

3. STRATEŠKA KONFERENCA **ELEKTRODISTRIBUCIJE** **SLOVENIJE 2017**

Torek, 4. april 2017, Grand hotel Bernardin, Portorož

