukrajina, prek ozemlja katere so s skupno letno zmogljivostjo 142 milijard m³ potekali tako rekoč vsi sovjetski plinovodi. Ni pa bila to samo država tranzita, pač pa s 50 milijoni prebivalcev in razvito industrijo tudi eden največjih porabnikov. Za ogromne količine plina, ki ga je ukrajinsko gospodarstvo potrebovalo, niso bili sposobni plačevati niti tržne niti znižane, preferenčne cene. Samo do leta 1994 se jim je nabralo za 2 milijardi \$ dolga, kar je pripeljalo do številnih resnih

nesporazumov glede cene plina, poplačila dolga, tranzitnih odškodnin in obtožb o kraji plina (Lee, 2016).

Na spore s sosedomi glede tranzita je bil plinovod »Jamal - Evropa« logičen odgovor, pa četudi so pri Gazpromu zatrjevali, da gre le za dodatni in ne nadomestni plinovod. Čeprav se je hladna vojna končala, je bilo tokratno sodelovanje Gazproma in zahodnih podjetij podobno. Znova se je pokazalo, kako zelo je izgradnja takega projekta še vedno odvisna od zahodnih denarnih in tehnoloških investicij. Danes je »Jamal - Evropa« projekt, ki v dolžino meri prek 2000 km in ima zmogljivost 32,9 milijard m³ plina na leto, na svoji poti iz Rusije v Nemčijo pa prečka še ozemlji Belorusije in Poljske. S tem projektom je Gazprom vstopil tudi na evropski trg distribucije, saj je po končanju projekta dobil 13 % nemškega trga. Njegova gradnja se je začela leta 1994, delno se ga je začelo uporabljati že leta 1996, leta 1999 pa so otvorili prvo cev. Zaradi nesoglasij o financiranju dodatnih kompresorskih postaj polne zmogljivosti ni dosegel do leta 2006. Kot pa se je izkazalo kasneje, tudi z novo dobavno potjo pri Gazpromu niso mogli biti zadovoljni, saj je tako s Poljsko kot Belorusijo zaradi lastništva prihajalo do stalnih političnih sporov. Možnost, da se slednjih rešijo, je bil eden glavnih razlogov, da so na začetku 21. stoletja med projektoma »Jamal 2« in »Severni tok« izbrali slednjega, četudi je bil ta veliko dražji. Odraz iskanja nove, obvodne rešitve je tudi plinovod »Modri tok«, 1200 km dolg projekt, ki poteka po dnu Črnega morja in z letno zmogljivostjo 16 milijard m³ oskrbuje turški trg. Poprej omenjeni »Severni tok« je soroden 1224 km dvocevni plinovod, poteka pa po dnu Baltskega morja. Z letno zmogljivostjo 55 milijard m³ povezuje mesti Vyborg in Greifswald, v polnem obsegu je bil odprt leta 2012 (Gazprom, brez datuma b; Gazpromexport, brez datuma c; EGA, 2006; Nord Stream, brez datuma; Langlet, 2014).

»Turški tok« je dvocevni plinovod, ki so ga zasnovali po odpovedi gradnje »Južnega toka« in poteka od ruskega mesta Anape na obali Črnega morja do mesta Kiyikoy v Turčiji. Skupna projektna zmogljivost je 31,5 milijard m³ plina letno. Drugi tovrsten plinovod je »Severni tok 2«, ki bi z 55 milijardami m³ plina letno podvojil trenutno zmogljivost »Severnega toka 1«⁹ (Gazprom, brez datuma c; Gazpromexport, brez datuma d; Tsakiris, 2015; Vasev, 2016; Nord Stream 2).

4 Tveganja in priložnosti izvoza ruskega plina

4.1 Priložnosti

Možnosti za nadaljnjo rast prodaje zemeljskega plina v Evropi so zaradi gospodarskih in političnih dejavnikov omejene, zato se je Rusija v iskanju novih možnosti začela ozirati na Daljni vzhod. Za območje Vzhodne Azije do leta 2035 je napovedana letna rast povpraševanja po energiji v višini 2,5 %, kar je dvakrat več kot drugje po svetu. Od sodelovanja bi velike koristi imeli tudi Rusi, čemur v prid neizpodbitno priča več dejavnikov: vse več nahajališč se odkriva v Sibiriji in na Daljnem Vzhodu, povpraševanje po ruskih energentih v Vzhodni Aziji za razliko od Evrope raste, tudi Rusija želi svoje države odjemalke diverzificirati, cene za plin v Vzhodni Aziji so bile višje od evropskih in ameriških. (Belov, 2016; Weitz, 2014; IEA, 2015).

Med državami Daljnega vzhoda ogromno plinsko tržišče in stabilno povpraševanje predstavlja Kitajska, visoke cene za plin so še posebej značilne za Južno Korejo, Japonska pa kot edina lahko da tehnologijo in možnost, da s sodelovanjem Rusom posreduje določeno znanje. Maja 2014 je bil tako s Kitajci sklenjen zgodovinski 30-letni sporazum v vrednosti 400 milijard \$, ki bo na letni ravni v obdobju 2019–2048 Kitajski dostavljala 38 milijard m³ plina (Belov, 2016; BP, 2017b; Gazprom, 2017).

⁹ Nemčija je februarja 2022 ustavila projekt Severni tok 2.

4.2 Tveganja

Tveganje za ruski izvoz plina je v celoti povezano z razvojem dogodkov v Evropi in na evropskem trgu, saj ta po podatkih BP iz leta 2017 predstavlja 87,9 % vsega prodanega ruskega plina v svetu. Rusija se torej v povezavi s svojim glavnim, najbolj dobičkonosnim trgov spopada s tveganji, opisanimi v nadaljevanju (BP, 2017b).

Nizke cene ogljika

Plin velja za najbolj čisto fosilno gorivo, zato bi bilo za plinsko industrijo v Evropi zelo nevarno, če se cene ogljika ne povišajo na razumno stopnjo. V preteklosti evropski sistem trgovanja z emisijami ni prinesel dovolj visokih cen, nujno za prihodnost plina pa je, da se to spremeni in se plinu da prednost pred premogom (Stern, 2017).

Manjša okoljska ozaveščenost

V primeru, da bi v državah EU za namene povečanja domače proizvodnje plina uzakonili pridobivanje plina iz skrilavcev, bi to ruskemu plinu predstavljalo novo konkurenco. Četudi bi tovrstni plin imel nekatere prednosti, kot je krajša pot dobave, pa ima hidravlično lomljenje na okolje vrsto negativnih učinkov, saj se za pridobivanje plina iz skrilavcev uporablja tudi kemikalije. Poleg tega se tovrstni plin izplača samo v primeru visokega povpraševanja po plinu in visokih cenah. Upoštevanje evropske visoke okoljevarstvene standarde je sprejem takega zakona malo verjeten (Ponomarev, 2016).

Tehnološki napredek

Tehnološke spremembe v sektorju pridobivanja električne energije bodo za plinsko industrijo najverjetneje negativne, z nekaterimi izjemami. Padci cen obnovljivih virov in tehnološki preboji na področju baterijskega shranjevanja elektrike napovedujejo, da bodo plinske elektrarne v bodočnosti težje konkurirale npr. vetrni in sončni energiji. Seveda je pot do tja še dolga, upoštevati pa je treba tudi, da so obnovljivi viri energije v veliki meri odvisni od vremenskih pogojev. Vseeno pa bodo z novimi odkritji shranjevanja energije stroški padali, zmogljivost pa večala (Stern, 2017).

Sankcije in politični pretresi

Do nedavnega se področja nakupa in prodaje plina sankcije niso dotaknile, so se pa področja raziskovanja in pridobivanja. Ta del plinske industrije zaradi nižjih naftnih cen, zmanjšanih tujih naložb in tehnološkega embarga doživlja zastoj v razvoju, ki se še posebej občuti pri raziskovanju in razvijanju polj v arktičnem globokem morju ter na področju pridobivanja plina iz skrilavcev. Protiruske sankcije se občutijo tudi pri gradnji kompresorskih postaj in terminalov za utekočinjanje plina (Belov, 2016; IEA, 2017).

5 Sklep

V članku smo analizirali medsebojne odnose med EU in Rusijo na področju prodaje oz. nabave plina, pri čemer smo se v veliki meri posvetili ruskemu vidiku omenjenega položaja. Za razumevanje problematike ruskega izvoza zemeljskega plina v EU je nujno tudi poznavanje poteka plinovodnega omrežja, s katerim so nerazdružljivo povezani geopolitični odnosi. V članku smo se dotaknili tudi tržnih priložnosti Rusije na Daljnem vzhodu, kjer je napovedana dvakrat višja rast povpraševanja po energiji do leta 2035. Menimo, da si Rusija navkljub odpiranju kitajskega trga izgube evropskega ne more privoščiti. V zaključku smo analizirali še tveganja za ruski izvoz plina, ta pa rangirajo od nizkih cen ogljika, manjše okoljske ozaveščenosti, tehnološkega napredka pa do sankcij in političnih pretresov. Pri tem sankcije in politični pretresi predstavljajo glavne nevarnosti za izvoz ruskega plina.

Literatura in viri

1. Amadeo, K. (2018). OPEC Oil Embargo, Its Causes, and the Effects of the Crisis. The Balance. Pridobljeno 8. oktobra 2018 iz <https://www.thebalance.com/opec-oil-embargo-causes-and-effects-of-the-crisis-3305806>
2. Belov, A. V. (2016). Perpektivy rossijsko-japonskogo sotrudnichestva v oblasti energetiki. Pridobljeno 25. aprila 2018 iz http://www.s.fpu.ac.jp/u-abcpage/inrussian/Files/Belov-JR%20Energy%20Cooperation%20js_2016_1_32-46.pdf
3. British Petroleum. (2016). BP Statistical Review of World Energy June 2016. Pridobljeno 17. februarja 2018 iz <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>
4. British Petroleum. (2017a). Country Insight - Russia. Pridobljeno 15. februarja 2018 iz <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/country-and-regional-insights/russia.html>
5. British Petroleum. (2017b). BP Statistical Review of World Energy June 2017. Pridobljeno 17. februarja 2018 iz https://www.bp.com/content/dam/bp-country/de_ch/PDF/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf
6. British Petroleum. (brez datuma). Shah Deniz 1. Pridobljeno 22. oktobra 2018 iz https://www.bp.com/en_az/caspian/operationsprojects/Shahdeniz/SDstage1.html
7. East European Gas Analysis. (2013). Edinaja sistema gazosnabženija Rossiji i moščnosti eksportnih gazoprovodov. Pridobljeno 9. oktobra 2018 iz https://eegas.com/fsu_r.htm
8. East European Gas Analysis. (2014). Gas Pipelines and Export Terminals of Uzhgorod Area, Ukraine. Pridobljeno 9. oktobra 2018 iz <https://eegas.com/uzhgorod.htm>
9. Gazprom. (brez datuma a). *SRTO-Toržok*. Pridobljeno 4. oktobra 2018 iz <http://www.gazprom.ru/projects/srto-torzok/>
10. Gazprom. (brez datuma b). *Jamal-Evropa*. Pridobljeno 4. oktobra 2018 iz <http://www.gazprom.ru/projects/yamal-europe/>
11. Gazprom. (brez datuma c). *Tureckij potok*. Pridobljeno 11. oktobra 2018 iz <http://www.gazprom.ru/projects/turk-stream/>
12. Gazprom dobyča Orenburg. (brez datuma). 50 let OOO »Gazprom dobyča Orenburg«. Pridobljeno 8. oktobra 2018 iz <http://orenburg-dobycha.gazprom.ru/press/50-let-ooo-gazprom-dobycha-ore/>
13. Gazpromexport. (brez datuma a). *Novye rynki*. Pridobljeno 11. oktobra 2018 iz <http://www.gazpromexport.ru/strategy/markets/>
14. Gazpromexport. (brez datuma b). *Rumynija*. Pridobljeno 8. oktobra 2018 iz <http://www.gazpromexport.ru/partners/romania/>
15. Gazpromexport. (brez datuma c). *Transportirovka*. Pridobljeno 4. oktobra 2018 iz <http://www.gazpromexport.ru/projects/transportation/>
16. Gazpromexport. (brez datuma d). *Tureckij potok*. Pridobljeno 11. oktobra 2018 iz <http://www.gazpromexport.ru/projects/>
17. Gazprom. (2016). Orenburgskomu neftegazokondesantnomu mestoroždeniju – 50 let. Pridobljeno 8. oktobra 2018 iz <http://www.gazprom.ru/about/subsidiaries/news/2016/november/article291620/>
18. Gazprom. (2016). Orenburgskomu neftegazokondesantnomu mestoroždeniju – 50 let. Pridobljeno 8. oktobra 2018 iz <http://www.gazprom.ru/about/subsidiaries/news/2016/november/article291620/>
19. Gazprom. (2017). *Postavki rossijskogo gaza v Kitaj po »Sile Sibiri« načnitsja ešče v dekabre 2019 goda*. Pridobljeno 15. maja 2018 iz <http://www.gazprom.ru/press/news/2017/july/article340464/>
20. Gazprom Transgaz Uhta. (brez datuma). 50-letnij jubilej gazoprovoda »Sijanje severa«. Pridobljeno 9. oktobra 2018 iz <http://ukhta-tr.gazprom.ru/press/news/2017/03/394/>
21. International Energy Agency. (2017). World Energy Outlook 2017. Pridobljeno 25. februarja 2018 iz <https://www.iea.org/weo2017/#section-3>

22. Jermolajev, S. (2017). Formirovanije i razvitije neftegazovoj zavisimosti sovjetskoj sojuza. Carnegie Endowment for International Peace. Pridobljeno 7. oktobra 2018 iz <https://carnegie.ru/2017/03/31/ru-pub-68448>
23. Langlet, D. (2014). Transboundary Transit Pipelines: Reflections on the Balancing of Rights and Interests in Light of the Nord Stream Project. *International and Comparative Law Quarterly*, 63, 977–995.
24. Lee, J. S. & Connolly, D. (2016). Pipeline Politics between Europe and Russia: A Historical Review from the Cold War to the Post-Cold War. *The Korean Association of International Studies*, 14(1), 105–129.
25. Newnham, R. (2011). Oil, carrots, and sticks: Russia's energy resources as a foreign policy tool. *Journal of Eurasian Studies*, 2(2), 134–143.
26. Nord Stream. (brez datuma). The Pipeline. Pridobljeno 10. oktobra 2018 iz <https://www.nord-stream.com/the-project/pipeline/>
27. Nord Stream 2. (brez datuma). Rationale. Pridobljeno 16. februarja 2018 iz <https://www.nord-stream2.com/project/rationale/>
28. Ponomarev, D. A. (2015). Rossija na mirovom rynke prirodnogo gaza: sovremennye tendencii, ugrozy i perspektivy. Pridobljeno 23. oktobra 2018 iz <https://cyberleninka.ru/article/v/rossiya-na-mirovom-rynke-prirodnogo-gaza-sovremennye-tendentsii-ugrozy-i-perspektivy>
29. Seninskij, S. (2016). Dve glavnye ugrozy Gazpromu. *Radio Svoboda*. Pridobljeno 23. oktobra 2018 iz <https://www.svoboda.org/a/28146473.html>
30. Stern, J. P. (2017). The Future of Gas in Decarbonising European Energy Markets: The Need for a New Approach. *Oxford Institute for Energy Studies*, 116, 1–26.
31. Tsakiris, T. (2015). The Energy Parameters of the Russian–Ukrainian–EU Impasse: Dependencies, Sanctions and the Rise of »Turkish Stream«. *Southeast European and Black Sea Studies*, 15(2), 203–219.
32. Vasev, B. (2016). Putin in Erdogan obnavljata načrt za plinovod Turški tok. *Radiotelevizija Slovenija*. Pridobljeno 22. oktobra 2018 iz <https://www.rtvsl.si/svet/putin-in-erdogan-obnavljata-nacrt-za-plinovod-turski-tok/404819>
33. Weitz, R. (2014). The Russia-China Gas Deal: Implications and Ramifications. *World Affairs*, September/October 2014.

PRIHODNOST VODIKA V EVROPSKI UNIJI

Jure Lakner

lakner1993@gmail.com

Matej Švigelj

Ekonomski fakulteta, Univerza v Ljubljani

matej.svigelj@ef.uni-lj.si

POVZETEK

Evropski zeleni dogovor določa pot do ogljične nevtralnosti EU do leta 2050. Pri tem naj bi bil vodik eden izmed ključnih elementov, ki bodo prispevali k doseganju cilja podnebne nevtralnosti. Kljub temu pa vodik v EU še vedno predstavlja relativno majhen delež v primerjavi z ostalimi energenti. Namen članka je preučiti prihodnost uporabe vodika v EU. V članku smo prikazali značilnosti vodika in stroškovni vidik različnih načinov proizvodnje vodika. Poleg tega smo s pomočjo SWOT analize ocenili prednosti, slabosti, priložnosti in nevarnosti uporabe vodika v EU. Ključna prednost vodika je, da lahko nadomesti fosilna goriva v prometnem, industrijskem in stavbnem sektorju. Pri proizvodnji vodika iz obnovljivih virov energije (OVE) tudi ne prihaja do izpustov toplogrednih plinov. Po drugi strani pa sta glavni slabosti vodika visoki stroški ter nerazvitost infrastrukture za proizvodnjo in transport vodika. Priložnosti se kažejo v njegovi vsestranski uporabnosti. Hkrati pa obstaja vrsta tveganj pri nadaljnjem razvoju trga vodika kot so omejitve na področju predpisov in standardov, povečana konkurenčnost OVE, ekonomska nestabilnost in nepolno izkoriščeni tehnični potenciali vodika. Na podlagi SWOT analize tako ugotavljamo, da koristi vodika pretehtajo tveganja ter menimo, da bo vodik v prihodnosti pomemben del energetske mešanice v EU.

Ključne besede: vodik, OVE, ogljična nevtralnost, EU

1 Uvod

Evropski zeleni dogovor določa pot do ogljične nevtralnosti EU do leta 2050. Za trajnostno Evropo in doseganje cilja zelenega dogovora EU bodo potrebna velika vlaganja. V skladu z naložbenim načrtom za trajnostno Evropo bo EU aktivirala približno tisoč milijard evrov za trajnostne naložbe v letih od 2021 do 2030 (European Commission, 2020). Pri tem naj bi bil vodik eden izmed ključnih elementov, ki bodo prispevali k doseganju cilja podnebne nevtralnosti. Kljub temu pa vodik v EU v primerjavi z ostalimi energenti še vedno predstavlja relativno majhen delež. Namen članka je tako preučiti prihodnost uporabe vodika v EU. V članku smo prikazali značilnosti vodika in stroškovni vidik različnih načinov proizvodnje vodika. Poleg tega smo s pomočjo SWOT analize ocenili prednosti, slabosti, priložnosti in nevarnosti uporabe vodika v EU.

2 Predstavitev vodika

Vodik je kemijski element s simbolom H in je najlažji element z najpogostejšim izotopom, ki je sestavljen iz enega protona in enega elektrona. Ta element je glavna sestavina vode in ostalih organskih snovi. Vodik je široko razširjen tako na zemlji kot tudi v vesolju. Atomi vodika tvorijo molekule H₂. Molekularna oblika vodika je brez barve, vonja in okusa. Iz plinastega kondenzira v tekoče stanje pri -253 °C, pri -259 °C pa iz tekočega preide v trdno stanje (Gupta, 2009).

V zadnjih letih se vodik uporablja za stacionarno proizvodnjo energije v sistemih gorivnih celic ter za pogon električnih vozil na vodikove gorivne celice. Dobra lastnost vodika je, da ga je mogoče proizvajati na veliko različnih načinov. V svetovnem merilu je bila proizvodnja vodika leta 2013 ocenjena na 22 milijonov metričnih ton. Po podatkih U. S. Department of Energy (2020) je v letu

2020 ta številka narasla na 70 milijonov metričnih ton proizvodnje vodika. Od tega je bilo 76% vodika proizvedenega iz zemeljskega plina s procesom parne preobrazbe metana (v nadaljevanju SMR), 22% preko uplinjanja premoga in 2% z metodo elektrolize vode.

Proizvodnjo vodika ločimo na sivi, modri, zeleni in turkizni vodik. Sivi vodik se pridobiva iz neobnovljivih virov energije s procesom SMR in uplinjanjem premoga oziroma drugih ogljikovodikov. Modri vodik se pridobiva z enakimi metodami kot pri sivem vodiku, le da se s pomočjo metode zajemanja in shranjevanja ogljika (CCS) zmanjša izpust CO₂ (98% zajem CO₂) (IRENA, 2022; Kalamaras & Efstathiou, 2013). Zeleni vodik se pridobiva iz OVE s pomočjo elektrolize vode. Prav tako se zeleni vodik lahko pridobiva iz bioplina. Proizvodnja vodika iz OVE je trenutno najdražja. Modri vodik je stroškovno ugodnejši od zelenega vodika. Turkizni vodik se pridobiva iz zemeljskega plina s postopkom pirolize. V kolikor ta proces uporablja obnovljivi vir električne energije in ne pride do uhajanja emisij metana iz uporabljenega zemeljskega plina, ta metoda spada pod ogljično nevtralne (European University Institute, 2020).

3 Stroškovni vidik modrega in zelenega vodika

V EU se 64% vodika proizvede v velikih industrijskih obratih, medtem ko je 21% vodika proizvedenega kot stranski produkt industrijskega procesa. Preostalih 15% vodika se proizvede centralno in se dobavlja na lokacije odjema (vodik za prodajo) (European Commission, 2020).

Za regije z nizkocenovnimi viri domačega premoga in zemeljskega plina (Rusija, Bližnji vzhod, Severna Afrika in ZDA) je proizvodnja modrega vodika s sistemom zajema ogljika, uporabe in njegovega shranjevanja (CCUS) trenutno cenovno najugodnejša (IAE, 2021).

Proizvodnja zelenega vodika je popolnoma ogljično nevtralna. Ta proizvodnja temelji na elektrolizi s pomočjo električne energije, ki je pridobljena iz OVE. Največji delež uporabe elektrolizerjev je z alkalnim elektrolizerjem (v nadaljevanju ALK), ki predstavlja 61% elektroliz. Sledi ji tehnologija s protonsko izmenjevalno membrano (v nadaljevanju PEM) z 31%. Tehnologija z elektrolizno celico s trdnim oksidom (v nadaljevanju SOEC) in preostala tehnologija elektrolizerjev predstavlja 8% elektroliz. Sistem tehnologije PEM zahteva manjše prostorsko površinske kapacitete kot tehnologija ALK. Zaradi tega bo tehnologija ALK elektrolizerja potencialno privlačnejša od tehnologije PEM elektrolizerja. Materiali pri tehnologiji PEM, ki se uporabljajo pri elektrodah (platina, iridij), bipolarnih ploščah (titan) in membranski materiali, so dragi in zato prispevajo k višjim stroškom na kilovatno uro (v nadaljevanju kWh) kot tehnologija ALK. Stroški PEM katalizatorjev se gibljejo okoli 1750 ameriških dolarjev na kWh. Stroški tehnologije ALK elektrolizerja so manjši, in sicer od 1000 do 1400 ameriških dolarjev na kWh (IAE, 2021).

Trenutno so najvišji stroški pridobivanja vodika s tehnologijo SOEC, ki ji sledita tehnologiji PEM in ALT. Tako pri modrem vodiku kot tudi pri zelenem vodiku investicijski stroški z leti upadajo. Napovedi za leto 2050 nakazujejo upad investicijskih stroškov proizvodnje s tehnologijo SOEC za 82%. V primerjavi z modrim vodikom se bodo investicijski stroški zelenega vodika približali ravni investicijskih stroškov modrega vodika. Zaradi dvigovanja cen zemeljskega plina je bil zeleni vodik v EU leta 2021 ugodnejši od sivega vodika. Ali bodo stroški proizvodnje zelenega vodika v prihodnje lahko dosegli raven primerljivo z ostalimi načini proizvodnje vodika, je odvisno predvsem od povpraševanja in to na tistih trgih kjer ne bo na voljo alternativnih proizvodnih tehnologij. Povpraševanje po zelenem vodiku se bo po letu 2035 povečalo predvsem zaradi zahtev po ogljični nevtralnosti (IRENA, 2022).

4 SWOT analiza uporabe vodika v EU

Za boljše razumevanje trga vodika v EU smo proučili različne članke, knjige, raziskave, zakonodajne akte in poročila. Na podlagi zbranih podatkov smo s pomočjo SWOT analize ocenili prednosti, slabosti, priložnosti in nevarnosti uporabe vodika v EU (slika 1).

Slika 1: SWOT analiza uporabe vodika v EU

PREDNOSTI	PRILOŽNOSTI
<p>P₁: Koristi za ohranjanje okolja</p> <p>P₂: Raznovrstnost pri uporabi virov</p> <p>P₃: Tehnološke prednosti</p>	<p>P₁: Družbeno – ekonomske priložnosti</p> <p>P₂: Uporabnost vodika</p> <p>P₃: Razvojne možnosti</p>
SLABOSTI	NEVARNOSTI
<p>S₁: Visoki stroški</p> <p>S₂: Nezadostna infrastruktura</p>	<p>N₁: Konkurenčnost drugih obnovljivih virov</p> <p>N₂: Tehnološka negotovost</p> <p>N₃: Nestabilnost trga z vodikom</p> <p>N₄: Tveganje pri uvajanju vodika</p>

Vir: lastno delo.

Prednosti uporabe vodika v EU so v koristih za ohranjanje okolja, raznovrstnosti pri uporabi virov in tehnološke prednosti. Električna energija iz OVE v prihodnje ne bo zmožna v celoti nadomestiti fosilnih goriv v tovornem, ladijskem in letalskem prometu ter v težki industriji. Vodik lahko nadomesti fosilna goriva poleg naštetih sektorjev tudi v stavbnem sektorju in tako pripomore k znatnem zmanjšanju TGP. Vodik je lahko proizveden iz različnih virov kot so fosilna goriva (zemeljski plin, premog, nafta) in OVE. Prav tako vodik lahko proizvedemo kot stranski produkt v kemičnem sektorju in sektorju ravnanja z odpadki. Tehnološke prednosti vodika so v tem, da se leta lahko uporablja v čisti obliki kot energent ali kot industrijska surovina.

Slabosti uporabe vodika v EU so v visokih stroških in nezadostni infrastrukturi. Investicijski stroški modrega in sivnega vodika so v primerjavi z investicijskimi stroški zelenega vodika nižji, vendar zaradi izpustov TGP sivi vodik ni sprejemljiv. Trenutno v EU trg vodika še vedno nima zadostnega obsega prenosne infrastrukture. V EU bo za prenos vodika v prihodnosti potrebno vzpostaviti infrastrukturo cevovodov in oskrbovalnih omrežij, kar bo povzročilo visoke investicijske stroške. Investicija v »Evropsko vodikovodno hrbtenico« je tako ocenjena na 43 do 81 milijard evrov do leta 2040 (Jens, Wang, Van der Leun, Peters & Buseman, 2021).

Priložnosti uporabe vodika v EU predstavljajo družbeno – ekonomske priložnosti, njegova široka uporabnost in razvojne možnosti. V proizvodnji, gradnji in obratovanju vodikovih tehnologij naj bi se do leta 2030 v EU ustvarilo od 29.270 do 106.980 neposrednih delovnih mest in od 74.790 do 250.650 indirektnih delovnih mest (FCH 2 JU, 2020b). Za leto 2030 je ocena potenciala proizvodnje električne energije iz OVE v večini državah članicah EU višja od ocene povpraševanja po električni energiji iz OVE. Tako bodo imele države članice EU priložnost za izgradnjo dodatnih namenskih elektrarn iz OVE za pretvorbo vodika z metodo elektrolize. Ekonomije obsega so eden izmed načinov znižanja stroškov vpeljave vodika. Po drugi strani pa bodo raziskave in razvoj vodile do izboljšanja učinkovitosti proizvodnje, prenosa in končne uporabe vodika.

Nevarnosti trga vodika v EU predstavljajo konkurenčnost drugih obnovljivih virov, tehnološke negotovosti, nestabilnost trga z vodikom in tveganje pri uvajanju vodika. Vodik ima v EU perspektivno prihodnost, vendar je zaradi njegove značilnosti (nosilec energije in ne vir energije) ranljiv na področju konkurenčnosti drugih OVE. Njegova vloga je podobna električni energiji, ki je lahko prav tako pridobljena iz OVE. Trenutno ima vodik, pridobljen iz OVE, v primerjavi z električno energijo, pridobljeno iz OVE, manjšo energetske učinkovitost in višje proizvodne stroške. V kolikor bo imel vodik v prihodnjih letih na trgu EU tehnološke težave z doseganjem pričakovanih lastnosti, bi to lahko vodilo do zmanjšanja njegove vloge na trgu. Nestabilnosti trga vodika lahko doprinese k nastanku monopolnih dobaviteljev zelenega vodika z visokimi prodajnimi cenami. Tveganja v dobavni verigi, naložbena tveganja, tržna negotovost in čezmejne razlike v okoljskih predpisih tudi prinašajo nestabilnosti na trg vodika v EU. Prav tako so proizvajalci fosilnih goriv še vedno vplivni pri oblikovanju politike in upravljanju energetskega trga. Za povečanje obsega

uporabe vodika je v prihodnjih letih potrebno pritegniti zasebne vlagatelje, ki bodo spodbudili trg in bili zmožni večjega povpraševanja po vodiku. V EU obstoječi predpisi in standardi trenutno še vedno omejujejo uvajanje vodika v celovit vodikov sistem. Nekateri predpisi so nejasni in tako ne omogočajo vseh prednosti, ki jih prinaša vodik (npr. tehnična vprašanja, kot so kako in kje se lahko uporablja utekočinjen vodik ali vodik pod tlakom, kdo lahko ravna z vodikom, davčni režimi za pretvorbo med energenti, shranjevanje CO₂ in popolna integracija vodika v plinovodih, ki so namenjeni zemeljskemu plinu). Pomembno je, da je tudi javnost seznanjena z možnostmi uporabe vodika v EU, ki bodo znižali negotovost pri uporabnikih in proizvajalcih vodika.

Na podlagi SWOT analize ugotavljamo, da prednosti in priložnosti uporabe vodika presegajo slabosti in nevarnosti njegove uporabe v EU.

5 Sklep

V članku smo s pomočjo SWOT analize prikazali prednosti, slabosti, priložnosti in nevarnosti uporabe vodika v EU. Ključna prednost vodika je, da lahko nadomesti fosilna goriva v prometnem, industrijskem in stavbnem sektorju. Pri proizvodnji vodika iz OVE tudi ne prihaja do izpustov toplogrednih plinov. Po drugi strani pa sta glavni slabosti vodika visoki proizvodni stroški ter nerazvitost vodikove infrastrukture. Priložnosti se kažejo v njegovi vsestranski uporabnosti. Hkrati pa obstaja vrsta tveganj pri nadaljnjem razvoju trga vodika kot so omejitve na področju predpisov in standardov, povečana konkurenčnost OVE, ekonomska nestabilnost in nepolno izkoriščeni tehnični potencial vodika. Na podlagi SWOT analize tako ugotavljamo, da koristi uporabe vodika pretehtajo tveganja ter menimo, da bo vodik v prihodnosti pomemben del energetske mešanice v EU.

Literatura in viri

1. European Commission. (2020). Communication from the Commission to the European parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: Sustainable Europe Investment Plan, European Green Deal Investment Plan. Pridobljeno 19. februarja 2022 iz European Green Deal Investment Plan. Pridobljeno 19. februarja 2022 iz <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2020:21:FIN>
2. European University Institute. (2020). A proposal for a Regulatory Framework for Hydrogen Guarantees of Origin. Pridobljeno 9. novembra 2021 iz https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/68779/PB_2020_37_FSR.pdf?sequence=1
3. FCH 2 JU. (2020b). Opportunities for Hydrogen Energy Technologies Considering the National Energy & Climate Plans. Pridobljeno 19. februarja 2022 iz https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/file_attach/Final%20Report%20Hydrogen%20in%20NECPs%20%28ID%209501746%29.pdf
4. Gupta, B. R. (2009). Hydrogen Fuel: Production, Transport, and Storage. Boca Raton: CRC Press.
5. IRENA. (2022). Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
6. Jens, J., Wang, A., Van der Leun, K., Peters, D. & Buseman, M. (2021). Extending the European Hydrogen Backbone: A European Hydrogen Infrastructure vision covering 21 countries, April 2021. Netherlands: Guidehouse.
7. Kalamaras, C. M., & Efstathiou, A. M. (2013). Hydrogen Production Technologies: Current State and Future Developments. Conference Papers in Energy. Pridobljeno 26. oktobra 2021 iz <https://www.hindawi.com/journals/cpis/2013/690627/>
8. U. S. Department of Energy. (2020). Department of Energy: Hydrogen Program Plan. Pridobljeno 26. oktobra 2021 iz <https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/hydrogen-program-plan-2020.pdf>

Sekcija V:
**Obnovljivi viri energije in
samooskrba**

DRUŽBENO-EKONOMSKA ANALIZA INVESTICIJ V OBNOVLJIVE VIRE ENERGIJE

Vane Berlot

Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta
vane.berlot@gmail.com

Nevenka Hrovatin

Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta
nevenka.hrovatin@ef.uni-lj.si

POVZETEK

Globalne investicije v obnovljive vire energije (OVE) že od leta 2010 vsakoletno presegajo raven 200 mrd \$. Glede na obravnavano obdobje investicij so do leta 2011 za glavne investitorje veljale razvite države, kasneje pa se je trend investicij obrnil k državam v razvoju, ki so zaradi vse nižjih stroškov delovanja in zrelosti tehnologij OVE pričele z aktivnim delovanjem v tej panogi. Uvajanje OVE v energetske sistem ponuja nova visoko kvalificirana delovna mesta, izboljšuje energetske dostopnosti odročnih lokacij ter izboljšuje energetske stabilnosti, kar naj bi prispevalo k višji gospodarski rasti. V prispevku poskušamo potrditi hipotezo vzročnosti med energetske potrošnjo iz OVE in gospodarsko rastjo z izvedbo vzročnostne analize časovnih vrst na vzorcu držav članic EU v obdobju od leta 1995 do leta 2016. Za izvedbo analize smo uporabili model vektorske avtoregresije (VAR model) ter na podlagi rezultatov testa kointegracije za Nemčijo vektorski model korekcije napak (VECM model). Poleg osnovne hipoteze o pozitivnem enosmernem vplivu (vzročnosti) OVE na gospodarsko rast (hipoteza rasti), preverjamo še tri dodatne hipoteze, in sicer o enosmernem vplivu gospodarske rasti na OVE (hipoteza ohranjanja), hipotezo povratnosti (dvosmerni vpliv oziroma vzročnost) in hipotezo nevtralnosti (odsotnost vzročnosti). Na podlagi pridobljenih rezultatov sklepamo, da sta v primeru bolj razvitih zahodnih in severnih držav z visoko gospodarsko rastjo in energetske potrošnjo iz OVE prisotna vpliv uvajanja dodatnih zmogljivosti OVE in vpliv večje energetske potrošnje iz OVE na večanje gospodarske rasti. Skupina manj razvitih držav vzhodne in centralne EU izkazuje pomanjkanje vzročnosti med energetske potrošnjo iz OVE in gospodarsko rastjo. Morebitni razlogi so kasnejša vključenost v EU, gospodarska tranzicija in slaba uvedba energetske politik. Dvosmerno vzročnost dosejata Nizozemska in Nemčija, največji pobudnici zelene ekonomije v EU.

Ključne besede: investicije v OVE, politike spodbujanj investicij v OVE, družbeno – ekonomski vplivi investicij, vzročnostna analiza časovnih vrst.

1 Uvod

V globalnem energetskega sistema prihaja do temeljnih sprememb, ki bodo vplivale na skoraj vsa gospodarstva sveta in nosile širše geopolitične posledice. Obnovljivi viri energije (v nadaljevanju OVE) so postavljeni v središče dogajanja energetskega sektorja. Pri uporabi OVE, zlasti vetrne in sončne energije, je v zadnjem desetletju zabeležena silovita rast, ki je presegla pričakovanja. OVE v kombinaciji z energetske učinkovitostjo danes oblikujejo najprimernejši pristop za izvajanje energetske tranzicije (International Renewable Energy Agency, 2019, str. 15). OVE pa niso pomembni samo za energetske tranzicijo, temveč naj bi preko ustvarjanja novih tehnologij in delovnih mest, izboljšane energetske dostopnosti odročnih lokacij in energetske stabilnosti prispevali tudi k večji gospodarski rasti. Pojavlja pa se lahko tudi obratna povezanost, da gospodarska rast povečuje investicije v OVE. Ta prispevek je namenjen prav preverjanju te vzročnosti, med OVE in gospodarsko rastjo, na podlagi testiranja štirih hipotez za države EU v obdobju od leta 1996 do 2015.

2 Družbeno – ekonomski vplivi investiranja v OVE

Investiranje v tehnologije OVE in njihova implementacija v trenutni energetske sistem so v zadnjih desetletjih dosegali visoko rast, podkrepljeno s spodbujevalnimi investicijskimi politikami in hitro padajočimi stroški proizvodnje. Razlog za takšno rast lahko vidimo v izboljšani energetske varnosti, manj intenzivnih okoljskih posledicah in širšem energetske dostopu. Nastajanje novih delovnih mest in pozitivni vplivi na gospodarsko rast so družbeno-ekonomske koristi investiranja v tehnologije OVE, vendar jih številna gospodarstva s težavo dosegajo (International Renewable Energy Agency, 2018, str. 13).

Sodobna družba je energetske vse bolj potrošna in odvisna. Zagotovljena dobava energije je predpogoj za rast gospodarstev, izboljšanje življenjskih pogojev in odpravo revščine. Veliko strokovnjakov za energetiko vidi edinstveno priložnost za doseganje teh družbeno-ekonomskih ciljev v tehnologijah OVE. Z uvajanjem OVE v energetske sistem se odpira veliko novih, visoko kvalificiranih delovnih mest. Po International Renewable Energy Agency (2018a) je število zaposlenih v sektorju OVE od leta 2012 do leta 2017 naraslo iz 7,14 mio na 10,34 mio, večinoma v sektorju fотовoltaike. Investicije in izgradnja elektrarn OVE ponujajo energetske dostop tudi na odročnih lokacijah, kjer podaljšanje električne napeljave fizično ni mogoče. Energetska dostopnost na odročnih lokacijah omogoča širok spekter družbeno-ekonomskih koristi, kot so razvoj podeželskih regij, opolnomočenje lokalnih skupnosti in razvoj novih tehnoloških podjetij. Tehnologije OVE odpravljajo tudi enega izmed glavnih izzivov današnje ekonomije – energetske varnost. OVE lahko zaradi svoje neizčrpnosti in diverzifikacije energetske mešanice blažijo spremenljivost energetske dobave in povečujejo energetske neodvisnost gospodarstev.

3 Vzročnostna analiza časovnih vrst

S ciljem potrditve do sedaj spoznanih družbeno-ekonomskih koristi uporabe OVE, skušamo v prispevku ugotoviti, kakšen je vpliv povečanja energetske potrošnje iz OVE na gospodarsko rast. V ta namen smo opredelili 4 hipoteze, ki so pogosto uporabljene za preverjanje vzročnostnih povezav med gospodarsko rastjo in energetske potrošnjo iz OVE ter vključujejo razlage energetske politik za gospodarstvo (Apergis & Danuletiu, 2014; Aslan, 2016; Marinaş Dinu, Socol & Socol, 2018; Singh, Nyuur & Richmond, 2019):

1. hipoteza rasti (angl. *growth hypothesis*): prisotnost enosmerne vzročnosti od energetske potrošnje iz OVE h gospodarski rasti. Povečanje energetske potrošnje iz OVE okrepi gospodarsko rast;
2. hipoteza ohranjanja (angl. *conservation hypothesis*): prisotnost enosmerne vzročnosti od gospodarske rasti k energetske potrošnji iz OVE. Energetska potrošnja iz OVE se poveča kot rezultat višje gospodarske rasti;
3. hipoteza povratnosti (angl. *feedback hypothesis*): dvosmerna vzročnost med energetske potrošnjo iz OVE in gospodarsko rastjo;
4. hipoteza nevtralnosti (angl. *neutrality hypothesis*): odsotnost vzročnosti med energetske potrošnjo iz OVE in gospodarsko rastjo.

Z namenom preverjanja zgornjih hipotez so se številni avtorji do sedaj posluževali različnih ekonometričnih pristopov za analizo časovnih vrst ali panelnih podatkov. Kot pomembno ugotovitev raziskave avtorjev Tiba in Omri (2017) lahko navedemo, da je Grangerjev test vzročnosti najpogosteje uporabljena metoda pri študijah povezav med BDP in energetske potrošnjo iz OVE. V številnih študijah je bila energetska potrošnja iz OVE uporabljena tudi v neoklasični Cobb-Douglasovi produkcijski funkciji (Bhattacharya, Paramati, Ozturk & Bhattacharya, 2016; Soava, Mehedintu, Sterpu & Raduteanu, 2018), saj je energija pojmovana kot faktor, ki pomembno vpliva na BDP.

4 Metodologija in specifikacija modela

V ekonometrični analizi v naši raziskavi uporabljamo podatke o energetske potrošnji iz OVE in o BDP za države članice EU v obdobju od leta 1995 do leta 2016. Z izpeljavo analize časovnih vrst lahko analiziramo, kako so se spremenljivke spreminjale v omenjenem obdobju, kakšno bo njihovo gibanje v prihodnosti in kako so med seboj povezane.

Za preverjanje vzročne povezanosti med dvema spremenljivkama se poslužujemo enostavnega Grangerjevega testa vzročnosti. Osnovno načelo Grangerjevega testa vzročnosti opredeljuje, da je v določenem modelu med dvema spremenljivkama X in Y vzročnost prisotna, v kolikor pretekla vrednost spremenljivke X vsebuje informacije, ki napovejo prihodnjo vrednost spremenljivke Y boljše kot informacije iz preteklih vrednosti spremenljivke Y. Grangerjev test pozna štiri različne vzročnosti, od X proti Y, od Y proti X, obojestransko vzročnost (od Y proti X in X proti Y) in nevzročnost.

Kot pomemben pogoj za uspešen začetek analize časovnih vrst z uporabo Grangerjevega testa vzročnosti velja prisotnost stacionarnosti, kar pomeni, da vrednosti v časovni vrsti nihajo okoli konstantnega povprečja (Lütkepohl & Kratzig, 2004, str. 11). Prav tako je pomembno preverjanje prisotnosti kointegracije, ki opredeljuje statistično domnevo, da je med dvema ali več časovnimi vrstami prisotno dolgoročno medsebojno razmerje oz. ravnotežje (Gujarati, 2003, str. 830).

Učinki gospodarskih odločitev se večinoma ne pojavijo takoj, ampak z določenim zamikom, saj ekonomski udeleženci potrebujejo čas za odziv. Zaradi tega moramo pri vzročnostni analizi časovnih vrst upoštevati vrednosti pojasnjevalnih spremenljivk tako iz obdobja t kot tudi t-1 (Szép Tekla, 2014, str. 249).

V primeru odsotnosti kointegracije časovnih vrst je primerna uporaba modela vektorske avtoregresije (v nadaljevanju VAR model) za izvedbo Grangerjevega testa vzročnosti, ki preverja prisotnost in smer vzročnosti med spremenljivkami na kratek rok. V kolikor so spremenljivke časovnih vrst med seboj kointegrirane, je možna prisotnost vzročnosti na kratek in dolgi rok. V takšnem primeru je potrebno upoštevati določene parametrizacije, ki podpirajo kointegrirano strukturo, zato je primernejša uporaba vektorskega modela korekcije napak (v nadaljevanju VECM).

Za izvedbo vzročnostne analize časovnih vrst in preverjanje Grangerjeve vzročnosti smo na podlagi teoretičnih modelov opredelili VAR model v enačbah (1) in (2), v kateri smo vključili časovne vrste BDP in OVE. Vrednosti časovnih vrst BDP in OVE smo v začetku transformirali v naravne logaritme in s tem poskušali zagotoviti stacionarnost (Shahbaz, Loganathan, Zeshan & Zaman, 2015).

Model sestavljata naslednji dve enačbi:

$$\ln \text{BDP}_t = \delta_{12} + \sum_{i=1}^p \alpha_i \ln \text{BDP}_{t-i} + \sum_{j=1}^p \beta_j \ln \text{OVE}_{t-j} + u_{1t} \quad (1)$$

$$\ln \text{OVE}_t = \delta_{21} + \sum_{i=1}^p \alpha_i \ln \text{OVE}_{t-i} + \sum_{j=1}^p \beta_j \ln \text{BDP}_{t-j} + u_{2t} \quad (2)$$

5 Rezultati in ugotovitve

Na podlagi rezultatov vzročnostne analize časovnih vrst v tabeli 1 prikazujemo rezultate hipotez za vsako obravnavano državo članico EU:

Tabela 1: Rezultati preveritve hipotez

Hipoteza	Smer vzročnosti	Grangerjeve	Država
Hipoteza rasti	OVE → BDP		Avstrija, Belgija, Ciper, Danska, Francija, Finska, Irska, Latvija, Malta, Portugalska, Švedska, Velika Britanija
Hipoteza ohranjanja	BDP → OVE		Estonija, Italija, Poljska, Romunija
Hipoteza povratnosti	BDP ↔ OVE		Bolgarija, Nemčija (na kratek in dolgi rok), Nizozemska
Hipoteza nevtralnosti	BDP ⇌ OVE		Češka, Estonija, Hrvaška, Madžarska, Litva, Luksemburg, Slovenija, Slovaška, Grčija

Hipotezo rasti potrjujemo pri 12 (42,85 %) obravnavanih državah EU. Večina teh držav dosega visoke nivoje BDP in energetske potrošnje iz OVE in spada pod najrazvitejše države v EU. Sklepamo, da omenjena gospodarstva uporabljajo energetske politike, ki ne varčujejo s potrošnjo OVE, saj bi to v nasprotnem primeru pomenilo upočasnitev gospodarske rasti. Ito (2017) meni, da morajo takšna gospodarstva še naprej spodbujati razvoj sektorja čiste energije in zniževati vpliv sektorja fosilnih goriv in omogočati tržni dostop do OVE.

Hipotezo ohranjanja, ki trdi, da je prisoten vpliv BDP na energetske potrošnje iz OVE, potrjujemo za 4 (14,28 %) obravnavanih držav EU. Države so v obravnavanem obdobju dosegale visoko povprečno letno rast energetske potrošnje iz OVE. Vse (razen Poljske) že presegajo svoje nacionalne energetske cilje v sklopu Strategije 2020, kar je tudi posledica tega, da so v času povečane gospodarske rasti uveljavljale takšne ekonomske politike in ukrepe, ki so vplivali na hiter razvoj sektorja OVE.

Obojestransko vzročnost smo z analizo ugotovili za 3 (10,71 %) obravnavane države EU. Medsebojna vzročnost med energetske potrošnje iz OVE in BDP nam pojasnjuje, da potrošnja takšne vrste energije pomembno vpliva na prihodnjo gospodarsko rast, prav tako tudi gospodarska rast spodbuja investiranje in potrošnjo energije iz OVE. Povratnost ugotavljamo tudi za Nemčijo (tudi na dolgi rok, v časovni vrsti je bila prisotna kointegracija) in Nizozemsko, ki sta razviti gospodarstvi EU, dosejata visok nivo BDP in energetske potrošnje iz OVE in že dolgo veljata za pobudnici pridobivanja energije iz OVE. Bolgarija glede na opisne statistike uporabljenih podatkov dosega visoko stopnjo gospodarske rasti in energetske potrošnje iz OVE v obravnavanem obdobju in v okviru Strategije 2020 že presega zastavljeni cilj 16 % OVE v končni energetske potrošnji za 2,8 odstotni točki. Kot navajata Apergis in Danuletiu (2014), prisotnost obojestranske vzročnosti omogoča nadaljnjo uporabo vladnih politik za krepitev razvoja sektorja OVE. Širitev tega področja lahko služi kot zagon za modernizacijo energetskega sektorja in doseganje zastavljenih ciljev gospodarstva. Gospodarska rast je zato vitalnega pomena pri zagotavljanju sredstev za raziskovalno razvojnih tehnologij OVE in pripadajoče infrastrukture.

Pomanjkanje vzročnosti med energetske potrošnje iz OVE in BDP smo odkrili pri 9 (32,14 %) obravnavanih državah EU. Večji delež teh držav lahko uvrstimo med tiste z nižjo rastjo BDP in energetske potrošnje iz OVE. Možno razlago vidimo v tem, da države v obravnavanem obdobju niso bile zmožne učinkovito pridobivati in trošiti energije iz OVE, kar je omejevalo vpliv na BDP. Pomembno je tudi dejstvo, da je večina držav med zadnjimi vstopila v EU in kasneje pričela z uvajanjem energetske politik EU za spodbujanje investiranja in nameščanja OVE. Gospodarski akterji se morajo zato osredotočiti na učinkovito investiranje sredstev v sektor OVE z namenom višanja povpraševanja po energiji iz različnih gospodarskih dejavnosti, ki lahko koristijo energijo iz OVE.

6 Sklep

Na podlagi vzročnostne analize časovnih vrst na vzorcu držav članic EU v obdobju od leta 1995 do leta 2016 sklepamo, da sta v primeru bolj razvitih zahodnih in severnih držav z visoko gospodarsko rastjo in energetske potrošnje iz OVE prisotna vpliv uvajanja dodatnih zmogljivosti OVE in vpliv večje energetske potrošnje iz OVE na večanje gospodarske rasti. Skupina manj razvitih držav vzhodne in centralne EU izkazuje pomanjkanje vzročnosti med energetske potrošnje iz OVE in gospodarsko rastjo. Te države povečini dosegajo nizko gospodarsko rast in rast energetske potrošnje iz OVE. Morebitni razlogi so kasnejša vključenost v EU, gospodarska tranzicija in slaba uvedba energetskih politik. Obojestransko vzročnost dosejata Nizozemska in Nemčija, največji pobudnici zelene ekonomije v EU. Poleg njiju upoštevamo še Bolgarijo, ki v sklopu Strategije 2020 občutno presega zastavljene cilje. Vpliv gospodarske rasti na energetske potrošnje iz OVE opazamo pri državah z visoko rastjo energetske potrošnje iz OVE, ki že presegajo svoje cilje Strategije 2020.

Literatura in viri

1. Apergis, N. & Danuletiu D.C. (2014). Renewable Energy and Economic Growth: Evidence from the Sign of Panel Long-Run Causality. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 4(4), 578–587.
2. Aslan, A. (2016). The causal relationship between biomass energy use and economic growth in the United States. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 362–366.
3. Bhattacharya, M., Paramati, S. R., Ozturk, I. & Bhattacharya, S. (2016). The effect of renewable energy consumption on economic growth: Evidence from top 38 countries. *Applied Energy*, 162, 733–741.
4. Gujarati, D. N. (2003). *Basic econometrics*. New York: McGraw Hill.
5. International Renewable Energy Agency & Climate Policy Initiative. (2018). *Global Landscape of Renewable Energy Finance, 2018*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
6. International Renewable Energy Agency. (2018a). *Jobs Annual Review 2018*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
7. International Renewable Energy Agency. (2019). *Towards 100 % renewable energy: Status, trends and lessons learned*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
8. Lütkepohl, H. & Kratzig, M. (2004). *Applied Time Series Econometrics*. Cambridge University Press. Velika Britanija: Cambridge University.
9. Marinaş, M., Dinu, M., Socol, A. & Socol, C. (2018). Renewable energy consumption and economic growth. Causality relationship in Central and Eastern European countries. *Plos One*, 13(10), 1–19.
10. Shahbaz, M., Loganathan, N., Zeshan, M. & Zaman, K. (2015). Does renewable energy consumption add in economic growth? An application of auto-regressive distributed lag model in Pakistan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 576–585.
11. Singh, N., Nyuur, R. & Richmond, B. (2019). Renewable Energy Development as a Driver of Economic Growth: Evidence from Multivariate Panel Data Analysis. *Sustainability*, 11(8), 2418.
12. Soava, G., Mehedintu, A., Sterpu, M. & Raduteanu, M. (2018). Impact Of Renewable Energy Consumption On Economic Growth: Evidence From European Union Countries. *Technological and Economic Development of Economy*, 24(3), 914–932.
13. Szép Tekla, S. (2014). *The granger causality analysis of energy consumption and economic growth*. Miskolc, Madžarska: University of Miskolc.
14. Tiba, S. & Omri, A. (2017). Literature survey on the relationships between energy, environment and economic growth. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69, 1129–1146.

ANALIZA CEN ZAGOTOVLJENEGA ODKUPA ELEKTRIČNE ENERGIJE IN EKONOMSKI KAZALCI INVESTICIJE V SONČNO ELEKTRARNO

Klemen Sredenšek

Fakulteta za energetiko, Univerza v Mariboru, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
klemen.sredensek@um.si

Bojan Štumberger

Fakulteta za energetiko, Univerza v Mariboru, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Univerza v Mariboru, Koroška cesta 46,
2000 Maribor
bojan.stumberger@um.si

Miralem Hadžiselimović

Fakulteta za energetiko, Univerza v Mariboru, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Univerza v Mariboru, Koroška cesta 46,
2000 Maribor
miralem.h@um.si

Sebastijan Seme

Fakulteta za energetiko, Univerza v Mariboru, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško
Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko, Univerza v Mariboru, Koroška cesta 46,
2000 Maribor
sebastijan.seme@um.si

POVZETEK

Glavni cilj prispevka je predstaviti analizo cen zagotovljenega odkupa električne energije in ekonomskih kazalcev investicije v sončno elektrarno. V zadnjih 13 letih se še ni zgodilo, da bi se referenčna tržna cena električne energije dvignila za dvakratno vrednost. Posledično tudi letos ni bilo objavljenega javnega poziva k prijavi projektov za proizvodnjo električne energije iz obnovljivih virov energije, kar je v bistvo pomembno izhodišče tega prispevka. Na podlagi visoke referenčne tržne cene bo predstavljena ekonomska analiza dveh različno velikih sončnih elektrarn, ki delujeta brez sistema podpore in proizvedeno električno energijo prodajata po tržni pogodbi. Izvedena bo primerjava med ekonomskimi analizami za leta 2020, 2021 in 2022 na podlagi ekonomskih kazalcev investicije kot so vračilna doba investicije, neto sedanja vrednost in interna stopnja donosnosti.

Ključne besede: zagotovljen odkup, cena električne energije, sončna elektrarna, ekonomski kazalci

1 Uvod

Z letošnjim dvigom cen električne energije na energetskih borzah se čedalje več ljudi odloča za postavitev sončne elektrarne na strehah svojih objektov. Po postavitvi sončne elektrarne se lahko investitor odloči za vključitev v sistem podpor ali v sistem samooskrbe. Pri sistemu samooskrbe se v obračunskem obdobju (eno leto) izračuna razmerje med proizvedeno in porabljeno električno energijo in na podlagi razmerja plača primanjkljaj ali višek proizvedene električne energije. Pri sistemu podpore se lahko investitor odloči za izbiro med zagotovljenim odkupom (ZO) ali obratovalno podporo (OP), katera je v obeh primerih omejena na 15 let od postavitve sončne elektrarne. V letu postavitve sončne elektrarne se investitor v primeru ZO zaveže k prodaji električne energije po ceni, ki je določena skladno z odločbo o dodelitvi podpore, ki jo izda Agencija za

energijo. Sončna elektrarna je nato uvrščena v posebno bilančno skupino, ki jo oblikuje center za podpore. V kolikor se investitor odloči za sistem OP se električne energije ne prodaja centru za podpore ampak se mu dodeli izračunana obratovalna podpora na podlagi neto proizvedene električne energije. Vse od leta 2009 naprej, ko se je ustanovil sistem podpor so bile cene ZO in OP izredno visoke. V obdobju od 2009 do 2014 je cene ZO in OP definirali operater trga električne energije. Po letu 2014 je Agencija za energijo vsako polletje določila referenčne stroške oziroma maksimalno ceno električne energije po kateri lahko odkupi električno energijo v okviru ZO ali OP. Takšen sistem podpore poznamo še danes, vendar ga je zaradi dviga cen električne energije na trgu in posledično tudi zanimanja po samooskrbi gospodinjskih objektov zasenčil sistem samooskrbe. Od februarja 2022 do danes še ni bilo zaslediti objave javnega poziva k prijavi projektov za proizvodnjo električne energije iz OVE in SPTE. Razvidno pa je, da so cene električne energije na trgu dosegle zelo visoke vrednosti, pri čemer se je posledično povečala tudi referenčna tržna cena električne energije. Na tej podlagi bo v prispevku predstavljena ekonomska analiza upravičenosti v postavitvi sončne elektrarne v kolikor investitor prodaja električno energijo po tržni pogodbi sklenjeni s ponudniki odkupa električne energije oziroma brez pomoči sistema podpore. Predstavljeni rezultati ekonomske analize za leto 2022 bodo primerjani z rezultati predhodnih let v katerih je investitor še lahko izbral možnost pomoči preko sistema podpore.

2 Metodologija

Pri izračunu tehničnega potenciala so bili uporabljeni podatki o sončnem sevanju na vodoravno površino, metodologija za izračun fizičnega potenciala za obravnavano sončno elektrarno, tehnične specifikacije uporabljenih sončnih modulov in ostalih naprav. Izračun tehničnega potenciala je ključen podatek za nadaljnji izračun ekonomskega potenciala oziroma ekonomske upravičenosti postavitve sončne elektrarne pri kateri so bili izbrani statični in dinamični kazalci investicije. Ekonomska analiza je zajemala izračun vračilne dobe investicije (*VDI*), neto sedanje vrednosti (*NSV*) in interne stopnje donosnosti (*ISD*). Omenjeni kazalci so predstavljeni od (1) do (3).

$$VDI = \frac{C_0}{\text{povp. letni donos}} \quad (1)$$

$$NSV = \sum_{t=1}^{N_y} \frac{C_t}{(1+i)^t} - C_0 \quad (2)$$

$$C_0 - \sum_{t=1}^{N_y} \frac{C_t}{(1+ISD)^t} = 0 \quad (3)$$

Kjer N_y predstavlja življenjsko dobo sončne elektrarne, C_0 investicijski strošek, C_t denarni tok in i diskontno stopnjo.

3 Rezultati

Izračun ekonomskih kazalcev investicije v sončno elektrarno je temeljil na podlagi podatkov o cenah ZO oziroma odkupnih cenah električne energije (Agencija za energijo, 2022a) in investicijskih stroških, ki so prikazani v tabeli 1. Analiza je bila izvedena za dve različno veliki sončni elektrarni v obdobju od 2020 do 2022. Inštalirana moč prve sončne elektrarne je bila izbrana do velikosti 11 kW (natančno 10,66 kW) medtem, ko je inštalirana moč druge sončne elektrarne znašala 246 kW. Zaradi ovrednotenja dveh različno velikih sončnih elektrarn je bil izbran enak tehnični potencial (sončno obsevanje in izkoristek sončnih modulov). Referenčni stroški proizvodnje električne energije v proizvodni napravi OVE in/ali SPTE (RSEE) so določeni posebej za sončne elektrarne do 11 kW s konstantno vrednostjo medtem, ko so za ostale sončne elektrarne referenčni stroški definirani na podlagi regresijske krivulje (Agencija za energijo, 2022b). Povprečni investicijski stroški so bili določeni na podlagi različno velikih sončnih elektrarn (46 sončnih elektrarn), ki so bile postavljene v obdobju od 2020 do 2022.

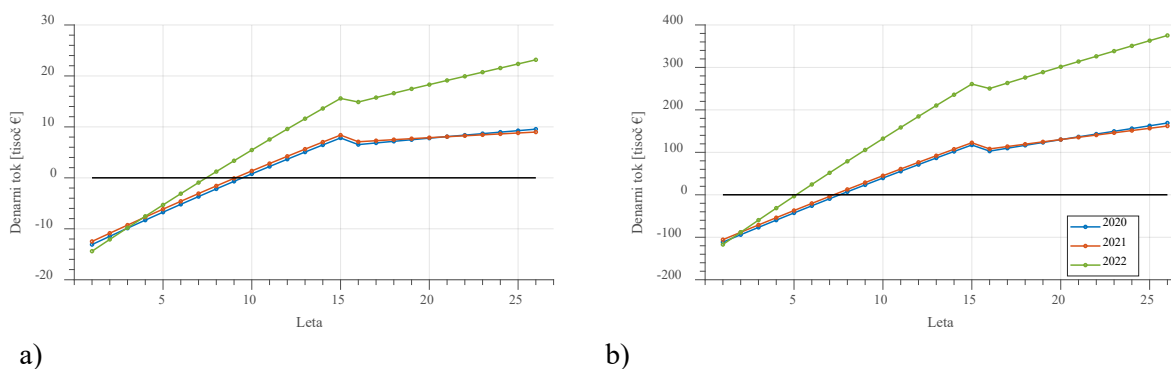
Tabela 1: Cene investicijskih stroškov in električne energije za leta od 2020 do 2022.

	mala sončna elektrarna			velika sončna elektrarna		
	2020	2021	2022	2020	2021	2022
Poprečni investicijski stroški [€/W]	0,960	0,914	1,058	0,753	0,714	0,792
Referenčna tržna cena električne energije [€/MWh]	60,5	48	120	60,5	48	120
Odkupna cena električne energije [€/MWh]	88	88	120	72,8	72,2	120

Vir: Agencija za energijo, Referenčni stroški proizvodnje elektrike v proizvodnih napravah OVE in SPTE, 2020, 2021 in 2022.

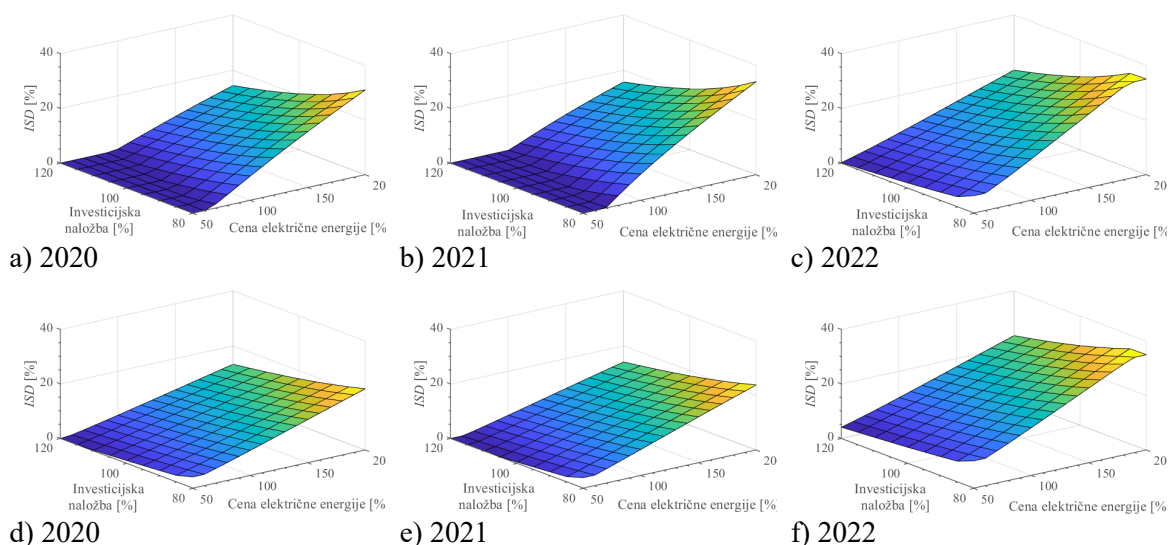
Iz tabele 1 je razvidno, da so bili investicijski stroški v letu 2020 večji kot v letu 2021. Po vseh predpostavkah bi brez energetske krize tudi v letu 2022 investicijski stroški znašali manj kot v letu 2021, vendar so zaradi inflacije in cen električne energije na trgu investicijski stroški narasli za približno 10,85 % (velika sončna elektrarna) in 15,75 % (mala sončna elektrarna). Razvidno je tudi, da v letu 2022 še ni bilo objavljenega javnega poziva k prijavi projektov proizvodnih naprav za proizvodnjo električne energije iz OVE in SPTE zato je v tem primeru cena referenčnih stroškov proizvodnje enaka referenčni tržni ceni električne energije za leto 2022 (120 €/MWh). Na sliki 1 je prikazana izračunana *VDI* za a) malo in b) veliko sončno elektrarno v obdobju od 2020 do 2022.

Slika 1: *VDI* za a) malo in b) veliko sončno elektrarno v obdobju od 2020 do 2022.

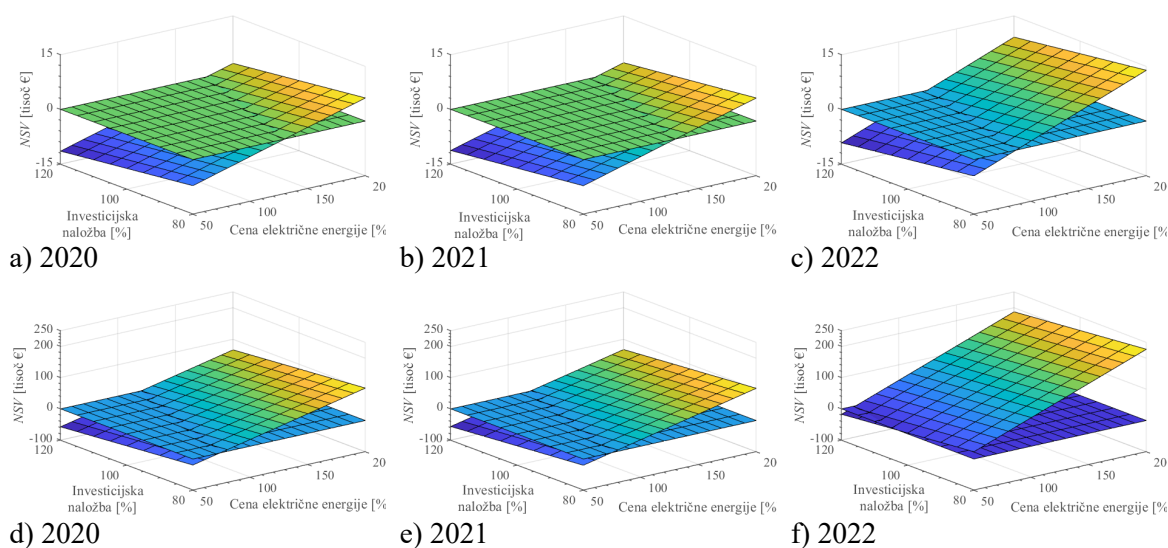


Iz slike 1 je razvidno, da se tako v primeru postavitve male kot tudi velike sončne elektrarne v letu 2022 investicije povrne najhitreje. Ne glede na dvig investicijskih stroškov iz leta 2021 v leto 2022 se zaradi povečanja referenčne tržne cene oziroma odkupne cene električne energije investicija v povprečju povrne 2 leti hitreje kot v letu 2020 ali 2021. Na slikah 2 in 3 je prikazana *ISD* in *NSV* v odvisnosti od investicijske naložbe in cene električne energije za malo in veliko sončno elektrarno v obdobju od 2020 do 2022.

Slika 2: *ISD v odvisnosti od investicijske naložbe in cene električne energije za malo (a, b, c) in veliko (d, e, f) sončno elektrarno v obdobju od 2020 do 2022.*



Slika 3: *NSV v odvisnosti od investicijske naložbe in cene električne energije za malo (a, b, c) in veliko (d, e, f) sončno elektrarno v obdobju od 2020 do 2022.*



Iz slike 2 in 3 so razvidne vrednosti *ISD* in *NSV* v odvisnosti od različnih vrednosti investicijske naložbe in cene električne energije. *VDI* je bila prikazana glede na 100 % investicijsko naložbo in 100 % ceno električne energije. Razvidno je, da v kolikor bi želeli zmanjšati *VDI* je potrebno tako v primeru *ISD* kot tudi *NSV* investicijsko naložbo ali ceno električne energije zmanjšati oziroma povečati. V tabeli 2 so prikazane vrednosti *VDI*, *NSV* in *ISD* pri 100 % investicijski naložbi in ceni električne energije v obdobju od 2020 do 2022.

Tabela 2: Vrednosti VDI, NSV in ISD za malo in veliko sončno elektrarno v obdobju od 2020 do 2022.

	mala sončna elektrarna			velika sončna elektrarna		
	2020	2021	2022	2020	2021	2022
Vračilna doba investicije [leta]	9,4	9	7,5	7,3	7	5
Neto sedanja vrednost [€]	-4796	-4714	-680	2712	2844	71210
Interna stopnja donosnosti [%]	3,64	3,49	9,63	6,12	6,25	13,27

Iz tabele 2 je razvidno, da se glede na enake vrednosti referenčne tržne cene in odkupne cene električne energije ekonomsko najbolj izplača postavitve večje oziroma velike sončne elektrarne. V vseh treh letih je NSV pozitivna medtem, ko se investicija v povprečju povrne vsaj 2 leti hitreje. Potrebno pa je izpostaviti dejstvo, da so bile vrednosti cen električne energije izbrane za sončne elektrarne, ki so postavljene na strehah objektov. S tem namenom je potrebno za postavitve velike sončne elektrarne zagotoviti dovolj veliko površino strehe na objektu, kar lahko predstavlja težavo in odvrne investitorje od te naložbe.

4 Sklep

Prispevek obravnava analizo cene ZO električne energije in ekonomskih kazalcev investicije v postavitve sončne elektrarne. Ugotovljeno je bilo, da so cene ZO pri postavitvi male sončne elektrarne za približno 20 % večje kot v primeru postavitve velike sončne elektrarne. Poleg tega je potrebno poudariti tudi, da so odkupne cene električne energije od leta 2014 do leta 2022 ostale nespremenjene oziroma so se zelo malo spreminjale. Veliko bolj pa se je spreminjala referenčna tržna cena, ki je neposredno povezana s cenami električne energije na trgu. Predvsem v letu 2022, ko je nastopila energetska kriza in se je vrednost referenčne tržne cene iz leta 2021 v leto 2022 dvignila za 151,2 %. Takšen dvig referenčne tržne cene električne energije še nikoli ni bil opažen in predstavlja pomemben potencial za povečanje deleža sončnih elektrarn, ki niso vključene v sistem samooskrbe. Pri 151,2 % dvigu cene električne energije in komaj 10–15 % povečanju investicijskih stroškov je smiselno razmisliti o postavitvi sončne elektrarne, ki na podlagi tržne pogodbe z odjemalci prodaja električno energijo. Pri tako visokih referenčnih tržnih cenah električne energije lahko povečamo ekonomske kazalce investicije do te mere, da ne glede na morebiten padec cen v prihodnjih letih še vedno upravičimo strošek investicije.

Literatura in viri

1. Agencija za energijo. (2022a). Referenčni stroški proizvodnje elektrike v proizvodnih napravah OVE in SPTE. Najdeno 25. septembra 2022 na spletnem naslovu <https://www.agen-rs.si/ove-spte-napoved-polozaja>
2. Agencija za energijo. (2022b). Napoved položaja proizvodnih naprav OVE in SPTE. Najdeno 25. septembra 2022 na spletnem naslovu <https://www.agen-rs.si/ove-spte-napoved-polozaja>

EKONOMIKA SAMOOSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO V SPREMENJENIH ZAKONODAJNIH IN TRŽNIH RAZMERAH

Domen Kodrič

UL Fakulteta za elektrotehniko
Tržaška 25
1000 Ljubljana
dk1824@student.uni-lj.si

Tomi Medved

UL Fakulteta za elektrotehniko
Tržaška 25, 1000 Ljubljana
tomi.medved@fe.uni-lj.si

Andrej Gubina

UL Fakulteta za elektrotehniko
Tržaška 25, 1000 Ljubljana
andrej.gubina@fe.uni-lj.si

POVZETEK

V prispevku je predstavljena raziskava ekonomike samooskrbe z električno energijo glede na različne predpostavke – spremembe področne zakonodaje, prenovo metodologije za določanje omrežnin elektrooperaterjev in razvoj cen električne energije. V tem kontekstu je bil modeliran samooskrbni sistem s fotovoltaično elektrarno (SE) in baterijskim hranilnikom električne energije (BHEE). Na podlagi tipičnega vzorca porabe in proizvodnje električne energije je bil za nabor različnih primerov simuliran dejanski odjem samooskrbnega gospodinjstva na 15-minutnem intervalu. Zasnovane so bile tri poslovne strategije delovanja BHEE v takem sistemu. Na podlagi obračuna prejete in oddane električne energije so določeni denarni tokovi, kjer odhodke predstavljajo stroški investicije, prihodke pa relativni prihranki glede na primer, ko investicija ni izvedena. Ekonomika investicij je ocenjena z izračunom interne stopnje donosa in enostavne ter diskontirane povračilne dobe. Rezultati kažejo na velik padec donosnosti investicij v vse vrste samooskrbnih sistemov po spremembi zakonodajnega okvira samooskrbe. Ob upoštevanju novega omrežninskega modela ni zaznati bistvene spremembe ekonomike investicij. Ob višjih cenah električne energije in večjih velikosti samooskrbnih sistemov donosnost investicij v samooskrbo naraste. V zaključku so opisane tudi dodatne funkcionalnosti orodja za izračun ekonomike, ki je bilo zasnovano v okviru raziskave.

Ključne besede: samooskrba, zakonodaja, cene električne energije, energetske skupnosti.

1 Uvod

Področje elektroenergetike doživlja pomembne spremembe. Družba vse bolj prepoznava in vrednoti eksterne stroške, ki jih povzroča proizvodnja električne energije s pomočjo fosilnih goriv. Hkrati nove vrste porabnikov električne energije v kombinaciji z digitalizacijo omogočajo sodelovanje manjših akterjev kot aktivnih členov elektroenergetskega sistema, kar za učinkovito delovanje omrežja zahteva ustrezne ekonomske spodbude, ki jih uvajajo zakonodajne spremembe na evropski in nacionalni ravni. Nedavni razvoj elektroenergetike pogojuje tudi pomanjkanje energentov v EU in višja cena električne energije za njene državljane.

V delu je predstavljena analiza različnih scenarijev ekonomike delne samooskrbe z električno energijo kot možen odziv na opisane razmere. V začetku so opisane nedavne spremembe področne zakonodaje, (predlagana) nova metodologija za določanje omrežnin in razvoj cen električne energije.

Sledi določitev ostalih predpostavk, ki lahko vplivajo na ekonomiko investicij v samooskrbo ter opis zasnove in delovanja orodja za izračune. Na koncu so predstavljeni glavni rezultati izračunov, dodatne funkcionalnosti orodja in usmeritve za nadaljnje delo.

2 Predpostavke

Vhodne predpostavke za analizo ekonomike so bile določene na podlagi pregleda literature, cen različnih tehnologij (SE, BHEE) in stanja na trgu z električno energijo.

2.1 Spremembe področne zakonodaje

Zakon o spodbujanju rabe obnovljivih virov energije (Uradni list RS, št. 121/2021, 2021) določa, da se lahko za odjemalce, ki so kot odjemalci s samooskrbo registrirani do 31. 12. 2023, uporabljajo določbe 315.a člena Energetskega zakona. Te določbe predvidevajo, da se za odjemalce s samooskrbo omrežnina, vezana na prevzeto delovno električno energijo, obračuna na neto prevzeto električno energijo v obračunskem obdobju, ki je eno koledarsko leto. Pri izračunih je bilo upoštevano, da se strošek dobave električne energije med odjemalcem in dobaviteljem določi na enak način.

Odjemalci, ki bodo kot odjemalci s samooskrbo registrirani od 1. 1. 2024 dalje, bodo omrežnino za prevzeto delovno energijo plačali za vso bruto prevzeto električno energijo. Za energijo, ki jo bodo taki odjemalci oddali v omrežje, se omrežnina ne bo plačala. Za analizo je bil uporabljen privzetek, da se bo obračun prevzete električne energije med odjemalcem in dobaviteljem določil na enak način po cenovnih predpostavkah, ki so opisane v nadaljevanju, oddana (prodana) električna energija pa se bo obračunala po postavkah v višini 2/3 vrednosti postavk za nakup.

Za odjemalce v novem zakonodajnem okviru samooskrbe je upoštevana tudi sprememba načina določanja višine nekaterih prispevkov (Kodrič, 2022, pogl. 2.1).

2.2 Prenova omrežninskega modela

Agencija za energijo RS je 29. 3. 2022 v javno obravnavo poslala predlog novega akta o metodologiji (M1) za določanje omrežnin za elektrooperaterje (Agencija za energijo, 2022). Po novem predlogu se število časovnih blokov (ČB) oziroma tarif za vsako odjemno skupino iz (doslej največ) dveh večja na pet, vrednosti tarif pa se med seboj tudi bolj razlikujejo in dajejo večji poudarek stroškom konične moči.

2.3 Razvoj cen električne energije

Upoštevajoč razvoj cen na vele- in maloprodajnem trgu za namen raziskave predpostavimo tri različne scenarije cen (SC) za odjemalce s samooskrbo (upoštevamo gospodinjstvi in mali poslovni odjem), ki ustrezajo stanju na slovenskem maloprodajnem trgu aprila in junija letos (Kodrič, 2022, pogl. 2.3.3) ter hipotetični prihodnji ceni nad trenutno veljavno Uredbo o določitvi cen električne energije (Uradni list RS št. 95/22, 2022).

2.4 Nabor predpostavk

Nabor dodatnih predpostavk je predstavljen v Tabelah 3 in 4 v dodatku. Poleg tega so dodatni privzetki še:

- da je priključevanje vsakršne konfiguracije samooskrbnega sistema v omrežje vselej možno in
- da so izgube znotraj samooskrbnega sistema, ki niso omenjene v zgornji tabeli (termalne izgube na BHEE, razdelilnikih ipd.) zanemarljive.

3 Model

Ekonomiko investicije v samooskrbni sistem ovrednotimo z analizo denarnih tokov. Računsko orodje je zasnovano v programskem okolju Microsoft Excel, kar uporabniku omogoča enostavno spreminjanje vseh vhodnih predpostavk, sledenje vmesnim izračunom ter analiziranje občutljivosti rezultatov na spremembo posamezne vhodne spremenljivke. Izračuni so bili izvedeni za nabor primerov, od katerih vsak ustreza eni izmed kombinacij vhodnih spremenljivk. Za vsak primer se določi celoletni vzorec neto odjema električne energije, ter na podlagi primera enakega odjemalca, ki ne vstopi v samooskrbo, za vsako leto v predvideni življenjski dobi izračunajo prihranki oz. relativni prihodki. Z upoštevanjem stroškov investicije (kapitalskih in operativnih) se določijo (diskontirani) denarni tokovi, na podlagi njih pa indikatorji ekonomike: enostavna ter diskontirana povračilna doba (EPD in DPD) ter interna stopnja donosa (ISD). (Privzeta je letna diskontna stopnja 5 %.) Glavne ugotovitve se oblikujejo na podlagi primerjav ekonomike investicije sorodnih primerov.

V modelu so upoštevane tri strategije uporabe baterije (premik proizvodnje lastne SE znotraj dneva, cenovna arbitraža ter zmanjševanje pogodbenih moči za najdražje tarife v novem omrežninskem modelu). Ker je model osnovan na vzorcu neto odjema na 15-minutnem intervalu, so vrednosti prevzete energije povečane za faktor 4 % z namenom upoštevanja nihanja predznaka vrednosti neto odjemne moči znotraj 15 minut (Kodrič, 2022, pogl. 3.3.4).

4 Rezultati

V tem poglavju so predstavljeni rezultati izračunov ekonomike za nekatere izmed primerov, kjer je bilo obravnavano standardno gospodinjstvo (z letno porabo 9000 kWh, priključno močjo 14 kW, SE inštalirane moči 10 kW in BHEE (če je prisoten) kapacitete 25 kWh).

Tabela 1. Rezultati izračunov za izbrane primere

Standardno gospodinjstvo v primeru:	ISD, EPD in DPD v SC 1	ISD, EPD in DPD v SC 2	ISD, EPD in DPD v SC 3
A (SE, stari zakonodajni okvir samooskrbe, obstoječi model omrežnine, brez subvencije)	6,6 % 13 let 19 let	9,0 % 10 let 14 let	14,8 % 7 let 9 let
B (SE, novi zakonodajni okvir samooskrbe, obstoječi model omrežnine, brez subvencije)	3,1 % 18 let več kot 25 let	5,4 % 14 let 24 let	10,6 % 9 let 12 let
C (SE+BHEE, novi zakonodajni okvir samooskrbe, obstoječi model omrežnine, brez subvencije)	-2,3 % več kot 25 let več kot 25 let	-0,8 % več kot 25 let več kot 25 let	2,5 % 19 let več kot 25 let
D (SE, novi zakonodajni okvir samooskrbe, M1 model omrežnine, brez subvencije)	2,9 % 18 let več kot 25 let	5,4 % 14 let 24 let	11,1 % 9 let 12 let
E (SE+BHEE, novi zakonodajni okvir samooskrbe, M1 model omrežnine, brez subvencije)	-3,0 % več kot 25 let več kot 25 let	-1,4 % več kot 25 let več kot 25 let	2,0 % 20 let več kot 25 let

Vir: (Kodrič, 2022)

Opazimo lahko pomemben padec ekonomike investicij v samooskrbo ob spremembi zakonodajnega okvira (primerjava primerov A in B, predvsem v SC 1). Do zaključka prehodnega obdobja se za investitorja zdi bolj smiseln vstop v samooskrbo ob principu letnega net meteringa.

Hkrati lahko opazimo, da sprememba omrežninskega modela nima bistvenega vpliva na ekonomiko investicij. Faktor, ki vpliva na malenkostno poslabšanje ekonomike, so manjši relativni prihranki z naslova zmanjšanja stroškov električne energije, saj je v novem omrežninskem modelu tipičen letni strošek omrežnin za referenčni primer odjemalca brez samooskrbe manjši.

Rezultati analize kažejo na to, da višje cene električne energije pomenijo boljše ekonomiko investicije v samooskrbo, predvsem z naslova večjih prihrankov pri stroških oskrbe z električno energijo (primerjava vrednosti v 2., 3. in 4. stolpcu).

Na podlagi izračunov in ob upoštevanju naših strategij uporabe BHEE tudi v SC 3 investicija v to komponento ni ekonomsko smiselna, predvsem ob upoštevanju donosnosti alternative – investicije v samooskrbni sistem zgolj s SE (primera C in E).

Večja velikost sistema pomeni boljše ekonomiko investicije v samooskrbo z naslova manjših kapitalskih stroškov na enoto inštalirane moči SE ter večjih prihrankov pri stroških oskrbe z električno energijo, kot prikazuje Tabela 2. (Velikost samooskrbnega sistema pri manjšem gospodinjstvu je za faktor 2 manjša od standardnega, pri večjem odjemalcu pa za faktor 2 večja.)

Tabela 2. Rezultati izračunov za različne velikosti odjemalcev v primeru B in SC 1

	Manjše gospodinjstvo	b) Standardno gospodinjstvo	c) Večji odjemalec
ISD (25 let)	0,2 %	3,1 %	5,6 %
Enostavna povračilna doba	25 let	18 let	14 let
Diskontirana povračilna doba	Več kot 25 let	Več kot 25 let	Več kot 25 let

Vir: (Kodrič, 2022)

5 Zaključki in usmeritve za nadaljnje delo

V delu so bile opisane predpostavke, ki vplivajo na ekonomiko samooskrbnih sistemov, na podlagi katerih je bilo zasnovano računsko orodje, v katerem se lahko predpostavke z razvojem razmer enostavno spreminjajo. Predstavljeni so bili rezultati izbora analiziranih primerov investicije v samooskrbo v različnih okoliščinah. Na podlagi ugotovljene boljše ekonomike večjih samooskrbnih sistemov in ob upoštevanju širšega konteksta (težav pri priklapljanju individualnih proizvodnih enot v nizkonapetostno omrežje) predlagamo investicije v večje, skupnostne samooskrbne sisteme, ki niso nujno v neposredni fizični bližini uporabnika. Na podlagi pregleda delujočih praks v evropskem prostoru (Kodrič, 2022, pogl. 4.5) predlagamo nova koncepta energetskih skupnosti za slovenski prostor – skupnost okoli elektrarne, ki izstopi iz podporne sheme za OVE, ter skupnost na področju e-mobilnosti. Kot možnost nadaljnjega dela predlagamo analizo ekonomike opisanih konceptov energetskih skupnosti.

Da bi ovrednotili vpliv morebitnih napak pri določanju vrednosti nekaterih vhodnih spremenljivk, je v orodje vključen tudi modul za analizo občutljivosti. S pomočjo analize občutljivosti je v orodju možno določiti formulo hipotetične državne podpore za investicije v samooskrbo, pri kateri bi bila za vsako vrednost določene vhodne spremenljivke (npr. velikosti samooskrbnega sistema) dosežena zelena stopnja donosa za investitorje. Tako se lahko orodje poleg izračunov (mikro)ekonomike investicij uporabi tudi na sistemski ravni.

Literatura in viri

1. Agencija za energijo. (2022). *Predlog akta v javni obravnavi: Akt o metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje.* <https://www.agencija.si/documents/10926/344520/Predlog-akta-v-javni-obravnavi/892bc2f9-621a-4caf-80ef-0d28cdf09358>
2. Kodrič, D. (2022). *Ekonomika samooskrbe z električno energijo v spremenjenih zakonodajnih in tržnih razmerah.* <https://repozitorij.uni-lj.si/IzpisGradiva.php?id=141226>
3. Uradni list RS št. 121/2021. (2021). Zakon o spodbujanju rabe obnovljivih virov energije (ZSROVE). *Uradni list RS, št. 121/2021.* <https://www.uradni-list.si/glasilo-uradni-list-rs/vsebina/2021-01-2570?sop=2021-01-2570>
4. Uradni list RS št. 95/22. (2022). *Uredba o določitvi cen električne energije.* Uradni list RS, št. 95/22. https://www.uradni-list.si/_pdf/2022/Ur/u2022095.pdf

Dodatek

Tabela 3. Vhodne predpostavke SE in BHEE

Povprečna proizvodnja sončne elektrarne (MWh na kW inštalirane moči) z upoštevanjem padca učinkovitosti modulov	0,9334	$\frac{MWh}{kW \cdot leto}$	Pregled trga.
Življenjska doba SE	25	let	Pregled literature.
CAPEX SE (na ključ) glede na inštalirano moč SE (P_{SE} [kW])	$CAPEX = 2500 + 1475 \cdot P_{SE}^{0,81}$	€	Pregled ponudb.
Minimalni CAPEX SE	700	$\frac{€}{kW}$	Ocena. Velja ne glede na formulo zgoraj.
OPEX: Stroški čiščenja SE	9	$\frac{€}{kW \cdot leto}$	Pregled literature.
OPEX: Stroški vzdrževanja in zavarovanja SE	$1,25 \% \cdot CAPEX$	$\frac{€}{leto}$	Pregled literature.
Življenjska doba razsmernika	12,5	let	Pregled literature.
Cena razsmernika ob menjavi	$15 \% \cdot CAPEX$	€	Diskontirano na leto menjave.
CAPEX: cena BHEE v letu 0	700	$\frac{€}{kWh}$	Ocena.
Življenjska doba BHEE	12,5	let	Ocena.
Upad kapacitete BHEE	0	% / leto	Upad kapacitete smo zanemarili.
Razmerje med kapaciteto in polnilno močjo	2,5	$\frac{kWh}{kW}$	Pregled trga.
Dimenzioniranje: polnilna moč BHEE glede na moč SE	100	%	Ocena.

Vir: (Kodrič, 2022)

Tabela 4. Vhodne predpostavke, cene električne energije

Cena električne energije za gospodinjске odjemalce, odjem brez samooskrbe, prvi scenarij ($C_{EE, SC 1}$)	0,07745	$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	
Cena električne energije za gospodinjске odjemalce, samooskrba po trenutnem sistemu	0,06415	$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	Mediana cen 6 dobaviteljev.
Prodajna cena za viške električne energije, ki so oddani v omrežje v trenutnem sistemu samooskrbe, ET	0,00000	$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	Višek energije, ki je oddan v omrežje, se ne obračuna.
Cena električne energije za gospodinjске odjemalce, samooskrba po novem sistemu, ET, SC 1	0,07745	$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	Enaka ceni za odjem brez samooskrbe – ocena.
Prodajna cena za viške električne energije, ki so oddani v omrežje v novem sistemu samooskrbe, ET, SC 1	0,05163	$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	Ocena.
Cene električne energije za gospodinjске odjemalce, samooskrba po novem sistemu, dinamične cene, za vsak ČB, v SC 1	ČB 1: 0,15490 ČB 2: 0,15490 ČB 3: 0,07745 ČB 4: 0,05809 ČB 5: 0,05034	$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	$= 2 * C_{EE, G, SC 1}$ $= 2 * C_{EE, G, SC 1}$ $= C_{EE, G, SC 1}$ $= 0,75 * C_{EE, G, SC 1}$ $= 0,65 * C_{EE, G, SC 1}$
Prodajna cena za viške električne energije, ki so oddani v omrežje v novem sistemu samooskrbe, dinamične cene, za vsak ČB, v SC 1	ČB 1: 0,10327 ČB 2: 0,10327 ČB 3: 0,05163 ČB 4: 0,03873 ČB 5: 0,03356	$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	$= 2/3 * 2 * C_{EE, G, SC 1}$ $= 2/3 * 2 * C_{EE, G, SC 1}$ $= 2/3 * C_{EE, G, SC 1}$ $= 2/3 * 0,75 * C_{EE, G, SC 1}$ $= 2/3 * 0,65 * C_{EE, G, SC 1}$

Vir: (Kodrič, 2022)

Za SC 2 vse cene v Tabeli 4 pomnožimo s faktorjem 1,29116, za SC 3 pa s faktorjem 2,06585.

EKONOMIKA IN POVEČANJE DELEŽA SAMOOSKRBE GOSPODINJSKIH ODJEMALCEV Z ELEKTRIČNO ENERGIJO Z UPORABO BATERIJSKEGA HRANILNIKA

Nejc Kastelan

Univerza v Ljubljani, Fakulteta za elektrotehniko
nk7290@student.uni-lj.si

Andrej Gubina

Univerza v Ljubljani, Fakulteta za elektrotehniko
andrej.gubina@fe.uni-lj.si

Matej Pečjak

Univerza v Ljubljani, Fakulteta za elektrotehniko
matej.pecjak@fe.uni-lj.si

POVZETEK

Eden izmed ključnih ciljev okoljske politike Evropske Unije je t.i. zeleni prehod v elektroenergetiki, ki predvideva prehod iz fosilnih goriv (npr. premoga) na alternativne vire električne energije kot sta npr. veter, sonce. V Sloveniji je predvsem v zadnjem času opazen množičen porast fotovoltaičnih elektrarn (v nadaljevanju FVE), predvsem na nivoju gospodinjskih uporabnikov, kateri se predvsem odločajo za postavitev FVE na lastnih strehah. V povezavi s FVE se za namene povečanja samooskrbe (tj. časovni interval, ko odjemalec električne energije (v nadaljevanju EE) za pokrivanje lastnega odjema ne potrebuje zunanjega napajanja oz. omrežja) vse pogosteje uporablja baterijski hranilnik električne energije (v nadaljevanju BHEE). V tem prispevku je pokazano, da delež samooskrbe obravnavanega gospodinjstva s FVE nazivne moči 12,8 kW in BHEE nazivne moči 5 kW ter kapacitete 9,8 kWh na letnem nivoju zanaša približno 70%. Poleg povečanja deleža samooskrbe z EE BHEE omogoča tudi prožnost odjema EE iz omrežja (tj. zmožnost porabnika EE, da spreminja vzorce porabe znotraj časovnega okvirja), kar prispeva k zmanjšanju padcev napetosti na lokalnem distribucijskem izvodu iz transformatorja. Ocenjena je bila tudi ekonomičnosti investicije vključitve FVE in BHEE v gospodinjstvo. Ob rekordno visokih cenah EE na veleprodajnih trgih, katerim smo priča v zadnjem obdobju od začetka leta 2022, katere se bodo s časoma zelo verjetno če bolj odražale na maloprodajnem trgu, je ekonomika investicije vse bolj privlačna. Po trenutnih cenah ET - 0,085 €/kWh - za gospodinjskega odjemalca pri podjetju Petrol d.d. bi bil za obravnavano gospodinjstvo letni prihranek 1167€ ter čas povrnitve investicije (z upoštevanjem sofinanciranja iz Ekosklada) 15,5 let. Z upoštevanjem ET pri maksimalni regulirani ceni EE za gospodinjske odjemalce z začasnim odlokom Republike Slovenije po ceni ET 0,098 €/kWh pa bi bil letni prihranek 1345€ ter čas povrnitve investicije 13,5 let. Trenutne cene na veleprodajnem trgu EE so namreč precej višje, kot cene EE katere plačujejo gospodinjski odjemalci. Povprečna urna cena EE za dan vnaprej na slovenski energetski borzi BSP Southpool je bila na dan 31.8.2022 0,676 €/kWh.

Ključne besede: fotovoltaična elektrarna, baterijski hranilnik električne energije, povečanje samooskrbe z električno energijo, visoke cene električne energije

1 Uvod

Pri doseganju zastavljenih ciljev Evropske Unije za vključitev obnovljivih virov je prvi izziv povezan z nestanovitnostjo proizvodnje in posledično z njo povezano stabilnostjo elektroenergetskega sistema (EES), katero sicer zagotavljajo konvencionalni proizvodni viri. Drugi izziv pa je povezan z ekonomiko vključitve obnovljivih virov v obstoječ EES.

Za povečanje lastne rabe EE, proizvedene s FVE, se lahko uporabi dodajanje BHEE. Ti shranijo presežek proizvedene električne energije, ki bi bila sicer oddana v omrežje, za izrabo v obdobju nizke ali nične proizvodnje FVE. Z uporabo BHEE se poveča tudi prožnost proizvodnje oz. porabe predvsem gospodinjstev, ki lahko spreminjajo profile odjema EE brez sprememb delavnih in bivanjskih navad. Slednje omogoča bolj gladek dnevni diagram porabe gospodinjstev uporabnikov brez izrazitih vrhov konične porabe, kar pripomore tudi k stabilnejšem delovanju distribucijskega EES.

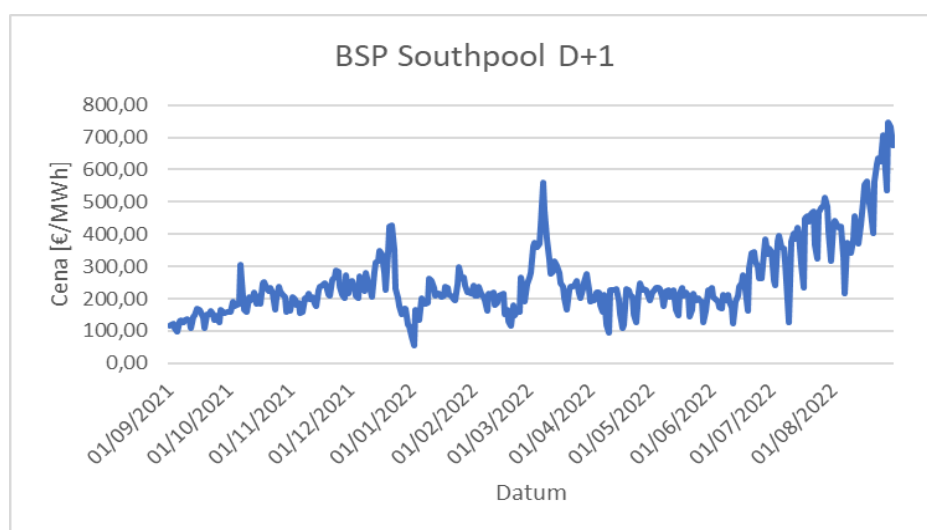
K izboljšanju ekonomiki vključitve obnovljivih virov EE za gospodinjstve odjemalce in posledično večjemu interesu za priključitev FVE na strehah hiš je deloma pripomogla tudi Vlada Republike Slovenije s sprejetjem različnih uredb, katere urejajo finančno podporo za investicije v FVE in BHEE. Sam čas povrnitve investicije (ang. *Return on Investment – RoI*) pa je zelo odvisen od cen EE, tako za odkup kot tudi lastno rabo. Višje kot so cene, ki jo gospodinjstva plačujejo za odjem, krajši je čas povrnitve investicije.

Stanje na trgu z električno energijo

Cena EE na veleprodajnem trgu se za trgovanje za dan vnaprej (angl. Day Ahead) oblikuje na urnem nivoju na podlagi ponudbe in povpraševanja. V praksi to pomeni, da ceno določa najdražja proizvodna enota, katere zadnja pokrije povpraševanje po dobavi EE. Na trgu smo že od začetka leta 2022 priča zelo visokim (rekordnim) in volatilnim cenam na trgu, kot je prikazano na Sliki 1 za slovensko energetske borzo. Takšno gibanje cen je predvsem posledica kombinacije različnih vzrokov. Predvsem:

- **Vojaške agresije v Ukrajini** in sankcijami povezanimi z uvozom energentov iz Rusije, kar se odraža v visokih cenah zemeljskega plina, glavnega energenta plinskih elektrarn;
- **Zmanjšanje obsega delovanja jedrskih elektrarn v Franciji.** Francija, katera je največja izvoznica EE v Evropi, je imela v letu 2022 veliko težav z obratovanjem jedrskih elektrarn deloma zaradi velikega števila izvedenih vzdrževalnih del, deloma pa tudi zaradi zmanjšane obsega hlajenja iz rek kar je bila posledica nizkih pretokov v zelo sušnem poletju 2022;
- **Slabe hidrologije v regiji** – po podatki iz Statističnega Urada Republike Slovenije se je samo delež slovenske proizvodnje EE iz hidroelektrarn v letu 2022 zmanjšal za 49% v primerjavi z letom 2021 (SURSTAT, 2022).

Slika 1: Gibanje povprečne urne cene EE na slovenski borzi BSP za dan vnaprej (BSP Southpool, 2022)



2 Finančna projekcija gospodinjskega odjemalca za priključitev FVE in BHEE

Trenutno veljaven zakonodajni okvir, ki ureja področje samooskrbe z EE, ne vključuje BHEE. Uporabniki z nameščeno napravo za samooskrbo viške proizvedene EE oddajajo v omrežje in tega izrabljajo kot neke vrste hranilnik, iz katerega odjemajo EE v primeru nezadostne lastne proizvodnje za pokrivanje odjema. Bilančno obdobje znaša eno leto, in ob pozitivni bilanci (več oddane kot prejete EE) uporabnik ne plača ničesar (razen stroškov obračuna). Prav tako uporabnik, ki je vključen v trenutni sistem samooskrbe, ne plačuje omrežnine za oddano EE. Ekonomika investicije v napravo za lastno proizvodnjo EE je močno odvisna od letne porabe EE. Pri odjemalcih z večjo letno porabo je investicija bolj smiselna in se tudi prej povrne.

Pomemben faktor, ki vpliva na ekonomiko takšne investicije pa so tudi finančne spodbude s strani države (subvencije za FVE).

Opravili smo izračun za ROI v obravnavanem gospodinjstvu po cenah EE ponudnika Petrol d.d.(0,085€/kWh brez DDV) (Petrol, 2021) in najvišjo regulirano ceno ET iz strani Vlade Republike Slovenije (0,098 €/kWh brez DDV) (Celje info, 2022).

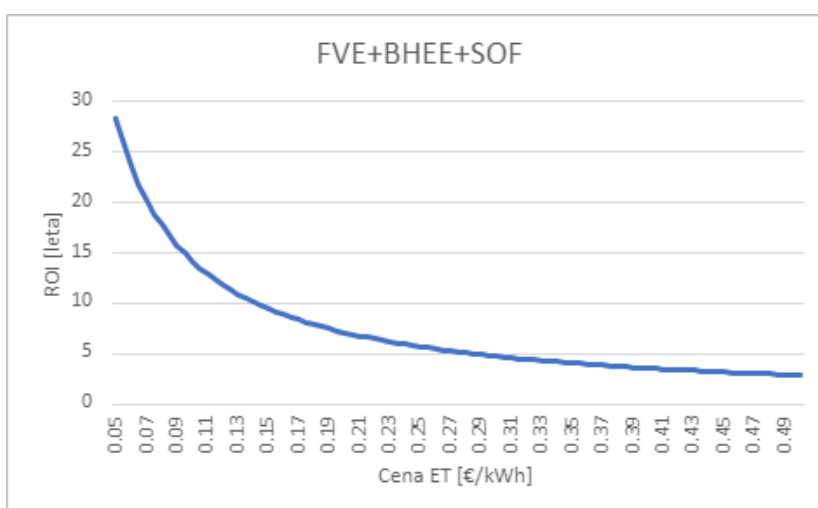
$$ROI = \frac{S_{PV} + S_{BAT} - S_{SOF}}{P_{EE}} = 15,53 \text{ let (Petrol)} = 13,48 \text{ let (regulacija)}$$

Kjer so:

- S_{PV} – strošek vgradnje FVE, ki pokriva strošek sončnih panelov (10.560 €), strošek inverterja (4200 €) in strošek montaže (700€);
- S_{BAT} – strošek nakupa BHEE (5000 €);
- S_{SOF} – strošek sofinanciranja pri Ekoskladu (2322 €);
- P_{EE} – razlika med stroškom za električno energijo analiziranega gospodinjstva (s FVE in BHEE) in gospodinjstva brez dodatnih proizvodnih in shranjevalnih elementov. Upoštevali smo prodajo vseh viškov EE po ET odjema. Prvo je na letnem nivoju oddalo 6099 kWh in prejelo 2624 kWh EE iz omrežja. Drugo je prejelo 10.258 kWh.

2 letna razlika ROI je izključno posledica razlike v odkupni in prevzemni ceni EE, ki znaša 0,013€/kWh. V ta namen smo dodatno analizirali spreminjanje ROI v primerjavi s cenami ET na Sliki 2.

Slika 2: Trajanje časa povrnitve investicije glede na ceno ET (FVE+BHEE+sofinanciranje)



Omeniti je potrebno, da je pri izračunih potrebno v obzir vzeti življenjsko dobo FVE in BHEE. Pri FVE je življenjska doba inverterja približno 10 let ter približno 25 do 30 let za solarne panele.

Življenska doba BHEE pa je približno 10 let. Kar pomeni, da je z vidika uporabnika to ROI, do katerega se mu finančno izplača nakup FVE in BHEE.

Nadaljnje, tudi plačilo omrežnine ni bilo upoštevano v izračunih. Po trenutno veljavni uredbi se v Sloveniji ne plačuje omrežnine za odjemalce vključene v sistem samooskrbe. Že z letom 2024 se pričakuje spremembo na tem področju, ko bo potrebno plačilo stroška za del omrežnine za prevzeto EE iz omrežja (ZSROVE, 2022).

3 Izboljšanje deleža samooskrbe z uporabo baterijskega hranilnika električne energije

Z vključitvijo FVE v EES je na nivoju distribucijskega omrežja več možnosti za prenapetosti ob sončnih urah, če je na transformatorsko postajo priključeno več gospodinjstev s FVE. Kombinirana uporaba BHEE igra tukaj ključno vlogo pri izboljšanju prožnosti sistema in omejitvi maksimalnih napetostnih dvigov omrežja. Dodatno hramba EE proizvedene ob sončnih urah poveča delež samooskrbe objekta, ki to energijo lahko porabi ob nočnih urah.

3.1 Metodologija

Pripravila in testirala se je strategija za upravljanje z BHEE v gospodinjstvu, z namenom povečanja deleža dejanske samooskrbe gospodinjstva z EE. To smo dosegli z manipuliranjem viškov energije proizvedene z malo FVE z upoštevanjem porabe EE gospodinjstva. Razliko med proizvodnjo in porabo je, ob primerni napolnjenosti, kril BHEE z upoštevanjem naslednjih predpostavk:

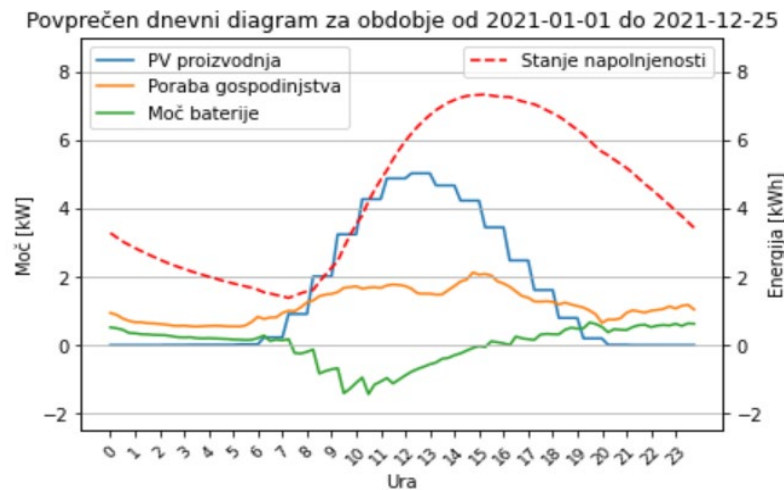
- Ob višji proizvodnji FVE v primerjavi s porabo gospodinjstva je razlika polnila BHEE, dokler ta ni dosegla maksimalne kapacitete BHEE. Ob dosegu le-te so bili viški energije oddani v elektroenergetsko omrežje;
- Ob manjši proizvodnji FVE v primerjavi s porabo gospodinjstva je EE shranjena v BHEE pokrivala proizvodnjo gospodinjstva, do dosega minimalne napolnjenosti BHEE. Ob dosegu le-te je bila razlika energije potrebne za oskrbo gospodinjstva pokrita iz elektroenergetskega omrežja.

Kot vhodni podatki so bile uporabljene časovne vrste pridobljene tekom projekta X-FLEX (2022) in meritve na voljo na spletni strani Agencije Republike Slovenije za okolje (ARSO, 2022)

3.2 Rezultati analize

Analizirano gospodinjstvo je imelo priključeno FVE z nazivno močjo 12,8 kWp in BHEE s kapaciteto 9.8 kWh in nazivno močjo polnjenja in praznjenja 5,0 kW. Grafično je bil prikazan povprečni dan v letu 2021, kjer se je prikazalo povprečna vrednost vseh parametrov v posamezni uri v letu. Prikaz je opravljen na Sliki 3.

Slika 3: Diagram električnih parametrov gospodinjstva za povprečen dan v letu



Vidimo, da se baterija do približno 12. ure velikokrat napolni do nazivne kapacitete, kar kaže na zmanjšanje povprečne moči polnjenja BHEE po tej uri. V večernih urah (tj. od približno 19. ure) se BHEE prazni in sledi profilu odjema gospodinjstva. Velikokrat se zgodi, da kombinacija FVE in BHEE popolnoma pokrije dnevno porabo gospodinjstva.

V nadaljevanju smo rezultate za povprečni dan dodatno predstavili v Tabeli 1, kjer smo primerjali gospodinjstvo, ki ima vgrajen BHEE in to brez njega.

Tabela. 1: Rezultati za povprečen dan v letu

	Z BHEE	Brez BHEE
Delež samooskrbe [%]	70,26	37,80
Poraba iz omrežja [kWh]	13,47	19,18
Oddaja v omrežje [kWh]	17,01	23,81
Poraba gospodinjstva [kWh]	7,03	13,88
PV proizvodnja [kWh]	38,07	38,07

Vidimo, da je delež samooskrbe približno dvakrat večji v gospodinjstvu z vgrajenim BHEE. Ima pa sorazmerno manjšo oddajo EE v omrežje.

4 Sklep

Po finančni analizi, opravljeni v 2. poglavju, opazimo dolgotrajno povrnitev stroškov investicije v FVE in BHEE kljub dodatnem sofinanciranju. Po trenutnih cenah odprodaje električne energije in z upoštevanjem menjave inverterjev, solarnih panelov in BHEE se mnogim gospodinjstvom to ekonomsko (še) ne izplača.

Po drugi strani pa omogoča kombinacija vključitve FVE in BHEE v sistem gospodinjstva velik delež izrabe proizvodnje EE iz obnovljivih virov za namene lastne rabe. Opazili smo znatno razliko povečanja deleža samooskrbe za gospodinjstvo, ki ima poleg FVE vključen tudi BHEE v primerjavi z gospodinjstvom brez BHEE.

Literatura in viri

1. ARSO. (2022). *Sončno obsevanje*. Dostopano 18.9.2022 na naslovu: https://meteo.arso.gov.si/met/sl/climate/maps/description/solar_radiation/
2. BSP Southpool. (2022). *BSP Energy Exchange*. Dostopano 30.9.2022 na naslovu: <https://www.bsp-southpool.com/home.html>
3. Celje info. (2022). Dostopano 26.8.2022 na naslovu: <https://www.celje.info/gospodarstvo/vlada-s-1-septembrom-za-leto-dni-zamrznila-cene-elektrike-taksni-bodo-prihranki/>
4. Petrol. (2021). *Cenik elektricne energije za gospodinjske odjemalce*. Dostopano 26.8.2022 a naslovu: <https://www.petrol.si>.
5. SURS. (2022). *Energetika maj 2022*. Dostopano 2.9.2022 na naslovu: <https://www.stat.si/StatWeb/News/Index/10425>
6. X-FLEX. (2022). *X-FLEX project*. Dostopano 18.9.2022 na naslovu: <http://xflexproject.eu/>
7. ZSROVE. (2022). *Zakonodaja na področju OVE*. Dostopano 9.11.2022 na naslovu <http://pv.fe.uni-lj.si/sl/nacrtovanje-se/zakonodaja/>

UPORABA LESNE BIOMASE V TERMoeLEKTRARNI

Matej Fike

Fakulteta za energetiko, Univerza v Mariboru, Hočevanje trg 1, 8270 Krško
matej.fike@um.si

Andrej Predin

Fakulteta za energetiko, Univerza v Mariboru, Hočevanje trg 1, 8270 Krško
andrej.predin@um.si

POVZETEK

V Sloveniji približno eno tretjino električne energije proizvedemo v termoelektrarnah. Električna energija se je v zadnjem času močno podražila. Razlogov je več. Eden izmed je tudi velika podražitev CO₂ kuponov, ki jih morajo kupovati termoelektrarne, saj pri proizvodnji električne energije v okolje emitirajo velike količine toplogrednega plina. Emisije toplogrednega plina CO₂ so posledica zgorevanja fosilnih goriv, v tem primeru premoga. Z obnovljivimi viri energije želimo nadomestiti fosilna goriva in zmanjšati emisije toplogrednih plinov. Več kot polovica Slovenije je pokrite z gozdom in posledično energija lesne biomase predstavlja velik energetski potencial. Ena izmed možnosti je uporaba lesne biomase v klasični termoelektrarni za proizvodnjo električne energije. V prispevku je predstavljen energetski potencial slovenskih gozdov. V nadaljevanju je ovrednotena zamenjava energenta v obstoječi termoelektrarni na premog z lesno biomaso. Ugotovljeno je, da je v Sloveniji lesne biomase dovolj in da lahko vso električno energijo, ki je sedaj proizvedena iz premoga, proizvedemo iz lesne biomase. Strošek lesne biomase je višji od stroška premoga. Z zamenjavo energenta prihranimo pri nakupu CO₂ kuponov. Zato uporaba lesne biomase predstavlja ekonomsko upravičen energent za proizvodnjo električne energije.

Ključne besede: lesna biomasa, termoelektrarna, proizvodnja električne energije

1 Uvod

Obnovljivi viri energije vključujejo vse vire energije, ki jih zajemamo iz nenehno ponovljivih naravnih procesov. Med obnovljive vire energije (OVE) uvrščamo sončno sevanje, veter, vodni tok v rekah, fotosintezo, zemeljske toplotne tokove in tokove morja. Obnovljivi viri energije lokalno zmanjšujejo uvozno odvisnost in povečujejo energetsko varnost. Industrija povezana z OVE spodbuja večjo zaposlenost in razvoj podeželja. Najpomembnejši obnovljiv vir energije v Sloveniji je lesna biomasa, sledi vodna energija, v zadnjem času pa narašča tudi izkoriščanje sončne energije. Slovenija je imela zastavljen nacionalni cilj do leta 2020 doseči najmanj 25 % delež OVE v končni bruto rabi energije. Cilja Slovenija sama ni dosegla, doseženi delež rabe energije iz obnovljivih virov je znašal 24,1 %. Za izpolnitev zastavljenega cilja je Slovenija sklenila sporazum s Češko in s pomočjo mehanizma statističnega prenosa obnovljive energije iz druge članice EU prenesla 465 GWh energije in se tako izognila sankcijam. Do leta 2030 ima Slovenija zastavljen krovni nacionalni cilj doseči najmanj 27 % delež OVE v končni bruto rabi energije. Skladno z Nacionalnim energetskim in podnebnim načrtom (NEPN) so za leto 2030 določeni tudi sektorski ciljni deleži OVE v bruto končni rabi energije. V sektorju toplota in hlajenja znaša delež OVE 41,4 %, v sektorju električna energija znaša delež 43,3 % in v sektorju promet 20,8 %, pri čemer je predviden delež biogoriv vsaj 11 %. V letu 2020 je delež OVE v sektorju ogrevanje in hlajenje znašal 32,14 %, v sektorju električna energija 35,09 % in v sektorju transport 10,91 %. Iz tega sledi, da bomo morali v vseh sektorjih močno povečati delež OVE.

2 Termoelektrarna

Za analizo bomo uporabili podatke iz leta 2019. Tega leta sta v termoelektrarni Šoštanj (TEŠ) obratovala dva bloka, blok 5 in blok 6. V bloku 5 je bilo proizvedene 775.028 MWh in v bloku 6 pa 3.397.672 MWh električne energije. Skupaj je tako bilo na obeh generatorjih proizvedene 4.195.305 MWh in na pragu 3.720.821 MWh električne energije. Porabili so 3.040.612 ton velenjskega premoga lignita. Kurilna vrednost premoga je znašala 11,874 GJ/t. Glede na uporabljeno tehnologijo v posameznih blokih znašajo specifične emisije CO₂ v bloku 5 1,090 in v bloku 6 0,869 kg/MWh. Skupaj so tako emisije CO₂ znašale 3800 ton. Za izpuste toplogrednih plinov podjetja potrebujejo emisijske kupone. Za vsak emisijski kupon lahko podjetje v ozračje spusti 1 tono CO₂ oziroma enakovredno količino drugega toplogrednega plina, ki je enako oziroma podobno škodljiv za okolje. Podjetja, ki potrebujejo emisijske kupone, jih kupijo na trgu emisij. Osnovna ideja emisijskih kuponov je spodbujanje podjetij, da se usmerijo v poslovanje, ki je za naravo in planet bolj prijazno. Emisijske kupone izdaja Evropska Unija, vsako leto se skupno število izdanih kuponov zmanjšuje. Na ta način želi Evropska unija skozi čas zmanjšati količino toplogrednih plinov v ozračju. V obdobju med 2021 in 2030 se vsako leto izda za 2,2 odstotka manj kuponov. Na sliki 1 je prikazan potek cen emisijskih kuponov skozi čas. Iz diagrama je razvidno, da je bila cena kuponov nizka do leta 2018 in je znašala okoli 10 € na tono CO₂. Nato je cena narasla preko 20 € na tono, leta 2021 pa je cena močno poskočila, avgusta 2022 je bil zabeležen maksimum cene pri skoraj 100 € za kupon. Trenutna cena se giblje okoli 70 €.

Slika 1: Gibanje cen emisijskih kuponov na borzi



Vir: Spletna stran Trading Economics, 2022

Na lastno ceno električne energije proizvedene v termoelektrarni ima največji vpliv cena premoga in strošek emisijskih kuponov. Leta 2019 je termoelektrarna Šoštanj na pragu proizvedla 3.721 GWh električne energije in zabeležila 217,8 mio EUR prihodkov od prodaje električne energije oziroma skupaj 225,9 mio EUR prihodkov od prodaje električne energije in toplote. Za proizvodnjo električne energije in toplote so porabili 3.040.612 ton premoga. Cena premoga znaša 2,75 €/GJ. Strošek premoga je znašal 99,3 mio EUR. V Sloveniji imamo 45 naprav, ki za svoje obratovanje potrebujejo emisijske kupone. Obravnavanega leta je bilo predanih 6.253.595 emisijskih kuponov od tega 3.817.347 termoelektrarni Šoštanj, kar predstavlja 61 % vseh predanih kuponov. Povprečna cena emisijskih kuponov je v obravnavanem letu znašala 24,60 € za kupon. Na podlagi teh podatkov lahko izračunamo, da je znašal strošek premoga 26,7 EUR/MWh in strošek emisijskih kuponov, če

upoštevamo povprečno ceno vseh predanih kuponov, 25,1 €/MWh. V povprečju je bila električna energija prodana po 58,5 EUR/MWh. Predvsem zaradi visokega stroška emisijskih kuponov je bil poslovni izid podjetja negativen. Z naraščanjem cen emisijskih kuponov se poslovanje še poslabšuje. Ena izmed možnosti za izboljšanje poslovanje je prehod iz fosilnih goriv na obnovljive vire energije oziroma zamenjava energenta premoga z lesno biomaso s čimer se izognemo strošku emisijskih kuponov.

3 Lesna biomasa

Slovensko naravno bogastvo je gozd, ki pokriva 58 % površine Slovenije. Površina gospodarskih gozdov meri 1.068.484 ha, varovanih gozdov 98.762 ha in gozdnih rezervatov 9.508 ha. Skupaj površina gozdov znaša 1.176.754 ha. Z upoštevanjem gozdno gojitvenih načrtov (GGN) izdelanih v letu 2019 je lesna zaloga ocenjena na 356.756.000 m³ oziroma 303 m³/ha. Letni prirastek je ocenjen na 8.827.600 m³ oziroma 7,5 m³/ha. V letu 2019 je bilo posekano 5.287.863 m³ lesne biomase od tega 3.326.578 m³ iglavcev in 1.961.285 m³ listavcev. Evidentiran posek je v letu 2019 znašal 87 % možnega poseka po GGN.

Ena izmed glavnih nalog Zavoda za gozdove na področju lesa za energijo je zagotavljanje podatkov o potencialih lesa, primerne za energijo. Prostorsko prikazujejo potenciale lesa, primerne za energetske rabo (ponudba), njegovo rabo (povpraševanje) ter bilančno stanje za poljubno izbrano območje. Pri ponudbi poleg ostalih parametrov upoštevajo podatke o gozdovih in o potencialih negozdnih zemljišč, industrijskih virov ter o zbranih lesnih odpadkih v zbirnih centrih. Pri povpraševanju upoštevajo ocenjeno rabo lesa za energijo po gospodinjstvih. Na sliki 2 je prikazan potencial lesa za energijo.

Slika 2: Potencial lesne biomase za energijo

Vir	Znak	Parameter	Neto količina v tonah suhe snovi
Gozd	B	možni posek manj kakovostnih sortimentov	1.603.000
	A	posek manj kakovostnih sortimentov	799.000
		ostanek v gozdu ob realizaciji možnega poseka	455.000
		ostanek v gozdu ob trenutni realizaciji poseka	294.000
	D	količina skorje hlodovine ob realizaciji možnega poseka	59.000
	C	količina skorje hlodovine ob trenutni realizaciji poseka	59.000
Kmetijske površine	G	ocenjeni možni trajni posek lesa dreves na negozdnih površinah	151.000
	X	lesni in nelesni ostanki s kmetijskih površin uporabni za energijo	197.000
Industrija	F	količina žagarskih ostankov pri predelavi hlodovine ob realizaciji možnega poseka	530.000
	E	količina žagarskih ostankov pri predelavi hlodovine ob trenutni realizaciji poseka	500.000
Zbirni centri	H	zbrani lesni ostanki	350.000
Poraba	I	poraba manj kakovostnih sortimentov v gospodinjstvih za ogrevanje in kuhanje	776.000
	J	poraba manj kakovostnih sortimentov v sistemih daljinskega ogrevanja in kogeneracije	94.000
	K	lesni ostanki, uporabljeni v industriji	32.000
	I+J+K	skupna poraba lesa za energijo v vseh sektorjih	902.000
	Y	količina konkurenčne rabe manj kakovostnega lesa v industriji (papirnice, tanin, vlakna)	255.000

Vir: Poročilo Zavoda za gozdove Slovenije o gozdovih za leto 2019, 2020

4 Analiza podatkov

Ena izmed opcij za podaljšano obratovanje termoelektrarn je zamenjava energenta premoga z lesno biomaso, ki je ogljično nevtralna. V letu 2019 smo v TEŠ porabili 3.040.612 ton premoga s kurilno vrednostjo 11,874 GJ/ t. Če porabljeno količino premoga pretvorimo v energijo, dobimo 36 PJ

energije. Z upoštevanjem letnega prirasta v Sloveniji in predpostavljeni povprečni gostoti lesa 550 kg/m³, in ob upoštevanju povprečne kurilne vrednosti 16,5 MJ/kg, ugotavljamo, da lahko energijo premoga nadomestimo s 45 % letnega prirasta. Ta vrednost je tudi zelo blizu odstotku odpada pri predelavi hlodovine v kvalitetne proizvode z visoko dodano vrednostjo. Če bi za lesno biomaso namenili enako količino denarja, kot je bila v letu 2019 (pred drastično podražitvijo emisijskih kuponov) porabljena za plačilo premoga in emisijskih kuponov, potem bi lahko cena lesne biomase dostavljene do termoelektrarne znašala 48 EUR/m³.

Na sliki 2 je prikazana podrobnejša analiza potenciala lesne biomase za pridobivanje energije. Možni posek manj kakovostnih sortimentov znaša 1.603.000 ton. Če k temu prištejemo količino skorje hlodovine ob realizaciji možnega poseka (59.000 ton) in količino žagarskih ostankov pri predelavi hlodovine ob realizaciji možnega poseka (530.000 ton) ter zbrane lesne ostanke v zbirnih centrih (350.000 ton) dobimo vsoto virov lesne biomase ob realizaciji možnega poseka v višini 2.542.000 ton. Od te vsote odštejemo porabo manj kakovostnih sortimentov v gospodinjstvih za ogrevanje in kuhanje (776.000 ton) in porabo manj kakovostnih sortimentov v sistemih daljinskega ogrevanja in kogeneracij (94.000 ton) ter lesne ostanke, uporabljene v industriji, dobimo bilanco količine manj kakovostnega lesa ob realizaciji možnega poseka v višini 1.640.000 ton. To je količina lesne biomase, ki bi jo lahko koristno uporabili v termoelektrarni. Ob upoštevanju kurilne vrednosti 16,5 MJ/kg, bi lahko z razpoložljivo količino manj kakovostnega lesa nadomestili 75 % porabe premoga in posledično 75 % izpustov CO₂, kar ustreza 2,8 mio ton CO₂.

5 Sklep

V prispevku je analizirana zamenjava energenta premoga z lesno biomaso v termoelektrarni. Analiza je bila narejena na podlagi podatkov za leto 2019. To leto je bilo izbrano, ker je leto kasneje izbruhnila Covid situacija in predstavlja normalno povprečno leto. Analiza podatkov je pokazala strmo rast cen emisijskih kuponov, ki negativno vplivajo na poslovanje termoelektrarne. Ugotovljeno je bilo, da lahko celotno porabljeno količino premoga nadomestimo s 45 % letnega prirasta lesne biomase. Nadalje je bilo ugotovljeno, da v kolikor bi premog nadomestili zgolj s porabo manj kakovostnega lesa ob realizaciji možnega poseka, bi lahko nadomestili 75 % porabe premoga.

Literatura in viri

1. Elektroinštitut Milan Vidmar. Vplivi bloka 6 TE Šoštanj na okolje. Najdeno 27. septembra 2022 na spletnem naslovu <http://www.umanotera.org/upload/files/EIMV.pdf>
2. Ministrstvo za okolje in prostor. Sklep o povprečni ceni emisijskih kuponov za leto 2019. Najdeno 27. septembra 2022 na spletnem naslovu https://www.gov.si/assets/ministrstva/MOP/Dokumenti/Podnebnespremembe/sklep_o_povprecni_ceni_emisijskih_kuponov_2019.pdf
3. Republika Slovenija Statistični urad. Najdeno 27. septembra 2022 na spletnem naslovu <https://pxweb.stat.si/SiStatData/pxweb/sl/Data/-/1818002S.px/table/tableViewLayout2/>
4. Termoelektrarna Šoštanj. Letno poročilo TEŠ 2019. Najdeno 27. septembra 2022 na spletnem naslovu https://www.te-sostanj.si/wp-content/uploads/2020/09/Letno-poro%C4%8Dilo_TE%C5%A0_-2019_slo_web-oblikovano.pdf
5. Termoelektrarna Šoštanj. Letno poročilo TEŠ 2021. Najdeno 27. septembra 2022 na spletnem naslovu https://www.te-sostanj.si/wp-content/uploads/2022/09/03_TES_letno_porocilo_2021_slo_-SPLET.pdf
6. Termoelektrarna Šoštanj. Okolje TEŠ. Najdeno 27. septembra 2022 na spletnem naslovu <https://www.te-sostanj.si/okolje/zakaj-blok-6/>
7. Zavod za gozdove Slovenije. Poročilo zavoda za gozdove Slovenije o gozdovih za leto 2019. Najdeno 27. septembra 2022 na spletnem naslovu http://www.zgs.si/fileadmin/zgs/main/img/PDF/LETNA_POROCILA/2019_Porocilo_o_gozdo_vih.pdf

Sekcija VI:
**Elektromobilnost in trg
pogonskih goriv**

EKONOMSKI, TEHNOLOŠKI IN OKOLJSKI IZZIVI ELEKTROMOBILNOSTI V SLOVENIJI

Tomaž Rebol

reboltomaz@gmail.com

Matej Švigelj

Ekonomska fakulteta, Univerza v Ljubljani, Kardeljeva ploščad 17, 1000 Ljubljana

matej.svigelj@ef.uni-lj.si

POVZETEK

Elektromobilnost se uveljavlja tako v Evropski uniji kot tudi v Sloveniji. Pri tem ne gre le za zamenjavo voznega parka, ampak so z uvedbo elektromobilnosti povezani tudi številni izzivi. Namen članka je predstaviti ekonomske, tehnološke in okoljske izzive s katerimi se soočamo v Sloveniji ob rasti trga električnih vozil. Glede na počasno rast deleža električnih vozil v Sloveniji bo potrebno rast elektromobilnosti dodatno spodbujati. Poleg fiskalnih spodbud se lahko spodbujajo tudi drugi vidiki uporabe električnih vozil. K povečani motivaciji za uporabo električnih vozil v prihodnosti bodo pripomogli primerljiva cena in večji domet električnih vozil, boljša polnilna infrastruktura ter tudi sprejemanje drugačnega načina mobilnosti (souponaraba avtomobilov). Tehnološko gledano bi glede na predviden zmeren porast števila električnih vozil elektroenergetsko omrežje moralo dodatno obremenitev prenesti brez večjih težav. Vendar lahko pričakujemo, da bodo pri dolgoročno višjem številu vozil izrazitejše trenutno že aktualne težave, kot so dotrajanost elementov distribucijskega omrežja in visoke obremenitve vodov. Analiza življenjskega cikla pokaže, da je največ okoljskih izzivov, ki jih bo v slovenski prostor prinesla elektromobilnost v fazi uporabe električnih vozil. V tej fazi cikla sta ključnega pomena vključevanje zelenih virov električne energije v omrežje in zmanjševanje povpraševanja po električni energiji v vršnih urah porabe. Rešitev je v povečevanju deleža proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov in nadgradnji omrežne infrastrukture ter pametnemu polnjenju električnih vozil. V fazi ponovne uporabe in reciklaže električnih vozil so priložnosti predvsem pri predelavi še neizrabljenih materialov.

Ključne besede: elektromobilnost, električna vozila, obnovljivi viri, polnilna infrastruktura

1 Uvod

Transportni sektor prispeva skoraj četrtno svetovnih emisij toplogrednih plinov. Pri tehnoloških trendih zato postaja čedalje pomembnejši faktor zmanjševanje porabe energije in onesnaževanja. Elektromobilnost združuje oboje, še zlasti takrat, ko jo poganjajo obnovljivi viri energije (Boßmann, Gnann & Michaelis, 2016).

V Evropski uniji (v nadaljevanju EU) veljajo številni predlogi in smernice, ki se tičejo vprašanja elektromobilnosti in zahtevajo izdatna zmanjšanja emisij in povečanja učinkovitosti izrabe energije. V Sloveniji je vlada leta 2017 sprejela Strategijo na področju razvoja trga za vzpostavitev ustrezne infrastrukture v zvezi z alternativnimi gorivi v prometnem sektorju v Republiki Sloveniji. Med drugim vnaša pomemben mejnik, da po letu 2030 ne bo več dovoljena prva registracija avtomobilov z notranjim izgorevanjem na bencin ali dizel s skupnim ogljičnim odtisom avtomobila nad 50 gramov CO₂ na kilometer prevožene razdalje. Danes so pod to mejo samo električni avtomobili in priključni hibridi (Ministrstvo za infrastrukturo, 2017a).

V Sloveniji bomo soočeni s številnimi izzivi, če bomo želeli izpolniti zastavljene cilje. Razvoj elektromobilnosti je še zmeraj zelo hiter, kot na primer pri baterijah ter polnilni infrastrukturi, kar povzroča še dodatne preglavice pri oblikovanju dolgoročne vizije na državni ravni. Namen članka je

predstaviti ekonomske, tehnološke in okoljske izzive s katerimi se soočamo v Sloveniji ob rasti trga električnih vozil.

2 Vidik elektroenergetskega omrežja

Izzivi za vključevanje električnih vozil (EV) v nizkonapetostna omrežja so poraba energije, visoka istočasnost priključitve, visoka priključena obremenitev, neznano obnašanje pri morebitnih napakah v elektroenergetskem omrežju ter neuravnotežena obremenitev omrežja (Kampker, Vallée & Schnettler, 2013). Najočitnejši izziv od naštetih predstavlja poraba energije. Porabo EV smo izračunali s pomočjo pristopa preračuna porabe preko potenciala celotne elektromobilnosti (tabela 1 v prilogi).

ELES-ov scenarij 2030 predvideva v letu 2030 227.000 EV, kar bi ob pričakovani rasti skupnega števila vozil pomenilo približno 16,57 odstotni delež elektromobilnosti (ELES, 2016). Glede na izračune bi letna poraba električnega voznega parka takrat znašala 545,12 GWh, kar ustreza dnevni porabi 1.492,46 MWh. Za ponazoritev smo prikazali koliko zelenih proizvodnih virov bi potrebovali za pokritje takšne porabe energije (tabela 2 v prilogi). Glede na časovno dostopnost proizvodnje bi bilo potrebno dodatno inštalirati bodisi hidroelektrarno moči 113,14 MW, 122 vetrnic moči 2,3 MW ali 99.566 sončnih elektrarn z močjo 5 kW. V praksi se bodo za proizvodnjo uporabile kombinacije vseh treh proizvodnih virov različnih moči ter s široko prostorsko razpršenostjo.

Izziv elektroenergetskemu omrežju predstavlja tudi poraba električne energije ob konicah. Polnjenje EV takrat še dodatno poveča porabo. IEA je predstavila različne možnosti uravnavanja porabe (International energy agency, 2019). Te obsegajo različne ravni integracije EV v elektroenergetsko omrežje, ki se razlikujejo glede na njihovo kompleksnost in tehnološko podporo. Najenostavnejša možnost je prilagajanje polnjenja glede na cene električne energije. Na ta način se lahko polnjenje EV premakne npr. v nočni čas, ko je poraba električne energije manjša. Kompleksnejše ravni integracije obsegajo skupinsko nadzorovano polnjenje, kjer se glede na različne spodbujevalnike oblikuje profil polnjenja EV, nadzirajo in krmilijo ga agregatorji; dvosmerno polnjenje, kjer električna vozila s pomočjo tehnologije V2G lahko tudi vračajo električno energijo nazaj v omrežje in dom in s tem delujejo kot hranilniki.

Za integracijo EV v omrežje bodo potrebne prilagoditve elektroenergetskega omrežja v smislu posodobitve srednje- in nizkonapetostnih vodov, povečava in posodobitev nekaterih transformatorjev, zazankanje omrežja ter avtomatizaciji. Dodatno bodo potrebna tudi vlaganja v napredna omrežja.

3 Ekološki vidik

Ekološke izzive najlažje prikažemo sistemsko, zato smo se odločili za analizo življenjskega cikla. Pri analizi življenjskega cikla smo upoštevali vse stopnje življenjskega cikla vozila, od njegove proizvodnje do uporabe ter do zaključka uporabe in uničenja ali ponovne uporabe oz. reciklaže.

Prva faza življenjskega cikla baterijskih električnih vozil (v nadaljevanju BEV) vključuje dva dela – pridobivanje surovin ter proizvodnjo vozil. Ti dve fazi sta močno omejeni na države, kjer se obe dejavnosti odvijata. V tej fazi življenjskega cikla elektromobilnosti Slovenija nima pretirane odločevalske moči. Za ugoden nadaljnji razvoj je pomembno aktivno sodelovanje pri oblikovanju regulativ EU. Za Slovenijo sta bolj relevantni faza uporabe avtomobilov in faza ponovne uporabe ter reciklaže.

Na onesnaževanje med uporabo EV vplivajo različni faktorji, najpomembnejši so proizvodni viri električne energije, lastnosti vozil, stil vožnje in lokacija ter vzorci polnjenja vozila. V fazi uporabe BEV ne proizvajajo emisij toplogrednih plinov med vožnjo kot vozila z motorji z notranjim zgorevanjem. Emisije nastajajo pri proizvodnji električne energije, ki se znotraj te faze med vožnjo

vozila porablja. BEV obetajo premik proizvodnje emisij iz urbanega okolja na podeželje, kar pomeni manjšo izpostavljenost večjega števila ljudi onesnaževanju; ima pa tak premik bolj negativne posledice v okolju zunaj mesta oziroma v okolici elektrarn.

Zaradi drugačne oblike onesnaževanja obe obliki mobilnosti tudi v fazi uporabe najlažje primerjamo glede na celoten vpliv na okolje od izvira energije do prenesene energije na kolesa vozila skozi prevožen kilometer. Raziskave kažejo, da je onesnaževanje EV močno odvisno od virov električne energije, ki jih poganjajo. Večina analiz življenjskega cikla je mnenja, da so emisije BEV znotraj EU od izvora energije do njene porabe nižje kot emisije konvencionalnih vozil z MNZ (European Environment Agency, 2018). Prav tako je pomemben faktor čas proizvodnje električne energije, polnjenje v konici ima bolj negativen vpliv na okolje kot v času nižjega povpraševanja po električni energiji. Če želimo zmanjšati emisije toplogrednih plinov v fazi uporabe EV, moramo spodbujati vključevanje nizkoogljičnih virov električne energije v omrežje in zmanjševati povpraševanje v času vršnega povpraševanja po električni energiji.

Faza ponovne uporabe in reciklaže ima znotraj celotnega življenjskega cikla najmanjši vpliv. Vseeno pa ima pomembno vlogo pri zmanjševanju negativnih okoljskih vplivov skozi celoten življenjski cikel. S stališča krožnega gospodarstva ima ponovna uporaba baterij, še posebej za shranjevanje energije, visok potencial za zmanjšanje negativnih kratko- in srednjeročnih okoljskih vplivov; poleg tega pripomore k razvoju proizvodnje energije iz obnovljivih virov (Casals, García, Aguesse, & Iturrondobeitia, 2017). Nekateri elementi, ki jih vsebujejo baterije, so zelo redki, povečevanje povpraševanja po njih pa njihovo vrednost še dodatno povečuje, zato bi bila reciklaža lahko tudi dobičkonosna.

4 Vidik države in infrastrukture

Elektromobilnost v Sloveniji neposredno spodbujamo s sofinanciranjem nakupa vozil na električni pogon, kreditiranjem nakupa vozil na električni pogon ter spodbujanjem uporabe testnih vozil na električni pogon. Ukrepe uvajata Ministrstvo za infrastrukturo in Eko sklad (Eko sklad, 2019). V različnih izvedbah se uvajajo tudi ukrepi sofinanciranja električnih avtobusov, znižanja bonitete za uporabo, pravica uveljavljanja vstopnega davka pri nakupu vozil na električni pogon, vključevanje v javna naročila, sprememba parkirne politike, in oprostitev plačila letne dajatve (Ministrstvo za infrastrukturo, 2017b).

Domače polnjenje je najcenejša in najbolj preprosta oblika polnjenja, zato se jo splača spodbujati. Pri načrtovanju novih gradbenih projektov je smiselno vključevanje polnilnih mest za elektromobilnost. Dovoljenja in postopki za vgradnjo domačih polnilnih postaj morajo biti standardizirani in optimizirani tako, da je pridobitev dokumentacije ustrezna ter enostavna, vgradnja polnilnice pa hitra in kvalitetna. Za morebitne dolgoročne ukrepe, kot je proizvodnja energije za lastne potrebe, mora biti zakonodaja na tem področju ustrezno definirana, da zagotovimo ustrezno skladnost tudi v prihodnosti (Usmani in drugi, 2015). Na področju polnilne infrastrukture domačega polnjenja pri nas nimamo posebnih spodbud, razen predlogov spremembe določitev pogojev za gradnjo, ki bi vključevali obvezna polnilna mesta za EV.

Tudi na področju javnega polnjenja je standardizacija dovoljenj in optimizacija postopkov za pridobitev polnilnega mesta pomemben faktor za skrajšanje časa in transakcijskih stroškov med uporabniki in operaterji javnih polnilnih mest. Potrebna je jasna strategija, na katerih mestih se splača spodbujati postavitev infrastrukture in kakšne zahteve mora ta izpolnjevati. Potrebno bo vložiti veliko truda pri omogočanju uporabe polnilnic različnih ponudnikov v sklopu ene pogodbe, kar bi povečalo dostopnost polnilnih mest in zmanjšalo negotovost glede razpoložljivosti polnilnih mest za uporabnike. Dobavitelji in proizvajalci polnilne opreme bi dobili še jasnejšo sliko o potrebah trga, kar bi lahko pripomoglo k nižanju stroškov polnilne opreme in boljšemu in hitrejšemu javnemu sprejemanju in uporabi elektromobilnosti ter boljši izkoriščenosti javnih polnilnih mest. Na področje spodbujanja javnega polnjenja se pri nas nanaša največ ukrepov. Na slovenskem avtocestnem križu

se je že konec leta 2015 vzpostavilo omrežje s 26 hitrimi polnilnicami za električna vozila. Število javnih polnilnih mest se od takrat vztrajno povečuje. Po podatkih Ministrstva za infrastrukturo je bilo konec leta 2018 v Sloveniji 328 polnilnic za vozila na električni pogon v javni rabi (od tega 31 hitrih polnilnic z močjo med 43 in 50 kilovatov na avtocestnem omrežju). Uvajajo se predlogi za sofinanciranje nakupa, postavitve in nadgradnje obstoječih polnilnic, predlogi postavitve pametnih polnilnih postaj v naseljih, projekti kot sta URBAN-E, NEXT-E. Vložen je predlog za spremembo pogojev za opravljanje dejavnosti, ki bi zahteval obvezo za zagotavljanje električnih priključkov. Spremeniti nameravamo tudi pogoje za gradnjo z vključenimi polnilnimi mesti za EV; nanašali naj bi se tudi na nakupovalna središča ter P+R ponudnike. Uvedba zelenih registrskih registrskih tablic za EV bi olajšala reguliranje parkiranja. Evidenca polnilnih postaj na državni ravni bi naj tako domačim kot tujim uporabnikom omogočila večji pregled nad polnilno infrastrukturo in jim omogočila najti polnilna mesta po njihovih željah in pričakovanjih.

5 Vidik uporabnikov

Ministrstvo za infrastrukturo ugotavlja, da kljub hitremu razvoju tehnologij na področju elektromobilnosti, prodaja EV pri nas nekoliko zaostaja za želeno. Šele v zadnjem času je opazen porast BEV, še posebej pa priključnih hibridov. Optimalni scenarij predloga Strategije do leta 2030 predvideva povečanje deleža osebnih avtomobilov na alternativni pogon v celotnem slovenskem voznem parku na 20 odstotkov. Če pa želimo doseči, da bi bila Slovenija med vodilnimi državami na področju zelene mobilnosti, bi morali slediti scenariju, ki predvideva, da bi imeli v voznem parku v letu 2030 že 37-odstotni delež osebnih avtomobilov na alternativna goriva, kar bi pomenilo 81-odstotni delež takih vozil ob prvi registraciji, pri čemer bi bilo 79 odstotkov avtomobilov električnih in 2 odstotka avtomobilov na vodik. Po naših preračunih po podatkih SURS iz 2018 je opazno, da se hibridni vozni park zadovoljivo hitro širi, trend BEV pa precej zaostaja za zelenim.

Prodaja EV se sooča s številnimi izzivi. Najpogostejša argumenta proti nakupu EV sta zagotovo njihova cena in omejen doseg (Melliger, Van Vliet & Liimatainen., 2018). Skupaj z napredkom na področju cene in zmogljivosti baterij EV narašča tudi njihova atraktivnost na trgu avtomobilov. Ključni faktor atraktivnosti je po mnenju strokovnjakov domet EV. Vozila z daljšim dometom namreč zraven zmanjšane zaskrbljenosti voznikov tudi bolje ohranjajo svojo vrednost. Z elektromobilnostjo je povezana tudi drugačna miselnost voznikov. Vozniki EV morajo pri polnjenju njihovih avtomobilov postopati drugače kot vozniki avtomobilov z motorji z notranjim zgorevanjem. Polnjenje baterije EV traja veliko dlje kot polnjenje rezervoarja konvencionalnega vozila. Čeprav se tehnologije na področju polnjenja baterij stalno izboljšujejo, polnjenje EV verjetno še nekaj časa ne bo samo hiter postanek. Zato je najbolje, da so polnilna mesta postavljena tam, kjer so avtomobili lahko parkirani dlje časa, torej v garažah, na delovnih mestih ali nakupovalnih centrih.

EV se ne bodo množično prodajala dokler vozniki ne bodo imeli občutka, da lahko opravijo občasno vožnjo na daljšo razdaljo brez skrbi. V taki obliki potovanja pomen občutno pridobijo hitra polnilna mesta ob avtocestah in prometnicah. Tovrstno mrežo smo začeli ob avtocestnem križu vzpostavljati tudi pri nas in jo nameravamo nadgrajevati in širiti tudi drugam (Vlada Republike Slovenije, 2018). Potencialni kupci morajo vedeti, da so možnosti polnjenja na voljo, saj s tem premagamo miselno oviro strahu pred pomanjkanjem polnilnih mest. V ta namen bi bilo optimalno s ponudbo polnilnic zmeraj nekoliko prehitovati povpraševanje po njih.

Povečanje števila EV lahko dosežemo z različnimi stimulacijami. Ena od njih so subvencije. Vlada lahko z različnimi denarnimi in davčnimi spodbudami spodbuja in olajša nakup EV fizičnim in pravnim osebam. Pri nas so na voljo subvencije Eko sklada. Možna oblika stimulacije je tudi spodbujanje javnih naročil. Elektrifikacija voznih parkov v javni upravi je običajen in logičen korak k povečanju številu EV. Državne službe v povprečju ne prevozijo velikih razdalj naenkrat in bi jih brez večjih težav lahko opravljali z EV. Ministrstvo za javno upravo je leta 2017 napovedalo udeležbo v sistemu souporabe EV (Pavšič, 2017). Poslovne subjekte, ki poslujejo z javnim sektorjem, lahko z zahtevami po uporabi EV javna uprava spodbuja oz. pritiska v smeri uporabe

elektromobilnosti. Manjšim skupnostim se splača v okvirih javnih naročil povezati med seboj in izkoristiti ekonomije obsega, da bi se izognili dodatnim stroškom pri nakupu EV.

Dostop na določena območja (mestna središča, nacionalni parki) lahko na državni in občinski ravni z namenom zmanjšanja prometa omejujemo. Težaven je nadzor tovrstnih ukrepov. Ena od možnosti je prepoznavna registrskih tablic; pri nas so bile zato predlagane tablice zelene barve. Vozila z emisijami nad dovoljenim pragom bi lahko imela prepoved dostopa do nekaterih območij ali plačajo dodatne pristojbine, kadar se uporabljajo na zaščitenih območjih. Podjetja, ki bi v svoj vozni park vključila EV, bi z njihovo uporabo na takih področjih pridobila konkurenčno prednost. Parkirišča po znižanih cenah ter dostop do prednostnih pasov sta pogosto omenjeni in uporabljeni spodbudi elektromobilnosti. Oprostitev cestnin za BEV ali priključne hibride oz. uporaba znižane tarife je še ena od potencialnih spodbud za pospeševanje elektromobilnosti.

Elektromobilnost ima visok potencial na področju souporabe avtomobilov. E-carsharing združuje dve moderni veji razvoja tehnologij mobilnosti: elektromobilnost kot novo tehnologijo mobilnosti ter souporabo vozil kot novo organizacijsko obliko mobilnosti (Rid, 2018). Zaradi kombinacije pozitivnih lastnosti so EV zelo primerna za souporabo vozil.

6 Sklep

Elektromobilnost se uveljavlja tako v Evropski uniji kot tudi v Sloveniji. Pri tem ne gre le za zamenjavo voznega parka ampak so z uvedbo elektromobilnosti povezani tudi številni izzivi. Glede na počasno rast deleža električnih vozil v Sloveniji bo potrebno rast elektromobilnosti dodatno spodbujati. Poleg fiskalnih spodbud se lahko spodbujajo tudi drugi vidiki uporabe električnih vozil. K povečani motivaciji za uporabo električnih vozil v prihodnosti bodo pripomogli primerljiva cena in večji domet električnih vozil, boljša polnilna infrastruktura kot tudi sprejemanje drugačnega načina mobilnosti (souporaba avtomobilov). Tehnološko gledano bi glede na predviden zmeren porast števila električnih vozil elektroenergetsko omrežje moralo dodatno obremenitev prenesti brez večjih težav. Vendar lahko pričakujemo, da bodo pri dolgoročno višjem številu vozil izrazitejše trenutno že aktualne težave kot so dotrajanost elementov distribucijskega omrežja in visoke obremenitve vodov. Analiza življenjskega cikla pokaže, da je največ okoljskih izzivov, ki jih bo v slovenski prostor prinesla elektromobilnost v fazi uporabe električnih vozil. V tej fazi cikla sta ključnega pomena vključevanje zelenih virov električne energije v omrežje in zmanjševanje povpraševanja po električni energiji v vršnih urah porabe. Rešitev je v povečevanju deleža proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov in nadgradnji omrežne infrastrukture ter pametnemu polnjenju električnih vozil. V fazi ponovne uporabe in reciklaže električnih vozil so priložnosti predvsem pri predelavi še neizrabljenih materialov.

Literatura in viri

1. Boßmann, T., Gnann, T. & Michaelis, J. (2016). Future Load Shift Potentials of Electric Vehicles in different Charging Infrastructure Scenarios. *EnInnov* 2016, 435-436.
2. Casals, L.C., García, B. A., Aguesse, F. & Iturrondobeitia, A. (2017). Second life of electric vehicle batteries: relation between materials degradation and environmental impact. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 22, 82-93.
3. ELES d. o. o. (2016). Razvojni načrt prenosnega sistema Republike Slovenije od leta 2017 do leta 2026. Ljubljana: ELES d. o. o.
4. European Environment Agency. (2018). Electric vehicles from life cycle and circular economy perspectives TERM 2018: Transport and Environment Reporting Mechanism (TERM) report. Luxemburg: Publications Office of the European Union.
5. GEN energija d. o. o. (2019). Letna proizvodnja električne energije glede na inštalirano moč. Pridobljeno 16. avgusta 2019 iz <https://www.esvet.si/energetska-oskrba-slovenije/oskrba-z-energijo-danes>

6. International Energy Agency. (2019), Global EV Outlook 2019. Pridobljeno 7. avgusta 2019 iz <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2019>
7. Kampker, A., Vallée, D. & Schnettler, A. (2013). Elektromobilität: Grundlagen einer Zukunftstechnologie. Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
8. Melliger, M. A., Van Vliet, O. P. R. & Liimatainen, H. (2018). Anxiety vs reality – Sufficiency of battery electric vehicle range in Switzerland and Finland. Transportation Research Part D: Transport and Environment. 65, 101-115.
9. Ministrstvo za infrastrukturo. (2017a). Strategija na področju razvoja trga za vzpostavitev ustrezne infrastrukture v zvezi z alternativnimi gorivi v prometnem sektorju v Republiki Sloveniji. Pridobljeno 15. maja 2019 iz <https://www.energetika-portal.si/dokumenti/strateski-razvojni-dokumenti/strategija-za-alternativna-goriva>
10. Ministrstvo za infrastrukturo. (2017b). Strategija za alternativna goriva. Pridobljeno 3. marca 2019 iz <http://www.energetika-portal.si/dokumenti/strateski-razvojni-dokumenti/strategija-za-alternativna-goriva/>
11. Pavšič, G. (2017). Država ima 3.900 službenih vozil, so ta prepogosto parkirana in zato predraga? Pridobljeno 10. septembra 2019 iz <https://siol.net/avtomoto/zgodbe/razkrivamo-to-je-ves-drzavni-vozni-park-infografika-435705>
12. Peklar, J. (2016). Pripravljenost EES na elektromobilnost v Sloveniji (diplomsko delo). Maribor: Fakulteta za elektrotehniko, računalništvo in informatiko.
13. Rid, W., Parzinger, G., Grausam M., Müller U., Herdtle C. (2018). Carsharing in Deutschland. Wiesbaden: Springer Vieweg.
14. SURS. (2018). Število osebnih vozil na slovenskih cestah leta 2017 in 2018. Pridobljeno 15. maja 2019 iz https://pxweb.stat.si/SiStatDb/pxweb/sl/20_Ekonomsko/20_Ekonomsko__22_transport__08_2_2221_reg_cestna_vozila/222104S.px/table/tableViewLayout2/
15. Trgovinska zbornica Slovenije. (2019). Statistika prvic registriranih vozil. Pridobljeno 3. marca 2019 iz <http://www.ads-slo.org/statistika-prvic-registriranih-vozil>
16. Usmani, O.A., Rösler, H., Wilde, H.P.J. de, Straver, K., Weeda, M., Sechi, F., Contu, C., Giustiniani, G. & Shingo Usami, D. (2015). Policies and good practices to foster electromobility roll-out at the local, national and European level. Bruselj: Evropska komisija.
17. Vlada Republike Slovenije. (2018). Akcijski program za alternativna goriva v prometu. Pridobljeno 15. maja 2019 iz <https://www.energetika-portal.si/dokumenti/strateski-razvojni-dokumenti/strategija-za-alternativna-goriva>

Priloga

Tabela 1: Pričakovana poraba voznega parka osebnih EV glede na velikost voznega parka EV

Vozni park	Delež elektromobilnosti	Letna poraba [GWh]	Dnevna poraba [MWh]
Današnji (2019)	0,115 %	3,78	10,36
Scenarij ELES 2025 92.600 EV	7,26 %	238,84	653,91
Scenarij 10 % EV	10 %	328,98	900,7
Scenarij ELES 2030 227.000 EV	16,57 %	545,12	1.492,46
Scenarij 20 % EV	20 %	657,96	1.801,40
Scenarij EV30@30	30 %	986,94	2.702,1
Scenarij 50 % EV	50 %	1.644,9	4.503,49
Scenarij 100 % EV	100 %	3.289,8	9.006,98

Vir: Prirejeno po SURS (2018) in lastno delo.

Tabela 2: Potrebne nadomestne proizvodne kapacitete za pokrivanje energijskih potreb področja elektromobilnosti pri različnih deležih EV v voznem parku

Scenarij porabe elektromobilnosti	Delež EV v voznem parku	Moč nadomestnih virov električne energije in potrebna velikost nadomestnih proizvodnih kapacitet za pokrivanje porabe			
		Vir EE	Hidroenergija	Veter	Sonce
Današnji (2019)	0,115 %	Inštalirana moč [MW]	0,785	1,94	3,45
		Velikost nadomestnih proizvodnih kapacitet	Mala HE	1 · 2,3 MW VE	691 · 5 kW SE
Scenarij ELES 2025	7,26 %	Inštalirana moč [MW]	49,57	122,26	218,12
		Velikost nadomestnih proizvodnih kapacitet	HE Brežice	54 · 2,3 MW VE	43.624 · 5 kW SE
Scenarij 10% EV	10 %	Inštalirana moč [MW]	68,28	168,41	300,44
		Velikost nadomestnih proizvodnih kapacitet	HE Vuhred	74 · 2,3 MW VE	60.088 · 5 kW SE
Scenarij ELES 2030	16,57 %	Inštalirana moč [MW]	113,14	279,05	497,83
		Velikost nadomestnih proizvodnih kapacitet	HE Formin	122 · 2,3 MW VE	99.566 · 5 kW SE
Scenarij 20% EV	20 %	Inštalirana moč [MW]	136,56	336,81	600,88
		Velikost nadomestnih proizvodnih kapacitet	2 · HE Vuhred	147 · 2,3 MW VE	120.176 · 5 kW SE
Scenarij EV30@30	30 %	Inštalirana moč [MW]	204,84	505,22	901,32
		Velikost nadomestnih proizvodnih kapacitet	4 · HE Vuzenica	220 · 2,3 MW VE	180.263 · 5 kW SE

Vir: Prirejeno po SURS (2018) in lastno delo.

ANALIZA OSEBNE ELEKTROMOBILNOSTI S Poudarkom NA STALIŠČIH SLOVENSkih VOZNIKOV DO NAKUPA ELEKTRIČNEGA VOZILA

Matjaž Radovan

matjaz.radovan@gmail.si

Nevenka Hrovatin

Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Kardeljeva pl. 17, 1000 Ljubljana

nevenka.hrovatin@ef.uni-lj.si

POVZETEK

Evropska unija si visoko zastavljene cilje ogljične nevtralnosti do leta 2050 prizadeva doseči tudi s pospeševanjem elektromobilnosti v prometu. Evropske države poskušajo spodbujati elektromobilnost, kjer je med vodilnimi Norveška z najbolj celovitim naborom ukrepov. Na uspešen prehod iz klasične mobilnosti v elektromobilnost je pomembnih več dejavnikov, ki vplivajo na pripravljenost kupcev za nakup električnega vozila. Empirične študije, ki so poskušale razkriti dejavnike, so opozorile zlasti na pomen demografskih dejavnikov (starost, izobrazba, dohodek), tehnoloških in infrastrukturnih dejavnikov (domet vozila, obstoj polnilnic), finančnih dejavnikov (cena in stroški vozila, finančne spodbude) ter tudi okoljevarstvene ozaveščenosti kupcev. Na podlagi ugotovitev tujih empiričnih študij smo v raziskavi poskušali analizirati dejavnike osebne elektromobilnosti s poudarkom na stališčih slovenskih voznikov do nakupa električnega vozila. S pomočjo ankete, ki smo jo s priložnostnim vzorčenjem izvedli na vzorcu 240 voznikov osebnih vozil, smo preverjali zlasti tehnične in infrastrukturne dejavnike nakupa ter pomembnost finančnih spodbud, poleg demografskih značilnosti pa smo razkrili tudi mobilnostne navade in značilnosti anketirancev. Rezultati kažejo, da se slovenski vozniki bolj okoljevarstveno obnašajo v svojih domovih kot v prometu, na nakup električnega vozila pa najbolj vpliva njegova cena, šele nato ekološki razlogi in subvencije. Glavne ovire za nakup električnega avtomobila so previsoka cena, premalo razširjena polnilna infrastruktura in dolgotrajnost polnjenja ter prenizek domet. Med ovirami so tudi premajhno poznavanje sistema polnjenja vozil in ponudnikov te storitve ter olajšav (subvencij), saj več kot polovica anketirancev s tem ni seznanjena. Poleg premagovanja identificiranih ovir, bi nakup električnih vozil spodbudil tudi obstoj polnilnih postaj na vsakem parkirišču. Zaradi omenjenih ovir slovenski vozniki menijo, da trenutno hibridno vozilo velja za boljši nakup kot baterijsko vozilo. Za prehod na električna vozila pa bi voznike najlažje prepričali z ukinitvijo davka na dodano vrednost za ta vozila in z brezplačnim polnjenjem.

Ključne besede: elektromobilnost, električni avtomobil, polnilna infrastruktura, ovire in spodbude

1 Uvod

Namen tega prispevka je ugotoviti, kakšna je pripravljenost slovenskih voznikov za nakup električnega vozila ter kje vozniki vidijo glavne ovire, ki jih odvrtaajo od nakupa ter spodbude, ki pospešujejo penetracijo teh vozil. Mnenja anketirancev smo preverili z anketo, ki smo jo izvedli s priložnostnim vzorčenjem na vzorcu 240 voznikov osebnih vozil v času med januarjem in aprilom 2019.

V prispevku v poglavju 2 na kratko povzemamo ugotovitve tujih empiričnih študij o dejavniki nakupa električnega vozila, poglavje 3 pa je namenjeno predstavitvi rezultatov raziskave. V poglavju 3 najprej v prvem delu predstavljamo značilnosti vzorca, v drugem delu tega poglavja pa analiziramo

dejavnike nakupa, tako ovire kot spodbude, posebej pa še proučimo ovire na strani ponudbe polnilne infrastrukture in polnjenja avtomobilov ter vlogo javnih spodbud.

2 Pregled empiričnih študij o dejavnikih, ki vplivajo na pripravljenost za nakup električnega vozila

Pred izvedbo raziskave smo se naredili pregled literature, da bi ugotovili, katere dejavnike preverjajo pri nakupu električnih vozil in kakšne so njihove ugotovitve, da bi jih lahko primerjali z našo raziskavo. Študija v Nemčiji (Plotz, Schneider, Globisch & Dutschke, 2014) je na vzorcu 969 anketirancev ugotavljali, kdo so kupci električnih vozil. Kar dobre štiri petine anketirancev je bilo moških, njihova povprečna starost je bila 50 let, polovica z dokončano univerzitetno izobrazbo, večina je živela v mestih in imela med 2.000 in 3.000 eur mesečnega dohodka. 81 anketirancev je že imelo izkušnje z električnim avtomobilom, 249 jih je nameravalo kupiti električni avtomobil, 360 jih o tem ni razmišljalo, 279 udeležencev pa se na splošno ne zanima za elektromobilnost. 18 % anketirancev je izrazilo namero za nakup električnega avtomobila, večinoma starih med 40 in 50 let, z nadpovprečno izobrazbo, zaposlenih s polnim delovnim časom, imajo družine in živijo pa v večstanovanjskih zgradbah.

Plotz et al. (2014) ugotavljajo, da prvi potrošniki, ki kupijo električno vozilo, navadno spodbujajo k nakupu tudi ostale potrošnike, zato so ti najbolj pomembni za zagon elektromobilnosti; navadno jih pritegne tehnologija, zato jim lahko rečemo inovatorji. To so mlajši posamezniki, ki imajo višji družbeni položaj, so nadpovprečno finančno sposobni, imajo višjo izobrazbo in so odprti za spremembe. Električna vozila so navadno dražja od konvencionalnih in imajo nižji domet z enim polnjenjem, vendar so cenejša za vzdrževanje in vožnjo, kar kompenzira začetno visoko ceno. Vozniki, ki so preizkusili električno vozilo, menijo, da je zelo enostavno za uporabo, a ga namerava kupiti zgolj peščica. Po predvidevanjih bo elektromobilnost najprej zaživela v večjih mestih, in sicer zaradi omejene prevozne razdalje (dometa), zato bo najverjetneje električni avtomobil najprej služil kot drugi avtomobil. Prav nizek domet naj bi potrošnike najbolj odvrčal od nakupa

Ugotovitve naslednje raziskave, izvedene v Avstriji (Priessner, Sposato & Hampl, 2018), kažejo na to, da ozaveščenost ljudi vodi k želji po spremembah, predvsem ko gre za kakovost življenja. Raziskovalni cilj raziskave Priessnerja in soavtorjev je bil tudi preveriti dejstva deležnikov, ki menijo, da bodo za razcvet elektromobilnosti potrebne dodatne subvencije, zadnji cilj pa je bil preveriti trditve proizvajalcev električnih vozil, da dajejo vladne subvencije napačen vtis o električnih vozilih. Ta naj se ne bi kupovala zaradi varstva okolja, temveč zaradi subvencije same.

Priessner in soavtorji (2018) so ugotovili, da so zgodnji kupci električnih vozil tudi okoljevarstveno naravnani in vidijo elektromobilnost kot rešitev za okolje. Pripadajo skupini posameznikov, ki so razgledani in poznajo svetovno problematiko onesnaževanja. S tem sprejemajo tehnologije, ki prispevajo k izboljšavam pri onesnaževanju, in čeprav imajo trenutno s stališča uporabe še pomanjkljivosti, jih to ne odvrča od nakupa. Dobra polovica anketirancev ni imela namena kupiti električnega vozila, 29 % oseb, ki so bili zgodnji kupci, je imela univerzitetno izobrazbo, povprečna starost pa je bila 45 let in povprečni neto dohodek 2.681 eur 57 % zgodnjih uporabnikov so k nakupu spodbudile vladne spodbude.

Tretja raziskava na vzorcu 1.027 anketirancev prihaja iz Kitajske, kjer je elektromobilnost še posebej pomembna (Wu & Lin, 2018) zaradi slabe kakovosti zraka. 65,4 % anketirancev se je strinjalo, da je smog velika težava, zato ni presenetljivo, da jih je kar dobra polovica (56,2 %) izrazila namen kupiti električni avtomobil. 42,3 % odstotka anketirancev je menila, da je cena električnega avtomobila sprejemljiva in le 7,7 %, da je previsoka. Še vedno pa velja splošno prepričanje, da je cena električnega avtomobila nekajkrat višja od konvencionalnega vozila, čeprav študije kažejo, da to ne drži. (Wu & Lin, 2018).

Kitajska kaže veliko odločnost, da čim hitreje zamenja konvencionalna vozila z električnimi. Vladne spodbude in razširitev polnilne infrastrukture so zato zanje zelo pomembne. Kitajcem je sicer še vedno najbolj pomembna cena električnega avtomobila. Od države lahko pridobijo subvencijo v višini od 3.800 do 8.400 dolarjev, kar predstavlja od 25 do 60 % vrednosti novega vozila. Tako kot v ostalih državah tudi tukaj izobrazba, dohodek in starost vplivajo na nakup električnega avtomobila. Zelo pomembno vlogo igra tudi polnilna infrastruktura.

Če torej povzamemo ugotovitve tujih raziskav, so prvi kupci električnih vozil predvsem mlajše osebe (do srednje starosti), nadpovprečno izobražene in z nadpovprečnim dohodkom. To je razumljivo, saj je tehnologija v začetni fazi razvoja običajno dražja.

3 Raziskava o stališčih slovenskih voznikov do nakupa električnega vozila

3.1 Predstavitev vzorca anketirancev

3.1.1 Socio-demografske značilnosti anketirancev

S priložnostnim vzorčenjem smo anketirali 240 voznikov. Med anketiranimi je bilo 61% moških, in 39 % žensk. Od teh jih je bilo 10 % v starostni skupini do 25 let, 22 % v starostni skupini od 26 – 35 let, 26 % v starostni skupini od 36 – 45 let, 29 % v starostni skupini 46 – 55 let in 13 % v starostni skupini nad 55 let. 28 % anketirancev je imelo srednješolsko izobrazbo, 55 % univerzitetno izobrazbo, 9 % magisterij, 4 % anketirancev je imelo poklicno šolo, 2 % doktorat in 1% osnovno šolsko izobrazbo. 25 % anketirancev je živel v mestu z več kot 100.000 prebivalci, 15 % v krajih z več kot 10.000 prebivalci, večina anketirancev (60 %) pa je živela v krajih z manj kot 10.000 prebivalci. 31 % jih je imelo neto dohodek do 1.100 eur, 33 % med 1.100 in 1.500 eur, 18 % med 1.500 in 2.000 eur, 9 % med 2.000 in 2.500 eur, 6 % pa več kot 2.500 eur.

Vzorec anketirancev je nemogoče primerjati s populacijo vseh voznikov s Sloveniji, ker demografski podatki zanje niso znani. Omenili smo tudi, da gre za priložnostni vzorec, ki daje določen vpogled v stališča voznikov, seveda pa na tej podlagi ni mogoče splošiti ugotovitev za celotno populacijo voznikov v Sloveniji.

3.1.2 Lastništvo vozil, pripravljenost za plačilo vozila, mobilnostne navade in okoljska ozaveščenost anketirancev

Velika večina anketirancev (88,3 %) ima v lasti osebno vozilo, kar je možno razložiti s tem, da javni prevoz v Sloveniji še ni razvit do te mere, da bi se lahko popolnoma odpovedali lastništvu vozila. Skoraj polovica anketirancev (48,3 %) živi v gospodinjstvih, kjer imajo v lasti dva avtomobila, okrog četrtina v gospodinjstvih z enim vozilom in prav tako dobra četrtina v gospodinjstvih s tremi ali več vozili.

Ker je bil v času raziskave primerljiv električni avtomobil dražji od konvencionalnega vozila smo naprej preverili, koliko v povprečju so bili kupci pripravljene nameniti za glavno vozilo v družini. Za nakup glavnega (oziroma prvega) avtomobila v gospodinjstvu pa je skoraj polovica anketiranih oseb pripravljena nameniti do 15.000 eur, nadaljnjih 30 % do 25.000 eur ter 10 % anketiranih do 35.000 eur, le dobrih 7 % pa več. Nekaj več kot polovica anketirancev (55 %) je pripravljena kupiti rabljeno vozilo, kar lahko vpliva na manjšo verjetnost nakupa električnega vozila in nižjo penetracijo. Velika pripravljenost za nakup rabljenega vozila je tudi skladna s ceno, ki so jo anketiranci pripravljene plačati za nakup glavnega avtomobila v gospodinjstvu. Med anketiranci ima višji delež (7,5 %) v lasti hibridno ali baterijsko vozilo kot v Sloveniji (1 %), kar gre najverjetneje pripisati temu, da so v anketi sodelovale bolj izobražene osebe in tisti, katerim tehnologija ni tuja, prav tako pa niso sodelovale določene prebivalstvene skupine, za katere je manj verjetno, da imajo v lasti ta vozila (npr. upokojenci).

Mobilnostne navade anketirancev kažejo, da večina (61 %) prevozi do 50 kilometrov dnevno. 25 % anketiranih oseb prevozi dnevno med 50 in 100 kilometri, 13 % oseb pa med 100 in 150 kilometri, več kot 150 kilometrov pa nihče. Z vidika mobilnostnih navad torej lahko sklepamo, da bi električni avtomobil kljub nižjemu dometu v primerjavi z običajnimi avtomobili lahko bil primeren za večino anketirancev.

Pri anketirancih smo preverjali tudi njihovo okoljsko ozaveščenost in vedenje s pomočjo odgovorov na vprašanja z uporabo Likertove lestvice od 1 do 5 (1 – nikoli ne naredim, 5 – vedno naredim). Anketiranci se bolj okoljevarstveno obnašajo v domovih saj zapirajo luči, ko zapustijo prostor (povprečna vrednost na Likertovi lestvici 4,45) in iztrošene električne naprave nadomeščajo z bolj varčnimi ob zamenjavi (3,95), manj okoljevarstveno pa se vedejo v prometu, saj se redkeje po opravih do 500 metrov razdalje odpravijo s peš ali kolesom (3,76), oziroma redkeje ugašajo vozila, če ta stojijo na mestu dalj časa (2,70).

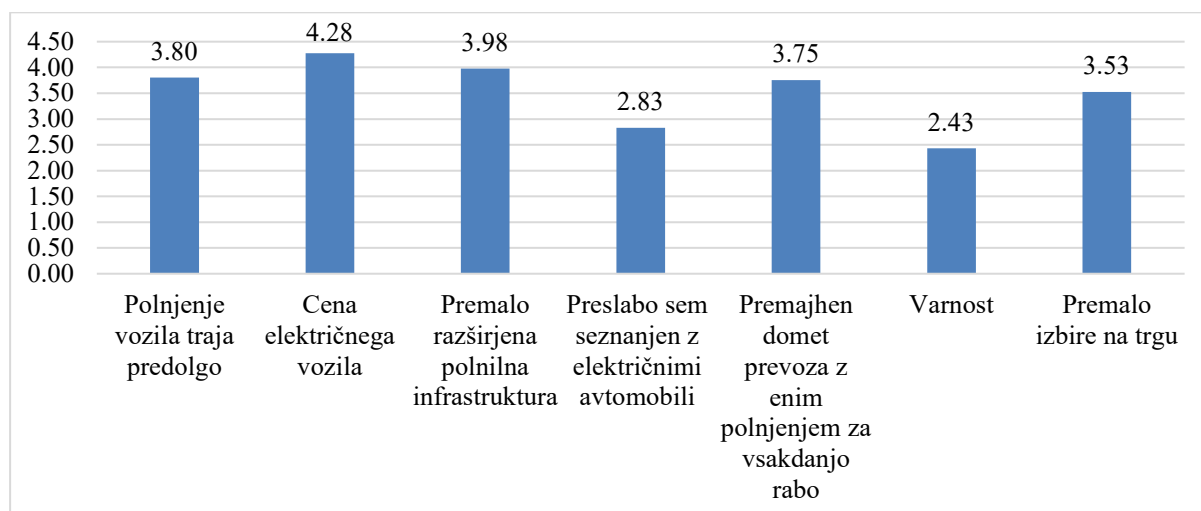
3.2 Stališča voznikov do nakupa električnega vozila

3.2.1 Glavne spodbude in ovire za nakup električnega vozila

Med anketiranci smo najprej preverjali dejavnike, ki pospešujejo nakup vozila (spodbude) kot tudi dejavnike, ki zavirajo nakup (ovire) in sicer na Likertovi lestvici od 1 do 5 (1 – sploh ni pomembno za mojo odločitev, 5 – zelo pomembno za mojo odločitev). Ugotovili smo, da je za anketirance najpomembnejša spodbuda cenejša vožnja (4,18), sledijo pa ekološki razlogi (3,76), subvencija za nakup vozila (3,64), nove tehnologije, ki jih prinašajo električna vozila (3,46), medtem ko se demonstracijski učinek/mnenje okolice (nakup s strani prijateljev in znancev) ter modernost nakupa niso izkazali za pomembne.

Na podlagi slike 1 pa lahko sklepamo, da so za anketirance najpomembnejše ovire, ki jih odvrčajo od nakupa električnega, vozila cena vozila, premalo razširjena polnilna infrastruktura in dolgotrajnost polnjenja ter premajhen domet vozila. Glede dometa vozila bi največ uporabnikom (32 %) zadostoval domet do 500 kilometrov z enim polnjenjem, za 15 % bi bil primeren domet do 600 kilometrov, za 14 do 400 kilometrov, za 13 % do 700 kilometrov, prav tako 13 % nad 700 kilometri in le 10 % uporabnikom do 300 kilometrov. Takšne želje po visokem dometu so presenetljive, saj mobilnostne navade voznikov razkrivajo, da jih največ prevozi do 50 km dnevno. Možna razlaga tega razhajanja je, da uporabniki ne želijo dnevno polniti vozila, saj to predstavlja obvezo, ki je pri konvencionalnem vozilu nimajo.

Slika 1: Ovire za nakup električnega vozila



Vir: Radovan, 2019.

Zaradi visoke zaznave ovir ni presenetljivo, da samo 15,42 %, anketirancev namerava električno vozilo kupiti v naslednjih petih letih ter 27,08 % v naslednjih 5 do 10 letih. Skoraj 60 % anketirancev bi torej za nakup odložilo za več kot 10 let ali pa električnega vozila sploh ne namerava kupiti (slednjih je 15,83 %).

3.2.2 Ovire na strani polnilne infrastrukture

56 % anketiranih oseb meni, da ne. 32 % anketirancev ne ve, kje imamo polnilnice in koliko jih imamo, ker so verjetno o tem slabše obveščeni, 11 % pa jih meni, da imamo zadosti polnilnic.

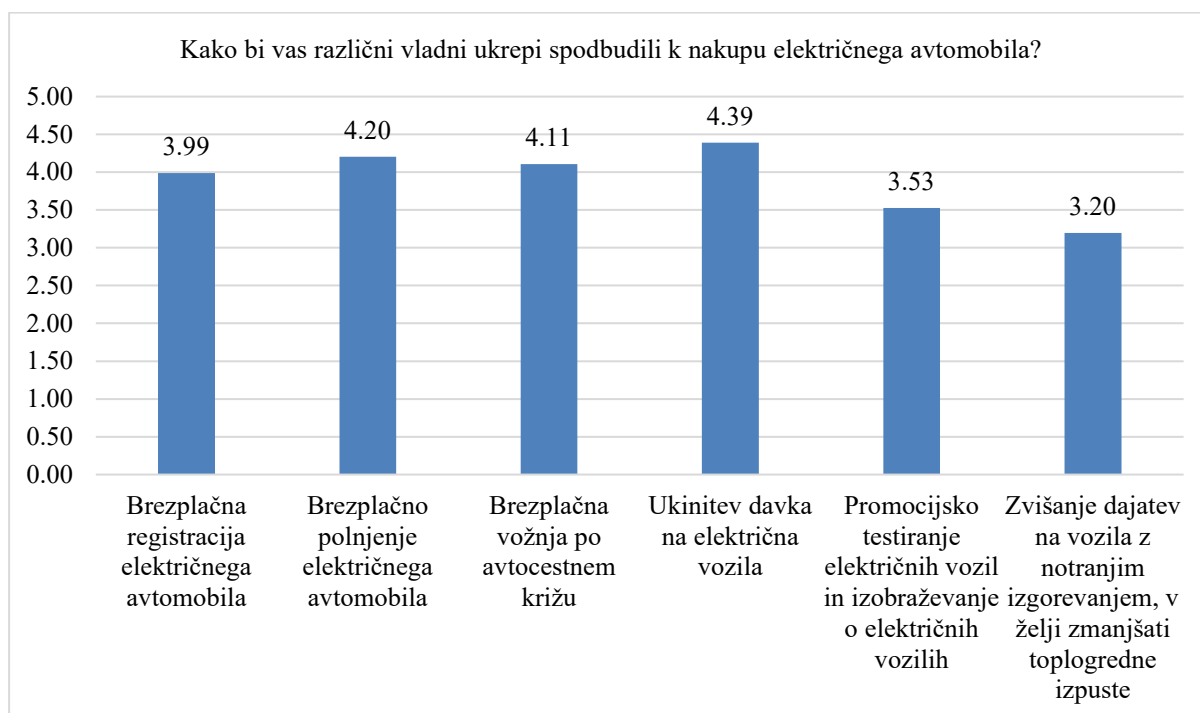
Večina anketirancev (56 %) meni, da nimamo dovolj polnilnih postaj, kar 32 % anketirancev pa ni seznanjena z lokacijo polnilnic in njihovim številom, kar lahko kaže i na slabo osveščanje javnosti o pokritosti s polnilnicami ali nezainteresiranost voznikov, ker jih večina uporablja klasična vozila. Kar 55 % anketirancev pa bo se bilo pripravljeno odločiti za nakup električnega avtomobila, če bi imelo vsako parkirišče polnilno postajo, tako da bi lahko le tega lažje polnili. Težavo s polnjenjem bodo imeli predvsem uporabniki, ki živijo v stanovanjih, saj v njihovi bližini običajno ni polnilnic. 72 % anketirancev živi v stanovanju, zato zanje polnjenje vozila zagotovo predstavlja oviro za nakup. Anketiranci tudi v veliki večini (60 %) ne poznajo sistem polnjenja oziroma ponudnikov te storitve in bi se s spoznavanjem tega najverjetneje hitreje odločili za nakup električnega vozila.

Poleg razpoložljivosti polnilnic pa je na strani polnilne infrastrukture lahko ovira tudi čas polnjenja. 35 % anketiranih oseb namreč meni, da bi morali čas polnjenja skrajšati na 10 minut, za 21 % anketirancev bi bil zadovoljiv čas polnjenja 30 minut, za 20 % anketirancev 20 minut, 13 % jih meni, da se že sedaj vozilo napolni dovolj hitro, 9 % pa, da bi se moral avtomobil napolniti v 5 minutah. V nekaterih državah, na primer v Nemčiji, se te problematike dobro zavedajo in gradijo prve ultra hitre polnilnice, ki bodo vozilo za 350 kilometrov razdalje napolnile v 15 minutah (Brombach, Mayer, Strafiel, Winkler & Beekmann, 2017).

3.2.3 Javne spodbude za nakup električnega vozila

Pomembna ovira za nakup električnega vozila je tudi premajhna seznanjenost voznikov z javnimi finančnimi spodbudami za nakup vozila, saj polovica anketirancev (51%) v času anketiranja ni vedela, kakšne olajšave lahko pridobi kupec za nakup električnega vozila. Po drugi strani pa lahko na podlagi slike 2 sklepamo, da so različne finančne spodbude zelo pomembne za pospeševanje pripravljenosti za nakup. Med vodilnimi je ukinitvev davka za nakup tega vozila, tesno pa sledijo brezplačno polnjenje, oprostitev cestnin na avtocestah in brezplačna registracija, medtem ko so promocijske kampanje za nakup in višja obdavčitev konvencionalnih vozil nekoliko manj pomembni spodbudni ukrepi.

Slika 2: Javne spodbude za nakup električnega vozila



Vir: Radovan, 2019.

4 Sklep

V raziskavi smo ugotovili, da bi prevozne navade z vidika dometa dopuščale nakup električnega vozila, anketiranci pa se okolju bolj prijazno obnašajo doma kot v prometu. Najpomembnejše ovire za nakup so anketiranci prepoznali v previsoki ceni, pomanjkanju polnilnic, predolgem polnjenju in prekratkem dometu, poleg tega pa je pomembna ovira tudi premajhna seznanjenost z možnostjo pridobitve finančnih spodbud. Po drugi strani pa so različne finančne spodbude povezane z nakupom in uporabo pomembnejše od promocijskih kampanj in obdavčitve običajnih vozil. Zaradi vseh ovir in pomanjkanja ustreznih spodbud je kar tri četrt anketirancev menilo, da trenutno hibridno vozilo velja za boljši nakup kot baterijsko vozilo. Za prehod na električna vozila pa bi kupce najlažje prepričali z ukinitvijo davka na dodano vrednost za ta vozila in z brezplačnim polnjenjem.

Omenimo naj še omejitve raziskave, ki se kažejo zlasti v priložnostnem vzorčenju in sorazmerno majhnem številu anketirancev glede na celotno populacijo voznikov v Sloveniji, zaradi česar je potrebna previdnost pri posploševanju ugotovitev. Raziskavo bi bilo mogoče nagraditi z izvedbo ekonometrične empirične analize preverjanja dejavnikov, ki odločilno vplivajo na pripravljenost voznikov za nakup električnega vozila. Za izvedbo takšne analize bi bilo vzorec mogoče razširiti tudi z vključitvijo voznikov iz drugih držav, kar bi omogočilo tudi identificirati morebitne razlike med državami.

Literatura in viri

1. Brombach, J., Mayer, F., Strafiel, C., Winkler, J., Beekmann, A. (2017). Grid-integration of high power charging infrastructure. Pridobljeno 13. oktobra 2018 iz http://mobilityintegrationsymposium.org/wp-content/uploads/sites/7/2017/11/3B_3_EMob17_036_paper_Johannes_Brombach.pdf
2. Plotz, P., Schneider, U., Globisch, J., Dutschke, E. (2014). Who will buy vehicles? Identifying early adopters in Germany. *Transportation Research Part A*, 67(4), 96-109.

3. Priessner, A., Sposato, R., Hampl, N. (2018). Predictors of electric vehicle adoption: An analysis of potential electric vehicle drivers in Austria. *Energy Policy*, 122 (2018), 701-714.
4. Radovan, M. (2019). *Analiza osebne elektromobilnosti s poudarkom na stališčih slovenskih voznikov do nakupa električnega vozila*. Magistrsko delo. Ljubljana: Ekonomska fakulteta, Univerza v Ljubljani.
5. Wu, G., Inderbitzin, A., Bening, C. (2015). Total cost of ownership of electric vehicles compared to conventional vehicles: A probabilistic analysis and projection across market segments. *Energy Policy*, 80(5), 196-214.

PRIMERJALNA ANALIZA PREFERENC POTROŠNIKOV ZA UPORABO E-TAKSI STORITEV NA HRVAŠKEM IN V SLOVENIJI

Ivana Jovović

Ekonomska fakulteta Univerze v Ljubljani, Kardeljeva ploščad 17, 1000 Ljubljana, Slovenija
ivana.jovovic@ef.uni-lj.si

Nevenka Hrovatin

Ekonomska fakulteta Univerze v Ljubljani, Kardeljeva ploščad 17, 1000 Ljubljana, Slovenija
nevenka.hrovatin@ef.uni-lj.si

Miha Rihar

miha.rihar@gmail.com

Jelena Zorić

Ekonomska fakulteta Univerze v Ljubljani, Kardeljeva ploščad 17, 1000 Ljubljana, Slovenija
jelena.zoric@ef.uni-lj.si

POVZETEK

Osebni avtomobili in kombiji so odgovorni za približno 14,5 % vseh emisij ogljikovega dioksida (CO₂) v EU (2020). Ocene za leto 2020 kažejo na zmanjšanje emisij TGP v prometu zaradi zmanjšane aktivnosti med pandemijo Covid-19, vendar je pričakovati, da se bodo emisije ponovno povečale. Hkrati Mednarodna zveza cestnih prevoznikov poroča, da je v Evropi več kot milijon taksi vozil, ki vplivajo na emisije TGP (2019). Sprejetje in uporaba električnih vozil (EV) imata potencial za zmanjšanje emisij TGP, vendar je trenutni delež EV v skupnem številu vozil v EU še vedno relativno nizek. Ob upoštevanju prednosti uvedbe EV je pomembno pridobiti boljši vpogled v lastnosti in preference potrošnikov, ko gre za uporabo EV v komercialnih taksi službah. Namen te raziskave je razkriti preference strank za uporabo električnih vozil v komercialnih taksi službah. Podatki, ki jih uporabljamo, izvirajo iz dveh spletnih anket, izvedenih v Sloveniji in na Hrvaškem v okviru EU projekta URBAN-E. Na podlagi rezultatov conditional logit modela lahko ugotovimo, da so uporabniki taksi prevozov naklonjeni uporabi e-taksija in so za njegovo uporabo pripravljene plačati premijo, pri čemer so uporabniki v Ljubljani pripravljene plačati v povprečju 1,14 EUR več, v Zagrebu pa 2,4 EUR več v primerjavi s klasičnim vozilom. Na izbiro pomembno vplivajo tudi ostali atributi, kot na primer cena vožnje, način plačila in kakovost avtomobila. Preliminarni rezultati se med Hrvaško in Slovenijo bistveno ne razlikujejo.

Ključne besede: električna vozila, e-mobilnost, e-taksi storitve, modeli diskretne izbire

1 Uvod

Poročilo EU o napredku podnebnih ukrepov kaže, da so se emisije toplogrednih plinov (TGP) v EU-27 v letu 2020 v primerjavi z letom 2019 zmanjšale za skoraj 10 % in 31 % v primerjavi z letom 1990. To pomeni, da je EU bistveno preseгла svoj cilj, da do leta 2020 zmanjša emisije za 20 % v primerjavi z referenčnim letom 1990. Kljub temu bodo potrebna dodatna prizadevanja in ukrepi, da bi do leta 2030 dosegli zmanjšanje emisij za vsaj 55 % v okviru podnebno-energetskega okvira EU. Osebni avtomobili in kombiji so odgovorni za približno 12 % oziroma 2,5 % vseh emisij ogljikovega dioksida (CO₂) v EU (2020). Ocene za leto 2020 kažejo na zmanjšanje emisij TGP v prometu zaradi zmanjšane aktivnosti med pandemijo Covid-19, pri čemer je pričakovati, da se bodo emisije ponovno povečale. Mednarodna zveza cestnih prevoznikov poroča, da je v Evropi več kot milijon taksi vozil (2019), zato imata lahko sprejetje in uporaba električnih vozil (EV) pomemben potencial za zmanjšanje emisij TGP. Pri tem je trenutni delež EV v skupnem številu vozil v EU še vedno relativno

nizek, razen v določenih državah članicah, ki ponujajo davčne olajšave ali pa druge spodbude. Ob upoštevanju prednosti uvedbe EV je pomembno pridobiti boljši vpogled v lastnosti in preference potrošnikov, ko gre za uporabo EV v komercialnih taksi službah. Namen te raziskave je razkriti preference strank do uporabe taksi prevozov in ugotoviti, ali uporabniki komercialnih taksi prevozov preferirajo električna vozila pred klasičnimi taksi vozili in kakšno premijo so pripravljeni plačati zanje. Podatki, ki jih uporabljamo v raziskavi, izvirajo iz dveh spletnih anket, izvedenih v Sloveniji in na Hrvaškem. Ankete so bile del EU sofinanciranega projekta URBAN-E.

2 Teoretično ozadje

Raziskovalno področje e-mobilnosti zajema široko področje raziskovalnih tem, od bolj tehničnih vidikov (Tete, Gupta & Joshi, 2021), razširjanja uporabe električnih vozil na mestnih območjih (Roumboutsos, Kapros & Vanelslander, 2014; Ajanovic & Haas, 2016), raziskav o vplivu različnih politik in ukrepov (Figenbaum et al., 2015; Ajanovic & Haas, 2021) do proučevanja preferenc potrošnikov do EV (Cocron et al., 2011; Noel et al., 2017). Opravljen je bil že obsežen pregled literature o preferencah potrošnikov do uporabe EV (Liao, Molin & Van Wee, 2017), ki zajema tako raziskave, ki se osredotočajo na posameznika in njegove lastnosti, kot raziskave, ki proučujejo lastnosti EV. Kolikor nam je znano, pri tem področje preferenc potrošnikov za uporabo EV v komercialnih taksi službah doslej še ni bilo raziskano. Velja tudi dodati, da isti avtorji ugotavljajo, da večina raziskav s proučevanega področja za namene analize uporablja eksperimente diskretne izbire (Liao, Molin & Van Wee, 2017).

3 Metode in podatki

Vzorca, ki sta bila pridobljena v okviru EU URBAN-E projekta v oktobru in novembru 2018, sta sestavljena iz 310 anketirancev iz Hrvaške in 313 anketirancev iz Slovenije. Obe raziskavi sta bili izvedeni v glavnem mestu vsake države, Zagrebu oziroma Ljubljani. Vsakemu anketirancu so bile predstavljene tri različne ponudbe taksi prevoznikov, ki so vsebovale osnovne informacije (ime taksi podjetja, pričakovana cena prevoza, možnosti naročanja in plačila). Poleg tega je izbira za vsakega anketiranca vsebovala še dodatne (adaptivne) attribute, ki jih je anketiranec označil kot pomembne: podatke o vozilu (ali gre za klasično vozilo ali EV, razred vozila in čistočo) in podatke o vozniku (oblačila in ocena voznika). Primer naloge oziroma kartice izbire, ki jo je prejel anketiranec v okviru eksperimenta izbire, se nahaja v Prilogi. Anketiranci so morali izbrati med tremi navedenimi ponudbami, dana pa jim je bila tudi četrta možnost – da ne izberejo nobene od navedenih ponudb, ampak taksi storitev, ki jo običajno uporabljajo. Vsak anketiranec je rešil sedem takšnih nalog, kar pomeni, da je bilo v okviru poskusa izbire zbranih 4361 opazovanj. Uporabljena je bila metoda izraženih preferenc (Louviere, Hensher, & Swait, 2000), podobno kot v drugih raziskavah s tega področja (Noel et al., 2017).

Anketirance smo vprašali tudi o različnih vidikih njihove uporabe taksi storitev – kako pogosto uporabljajo taksi storitve, kakšna je povprečna cena za storitev, ki jo plačajo, katera plačilna sredstva najpogosteje uporabljajo, za kakšen namen običajno potrebujejo taksi, kako običajno naročijo taksi (telefonski klic, SMS, aplikacija). Poleg tega so anketiranci odgovarjali tudi na osnovna socio-demografska vprašanja. Opisne statistike obeh vzorcev so prikazane v Tabeli 1.

Za analizo podatkov smo uporabili pogojni logit model (Louviere, Hensher, & Swait, 2000). Pogojni logit model se osredotoča na nabor alternativ za vsakega posameznika. Pojasnjevalne spremenljivke so značilnosti vsake alternative. Pri analizi modelov diskretne izbire je pogosto v uporabi tudi multinomial logit model (McFadden & Train, 2000). Osrednja razlika med obema modeloma je dejstvo, da je enota analize pri multinomial logitu posameznik in njegove značilnosti, pri pogojnem logitu pa izbira in njene značilnosti. Model lahko predstavimo z naslednjo enačbo (Hoffman & Duncan, 1988):

$$P_{ij} = \frac{\exp(Z_{ij}\alpha)}{\sum_{k=1}^J \exp(Z_{ik}\alpha)}$$

kjer je P_{ij} - verjetnost da bo posameznik j izbral alternativo i , Z_{ij} – lastnosti alternative i (za katero taksi podjetje gre, pričakovana cena, možnost naročanja, možnost plačila in naslednji adaptivni atributi: tip vozila, kakovost vozila, čistoča vozila, kakovost voznika, oblačilo voznika), α - vektor parametrov.

Na osnovi ocenjenih koeficientov pogojnega logit modela lahko nato izračunamo mejno pripravljenost za plačilo za posamezen atribut i taksi prevozov:

$$MWTP_i = \frac{\alpha_i}{\alpha_{price}}$$

Tabela 1: Opisne statistike vzorcev

Zagreb (n=310)	Povprečje	Std.Dev.	Min	Max
Spol (0-ženski, 1-moški)	0,442	0,497	0	1
Starost v letih	43,006	15,848	15	76
Izobrazba (1-nedokončana osnovna šola do 6-specializacija, magisterij, doktorat)	4,66	0,82	1	6
Primerjava dohodka anketiranca s povprečnih dohodkom v državi (1-nimam rednega dohodka do 6-veliko višji dohodek od povprečja)	3,414	1,544	1	6
Povprečna cena vožnje (v EUR) ¹	7,189	5,913	2,692	53,83
Frekvenca uporabe taksi storitev (1-nekajkrat na leto do 6-vsak dan)	2,348	1,27	1	6
Ljubljana (n=313)	Povprečje	Std.Dev.	Min	Max
Spol (0-ženski, 1-moški)	0,435	0,496	0	1
Starost v letih	46,534	13,570	18	79
Izobrazba (1-nedokončana osnovna šola do 6-specializacija, magisterij, doktorat)	4,413	0,772	2	6
Primerjava dohodka anketiranca s povprečnih dohodkom v državi (1-nimam rednega dohodka do 6-veliko višji dohodek od povprečja)	2,895	1,396	1	6
Povprečna cena vožnje (v EUR)	8,371	4,639	3	30
Frekvenca uporabe taksi storitev (1- enkrat na leto do 7-vsak dan)	2,748	1,148	1	7

Opomba: ¹ Monetarni zneski so preračunani v evre upoštevajoč tečaj, ki je veljal v času izvedbe ankete:
1 EUR = 7,43 HRK

4 Rezultati

Preliminarni rezultati analize za oba vzorca se nahajajo v Tabeli 2. Poleg ocen koeficientov pogojnega logit modela smo ocenili še povprečno pripravljenost uporabnikov plačati za posamezen atribut (taksi podjetje, način naročanja, način plačila, tip vozila, stanje vozila, čistoča vozila, urejenost voznika in ocena voznika). Pri interpretaciji rezultatov je treba upoštevati, da je osnova za primerjavo "privzeta" izbira – torej lastnosti tiste taksi storitve, ki bi jo anketiranec običajno izbral.

Ugotovimo lahko, da so anketiranci v obeh vzorcih prej pripravljeni izbrati taksi storitev, če gre za električno taksi vozilo. Prav tako ima višja kategorija vozila pomemben pozitiven vpliv na odločitev o taksi ponudniku v obeh vzorcih. Ne preseneča, da višja pričakovana cena taksi storitve negativno vpliva na uporabnikovo izbiro v obeh vzorcih, saj so druge študije (Tanaka, Ida, Murakami & Friedman, 2014) pokazale podobne rezultate v primeru odločitve o nakupu EV.

Tabela 2: Rezultati pogojnega logit modela in ocene pripravljenosti plačati

Ljubljana			Zagreb		
Pojasnjevalne spremenljivke	Koef.	WTP (pripravljenost plačati v EUR)	Pojasnjevalne spremenljivke	Koef.	WTP (pripravljenost plačati v EUR) ¹
Taxi podjetje			Taksi podjetje		
Petrol	1,480***	3,267***	Petrol	-	-1,629***
Taxi Metro	1,901***	4,196***	Cammeo	0,084	0,228
Intertours	1,352***	2,985***	Radio taxi Zagreb	0,069	0,187
Laguna	1,567***	3,459***	Eko taksi	0,079	0,214
Rondo	1,388***	3,064***	Zebra taksi	-0,455**	-1,233**
Cammeo	1,350***	2,980***	Uber	0,274	0,743
Slovenske železnice	1,312***	2,896***	Hrvatski telekom	-0,304	-0,824
Cena vožnje	-	/	Cena	-	/
	0,453***			0,369***	
Način naročanja			Način naročanja		
Telefon	-0,140**	-0,309**	Telefon	-0,163**	-0,442**
Aplikacija	-	-1,340***	Aplikacija	-	-0,875***
Oboje	<i>Izpuščena kategorija</i>		Oboje	<i>Izpuščena kategorija</i>	
Možnost plačila			Možnost plačila		
Direktno voznik	-0,091	-0,201	Direktno vozač	-0,122*	-0,331*
Aplikacija	-	-1,850***	Aplikacija	-	-1,347***
	0,838***			0,497***	
Oboje	<i>Izpuščena kategorija</i>		Oboje	<i>Izpuščena kategorija</i>	
Tip vozila			Tip vozila		
Klasično	-0,026	-0,057	Klasično	0,064	0,173
E-vozilo	0,518***	1,143***	E-vozilo	0,884***	2,396***
			Plin	0,39**	1,057**
Stanje vozila			Stanje vozila		
Novejše višjega ranga	1,457***	3,216***	Novejše višjega ranga	1,178***	3,192***
Novejše srednjega ranga	1,349***	2,978***	Novejše srednjega ranga	0,909***	2,463***
Starejše srednjega ranga	0,816***	1,801***	Starejše srednjega ranga	0,475***	1,287***
Čistoča vozila			Čistoča vozila		
Notranjost bleščeče čista	-	-1,276***	Notranjost bleščeče čista	0,519**	1,407**
	0,578***				
Notranjost zmerno čista	-	-1,373***	Notranjost zmerno čista	0,209	0,566
	0,622***				
Potrebno čiščenje notranjosti	-	-3,362***	Potrebno čiščenje notranjosti	-0,417**	-1,130**
	1,523***				
Urejenost voznika			Urejenost voznika		
Formalno oblačilo	-0,004	-0,009	Formalno oblačilo	0,043	0,117
Neformalno oblačilo	-0,148	-0,327	Neformalno oblačilo	-0,364**	-0,986**
Ocena voznika			Ocena voznika		
5 zvezdic	-0,033	-0,073	5 zvezdic	0,829***	2,247***
4 zvezdice	-0,321*	-0,709*	4 zvezdice	0,433	1,173
	-				
3 zvezdice	-	-1,481***	3 zvezdice	-0,067**	-0,182**
	0,671***				

Opombe: *, **, *** – značilno pri 10 %, 5 % in 1% stopnji značilnosti.

¹ Upoštevan tečaj pri preračunu monetarnih zneskov: 1 EUR = 7,43 HRK.

V slovenskem vzorcu smo ugotovili pozitiven vpliv taksi podjetij, kar lahko pripišemo prepoznavnosti podjetij. Po drugi strani ima negativen vpliv na izbiro taksi prevoznika izključno plačevanje in naročanje prek aplikacije, slaba čistoča vozila in nizka ocena voznika. Negativen

predznak pri koeficientih, ki se nanašajo na način plačila in naročanja je lahko povezan z dejstvom, da je za anketirance privzeto, da lahko uporabijo oba načina plačila oziroma naročanja. V hrvaškem vzorcu smo ugotovili negativen vpliv določenih taksi podjetij. Razlaga bi lahko bila zvestoba anketirancev izbranemu taksi prevozniku. Druge ovire so način naročanja in plačila, slaba čistoča vozil in neformalna oblačila voznika. Po drugi strani na verjetnost izbire taksi službe pozitivno vplivata dobra ocena voznika in čistoča vozila. Sklenemo lahko, da se preliminarni rezultati med Hrvaško in Slovenijo ne razlikujejo bistveno, saj so anketiranci v obeh vzorcih pripravljani plačati premijo za električno taksi vozilo.

5 Sklep

Boljši vpogled v značilnosti in preference potrošnikov glede uporabe EV za taksi prevoze predstavlja pomemben prispevek k akademski literaturi o e-mobilnosti, hkrati pa omogoča oblikovanje ustreznih politik v podjetjih ter priporočil in ukrepov snovalcev ekonomskih politik, ki bodo spodbudile uporabo EV. Na podlagi preliminarnih rezultatov lahko sklepamo, da uporabniki izkazujejo pozitiven odnos do uporabe električnih vozil v komercialnih taksi storitvah, pri čemer je pripravljenost za plačilo občutno višja v hrvaškem kot slovenskem vzorcu. Medtem ko so slovenski uporabniki v povprečju pripravljani plačati 1,14 EUR več za e-taksi, so hrvaški uporabniki za e-taksi pripravljani plačati okoli 2,4 EUR več v primerjavi s klasičnim vozilom. Rezultati raziskave še kažejo, da je treba upoštevati tudi druge atribute taksi prevozov, da bi dobili popolnejšo in jasnejšo sliko. Pri nadaljnjih raziskavah bi lahko uporabili mešani logit model (McFadden & Train, 2000), ki bi zajel tako značilnosti posameznikov kot značilnosti alternativ pri pojasnjevanju preferenc strank glede uporabe električnih vozil v komercialnih taksi službah. Značilnosti posameznikov, ki bi jih lahko uporabili so socialno-demografske spremenljivke, energetska in finančna pismenost, energetska varčno vedenje in vrednote ter okoljska ozaveščenost in aktivna souporaba avtomobilov in podobnih storitev.

Literatura in viri

1. Ajanovic, A., & Haas, R. (2016). Dissemination of electric vehicles in urban areas: Major factors for success. *Energy*, 115, 1451-1458.
2. Ajanovic, A., & Haas, R. (2021). Prospects and impediments for hydrogen and fuel cell vehicles in the transport sector. *International journal of hydrogen energy*, 46(16), 10049-10058.
3. Cocron, P., Bühler, F., Neumann, I., Franke, T., Krems, J. F., Schwalm, M., & Keinath, A. (2011). Methods of evaluating electric vehicles from a user's perspective—the MINI E field trial in Berlin. *IET Intelligent Transport Systems*, 5(2), 127-133.
4. European Environment Agency. (2021). Greenhouse gas emissions from transport in Europe. Najdeno 29.9.2022 na spletni strani: <https://www.eea.europa.eu/ims/greenhouse-gas-emissions-from-transport>
5. European Commission Climate Action. (2020). CO₂ emission performance standards for cars and vans. Najdeno 3.10.2022 na spletni strani: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/transport-emissions/road-transport-reducing-co2-emissions-vehicles/co2-emission-performance-standards-cars-and-vans_en
6. Evropska komisija. (2021). Poročila EU o napredku na področju podnebnih ukrepov. Najdeno 30.9.2022 na spletni strani: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/sl/IP_21_5555
7. Figenbaum, E., Fearnley, N., Pfaffenbichler, P., Hjorthol, R., Kolbenstvedt, M., Jellinek, R., ... & Iversen, L. M. (2015). Increasing the competitiveness of e-vehicles in Europe. *European transport research review*, 7(3), 1-14.
8. Hoffman, S. D., & Duncan, G. J. (1988). Multinomial and conditional logit discrete-choice models in demography. *Demography*, 25(3), 415-427.
9. International Road Transport Union. (2019). "Did you know?" Facts and Figures on
10. Taxi Transport in Europe. Najdeno 30.9.2022 na spletni strani: <https://www.iru.org/sites/default/files/2016-01/en-dyk-taxi.pdf>























11. Liao, F., E. Molin & B. van Wee (2017) Consumer preferences for electric vehicles: A literature review. *Transport Reviews*. 37(3): 252-275.
12. Louviere, J. J., Hensher, D. A., & Swait, J. D. (2000). Stated choice methods: analysis and applications. Cambridge university press.
13. McFadden, D., & Train, K. (2000). Mixed MNL models for discrete response. *Journal of applied Econometrics*, 15(5), 447-470
14. Noel. L., Carrone. A. P., Jensen. A. F., de Rubens. G. Z., Kester. J., & Sovacool. B. K. (2019). Willingness to pay for electric vehicles and vehicle-to-grid applications: A Nordic choice experiment. *Energy Economics*. 78. 525-534.
15. Rouboutsos, A., Kapros, S., & Vanelslander, T. (2014). Green city logistics: Systems of Innovation to assess the potential of E-vehicles. *Research in Transportation Business & Management*, 11, 43-52.
16. Tanaka, M., T. Ida, K. Murakami, & L. Friedman (2014) Consumers' willingness to pay for alternative fuel vehicles: A comparative discrete choice analysis between the US and Japan. *Transportation Research Part A*, 70: 194-209.
17. Tete, P. R., Gupta, M. M., & Joshi, S. S. (2021). Developments in battery thermal management systems for electric vehicles: A technical review. *Journal of Energy Storage*, 35, 102255.

Priloga

Slika 1: Primer naloge

Katero od naslednjih možnosti bi izbrali, če bi potrebovali taksi?

Naloga 1 od 7

Osnovne informacije	Taxi podjetje			
	Cena	5,50€	4,50€	4,00€
	Možnosti naročanja	 Telefon in aplikacija	 Samo aplikacija	 Samo telefon
	Možnosti plačila	 Samo aplikacija	 Plačilo neposredno vozniku in aplikacija	 Samo plačilo vozniku
Informacije o vozilu	Tip vozila	 Klasično vozilo (bencin, dizel)	 Klasično vozilo (bencin, dizel)	 Električno vozilo
	Stanje vozila	 Novejše srednjega ranga (Renault, Škoda, VW)	 Starejše srednjega ranga (Renault, Škoda, VW)	 Novejše višjega ranga (Tesla)
	Čistoča	Notranjost bleščeče čista	Potrebno čiščenje notranjosti	Notranjost zmerno čista
Informacije o vozniku	Urejenost voznika	 Neformalno oblečen voznik	 Neformalno oblečen voznik	 Formalno oblečen voznik
	Ocena			
IZBERITE ENO MOŽNOST 		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		<p>Ne bi izbral nobene od zgornjih možnosti, izbral bi taksi službo, ki jo običajno uporabljam.</p> <input type="checkbox"/>		

ANALIZA TRGA POGONSKIH GORIV V SLOVENIJI PO POPOLNI LIBERALIZACIJI OBLIKOVANJA CEN

Julijo Josip Franz

josip.julijo@gmail.com

Matej Švigelj

Ekonomska fakulteta, Univerza v Ljubljani, Kardeljeva ploščad 17, 1000 Ljubljana

matej.svigelj@ef.uni-lj.si

POVZETEK

V Sloveniji je bilo oktobra 2021 aktivnih 557 bencinskih servisov, ki omogočajo nakup vsaj enega izmed naftnih derivatov za pogon osebnih vozil. Največji trgovec z naftnimi derivati v Sloveniji je Petrol s 312 aktivnimi bencinskimi servisi, sledi mu OMV s 107 prodajnimi mesti, na tretjem mestu pa je MOL s 54 prodajnimi mesti. Skupaj imajo trije največji ponudniki naftnih derivatov 85 % vseh prodajnih mest na območju Slovenije, kar kaže na veliko koncentracijo trga. V Sloveniji je od leta 2016 dalje potekala postopna liberalizacija oblikovanja cen naftnih derivatov, ki je bila zaključena oktobra 2020. Namen članka je analizirati razmere na maloprodajnem trgu naftnih derivatov pred in po sprostitvi oblikovanja cen v Sloveniji v obdobju od januarja 2019 do oktobra 2021. Raziskava je pokazala, da je imela sprostitve oblikovanja cen naftnih derivatov vpliv na obnašanje trgovcev, saj se je frekvenca oblikovanja cen spremenila iz 14 na 7 dni. Kljub možnosti določitve več različnih cen (lokacijsko in časovno) trgovci tega v večji meri niso uporabljali, glavna pa ostaja delitev na lokacije, umeščene ob avtoceste ali hitre ceste in vse ostale lokacije. Primerjalna analiza maloprodajnih cen pogonskih goriv glavnih ponudnikov je pokazala, da liberalizacija ni povzročila večjih razlik v cenah goriv med ponudniki.

Ključne besede: pogonska goriva, liberalizacija, Slovenija

1 Uvod

V Sloveniji je bilo konec leta 2020 registriranih 1,6 milijona motornih vozil. V obdobju od leta 2015 do konca leta 2020 povprečna rast registriranih vozil znaša 1,5 % letno. Še hitrejša rast števila voznih kilometrov na slovenskem cestnem omrežju pa je bila zaznana v obdobju od leta 2016 do 2019 (v povprečju 2,5 % letno), v letu 2020 pa je zaradi epidemioloških ukrepov prišlo do 11,5 % padca glede na leto 2019. Omenjeno gibanje vozil je pretežno še vedno pogojeno z uporabo enega izmed naftnih derivatov, saj je konec leta 2020 število registriranih popolnoma električnih vozil znašalo 3670 – kar znaša 0,22 % celotnega voznega parka v Sloveniji (Statistični urad Republike Slovenije, 2021).

V prihodnjem desetletju lahko pričakujemo spremembe v strukturi voznega parka. Hitrost sprememb pa bo povezana predvsem z razvojem novih tehnologij in prilagoditve sektorja avtomobilske industrije. Zaradi nizkega deleža v portfelju registriranih vozil alternativni pogonski sklopi še nimajo pomembnejšega vpliva na rabo energentov oziroma energij v sektorju transporta (Husain, 2021).

Večina osebnih avtomobilov za pogon torej še vedno potrebuje pogonska goriva, ki jih pridobivamo iz surove nafte. Rafinirane produkte tržijo trgovci naftnih derivatov in energetska podjetja, ki imajo lahko lastne vire (črpališča in rafinerije) ali pa že rafinirane produkte kupujejo na veleprodajnem trgu, nato pa jih preko distribucijskega omrežja (bencinski servisi) prodajo končnim kupcem. Stopnja vertikalne integracije energetskih družb močno vpliva na oblikovanje nabavne verige surove nafte oziroma derivatov.

V letu 2021 so vse države Evropske unije omogočale prosto oblikovanje maloprodajnih cen glede na ponudbo in povpraševanje. Nekatere države so dovoljevale prosto oblikovanje cen z zgornjo omejitvijo (Belgija) ali pa so imela definirana posebna pravila glede načina spreminjanja cene (Avstrija). V Sloveniji je od leta 2016 dalje potekala postopna liberalizacija oblikovanja cen naftnih derivatov, ki je bila zaključena oktobra 2020. Namen članka je analizirati razmere na maloprodajnem trgu naftnih derivatov pred in po sprostitvi oblikovanja cen v Sloveniji v obdobju od januarja 2019 do oktobra 2021.

2 Maloprodajni trg naftnih derivatov v Sloveniji

Prodaja naftnih derivatov je tesno povezana z razpoložljivimi lokacijami (dolžina cestnega omrežja) in veljavnimi prostorskimi načrti. V tabeli 1 je podan pregled števila bencinskih servisov na področju Slovenije za obdobje od leta 2015 do 2021.

Tabela 1: Pregled števila lokacij v maloprodajni mreži v Sloveniji v obdobju od leta 2015 do 2021

Podjetje	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Δ (2015-2021)	
Petrol	308	308	310	311	312	312	312	4	1,3 %
OMV	106	106	106	106	107	107	107	1	0,9 %
MOL	34	47	47	47	54	54	54	20	37,0 %
Maxen	21	21	21	21	21	21	21	0	0,0 %
Agip	16	0	0	0	0	0	0	-16 ¹	/
Shell	9	10	8	8	8	8	9	0	0,0 %
LOGO BS	7	8	8	9	9	9	9	2	22,2 %
INA	6	6	6	6	0	0	0	-6 ²	/
Hofer	6	6	6	6	8	8	8	2	25,0 %
Ostali	23	28	33	37	37	37	37	14	37,8 %
Lokacije skupaj	536	540	545	552	557	557	557	21	3,7 %

Opomba 1: Izstop s trga. Prezem lokacij s strani MOL-a v letu 2016.

Opomba 2: Izstop s trga. Prezem lokacij s strani MOL-a v letu 2018.

Vir: lastno delo na osnovi <https://goriva.si/> (2021).

Največji trgovec z naftnimi derivati v Sloveniji je Petrol s 312 aktivnimi bencinskimi servisi, sledi mu OMV s 107 prodajnimi mesti, na tretjem mestu pa je MOL s 54 prodajnimi mesti. Skupaj imajo trije največji ponudniki naftnih derivatov 85 % vseh prodajnih mest na območju Slovenije, kar kaže na veliko koncentracijo trga. Na koncentriran maloprodajni trg naftnih derivatov kaže tudi Herfindahl-Hirschmanov indeks (izračunan glede na število lokacij), ki je leta 2021 znašal 3906.

Zaradi omejenih možnosti nadaljnjega razvoja cestne infrastrukture v Sloveniji povečevanja skupnega števila bencinskih servisov v prihodnjem obdobju ne moremo pričakovati. Večje spremembe lahko pričakujemo v strukturi ponudbe lokacij, saj bo transformacija voznega parka zahtevala nove tipe polnilnih mest (npr. električne polnilnice in polnilnice vodika). Hkrati pa se s transformacijo voznega parka ponujajo možnosti razvoja različnih oblik deljene ekonomije (t.i. car-sharing) in rešitev za področje mikromobilnosti (t.i. last mile mobility).

3 Maloprodajne cene naftnih derivatov v Sloveniji

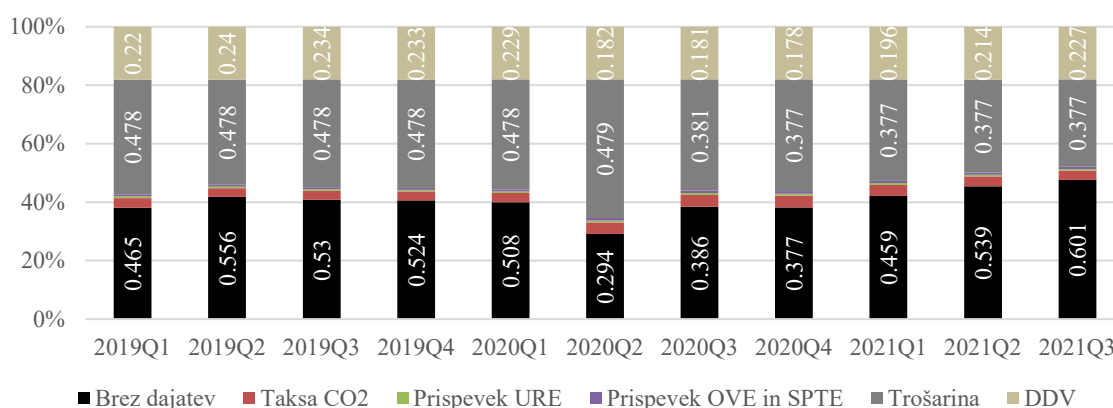
Do aprila 2016 je bilo oblikovanje cen goriva v Sloveniji pod domeno države, ki je po javno objavljeni metodologiji definirala maksimalno dovoljeno maržo za posamezen naftni derivat. Liberalizacija cen naftnih derivatov se je v Sloveniji zgodila v treh korakih. Prvi korak aprila 2016 je omogočil prosto oblikovanje cen 98- (ali več) oktanskega bencina in ekstra lahkega kurilnega olja. Drugi korak novembra 2016 je trgovcem omogočil prosto oblikovanje cen vseh naftnih derivatov na bencinskih servisih ob avtocestah in hitrih cestah. Oktobra 2020 pa je država sprostila tudi oblikovanje cen vseh naftnih derivatov ne glede na prostorsko umestitev bencinskega servisa. Za zagotavljanje transparentnosti je bil marca 2019 vzpostavljen portal »goriva.si«, ki potrošnikom

omogoča vpogled v aktualne cene na vseh bencinskih servisih v Sloveniji (Ministrstvo za gospodarski razvoj in tehnologijo, 2020).

Maloprodajna cena (v nadaljevanju MPC) naftnih derivatov je sestavljena iz več komponent, in sicer cene brez dajatev, takse CO₂, prispevka za učinkovito rabo energije (URE), prispevka za obnovljive vire energije (OVE) in sproizvodnjo toplotne in električne energije (SPTE), trošarine in davka na dodano vrednost. .

Na sliki 1 je podan primer strukture maloprodajne cene 95-oktanskega bencina v obdobju prvega kvartala 2019 do tretjega kvartala 2021. Razvidno je, da cena bencinskega goriva brez dajatev v povprečju predstavlja 40% končne MPC, vse ostale komponente pa se nanašajo na trošarine, prispevke in davek na dodano vrednost. Visoko povpraševanje po naftnih derivatih torej pomeni tudi visoke prihodke v državno blagajno. V primeru liberalizacije oblikovanja MPC naftnih derivatov država še vedno močno vpliva na MPC saj trgovci lahko vplivajo samo na dve komponenti cene in sicer nabavno vrednost (z ekonomijo obsega) in maržo.

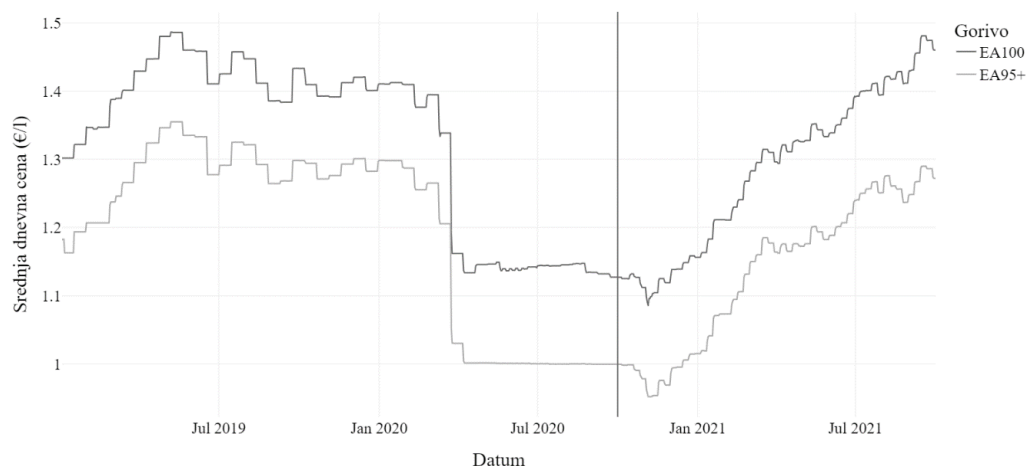
Slika 1: Struktura cene 95-oktanskega bencinskega goriva v obdobju med 2019 in 2021 v Sloveniji



Vir: Statistični urad Republike Slovenije (2021).

Gibanje MPC bencinskega goriva izven avtocest v Sloveniji v obdobju 1. 1. 2019 do 1. 10. 2021 je prikazano na sliki 2. Kljub temu, da je bilo oblikovanje MPC 100-oktanskega bencinskega goriva sproščeno od leta 2016 se trgovci vseh možnosti, ki jih ponuja liberalizacija niso posluževali, spremembe MPC pa so sledile dinamiki vladnega spreminjanja uredbene cene, ki je veljala izven avtocest. Dinamika sprememb je torej temeljila na 14 dnevni spremembi uredbene cene bencinskega oziroma dizelskega goriva. Večja sprememba obnašanja je vidna po 1. 10. 2020, ko začnejo trgovci pogosteje spreminjati cene naftnih derivatov in sicer v povprečju vsakih 7 dni. Podobno obnašanje trgovcev lahko opazimo tudi na lokacijah ob avtocestah in hitrih cestah, kjer trgovci kljub možnosti prostega oblikovanja cen tega niso izkoriščali v celoti.

Slika 2: Bencinsko gorivo izven avtocest v Sloveniji za obdobje 2019 do 2021

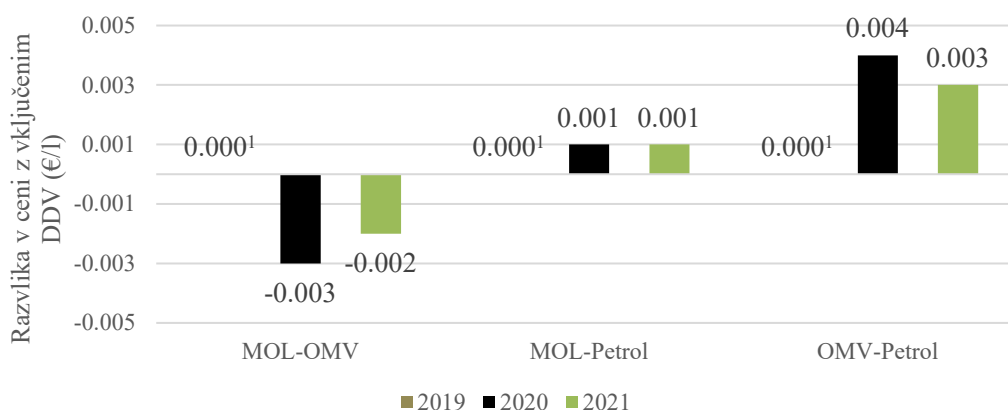


Opomba 1: Navpična črta označuje 1.10.2020, t.j. dan popolne liberalizacije oblikovanja maloprodajnih cen nafnih derivatov.

Vir: <https://goriva.si/> (2021).

Liberalizacija pa ni povzročila samo bolj pogosto spreminjanje cen, ampak tudi poudarila razlike med tremi največjimi ponudniki goriv v Sloveniji. Na sliki 3 je prikazan povprečna razlika v MPC 95-oktanskega goriva med ponudniki Petrol, OMV in MOL. V opazovanem obdobju je Petrol najcenejši ponudnik 95-oktanskega bencina med obravnavnimi, OMV pa najdražji. Razlika v končni ceni 50 litrskega rezervoarja med najdražjim in najcenejšim ponudnikom znaša 0,20 €. Analiza je pripravljena na podlagi povprečnih cen v obdobju (letu) in ne odraža dnevne oziroma urne dinamike MPC, ki lahko v nekaterih obdobjih pokaže tudi drugačno razvrstitev ponudnikov nafnih derivatov. Hkrati so se v letu 2021 pri enem izmed ponudnikov pojavili tudi popusti na MPC nafnih derivatov, ki so vezani na lojalnostno shemo in število zbranih točk znotraj določenega obdobja.

Slika 3: Razlika v ceni za 95-oktanski bencin izven avtocest v obdobju od 1. 10. 2020 do 1. 10. 2022 v Sloveniji



Opomba 1: V primeru da do razlike v ceni med ponudnikoma ni prihajalo, je vrednost označena z 0,000. V letu 2019 je bila MPC izven avtocest za 95-oktansko bencinsko gorivo regulirana.

Vir: lastno delo na osnovi <https://goriva.si/> (2021).

4 Sklep

Raziskava je pokazala, da je imela sprostitev oblikovanja cen nafnih derivatov vpliv na obnašanje trgovcev, saj se je frekvenca oblikovanja cen spremenila iz 14 na 7 dni. Kljub možnosti določitve

več različnih cen (lokacijsko in časovno) trgovci tega v večji meri niso uporabljali, glavna pa ostaja delitev na lokacije, umeščene ob avtoceste ali hitre ceste in vse ostale lokacije. Primerjalna analiza maloprodajnih cen pogonskih goriv glavnih ponudnikov je pokazala, da liberalizacija ni povzročila večjih razlik v cenah goriv med ponudniki.

Struktura MPC naftnih derivatov se z liberalizacijo oblikovanja MPC ni spremenila in je enaka strukturi iz preteklih obdobji. Rast MPC naftnih derivatov pa skoraj v celoti lahko pripišemo rasti cen naftnih derivatov na svetovnih trgih. Kopičenje različnih negotovosti (covid- 19, prekinjene dobavne verige, vojna v Ukrajini) je v zadnjem obdobju povzročilo še dodaten dvig cen. Reakcija držav, vključno s Slovenijo, je bila v večini primerov usmerjena v zaščito potrošnikov in podjetij pred visokimi cenami s ponovno uvedbo regulacije MPC naftnih derivatov.

Literatura in viri

1. Husain, I. (2021). Electric and Hybrid Vehicles: Design Fundamentals (3. izd.). CRC Press.
2. Ministrstvo za gospodarski razvoj in tehnologijo. (2020, 28. september). Spletna aplikacija goriva.si. Pridobljeno 15. julija 2021 iz <https://www.gov.si/novice/2020-09-28-spletna-aplikacija-goriva-si/>
3. Statistični urad Republike Slovenije. (2021, 19. maj). SiStat. Pridobljeno 18. maja 2022 iz <https://pxweb.stat.si/SiStat/sl>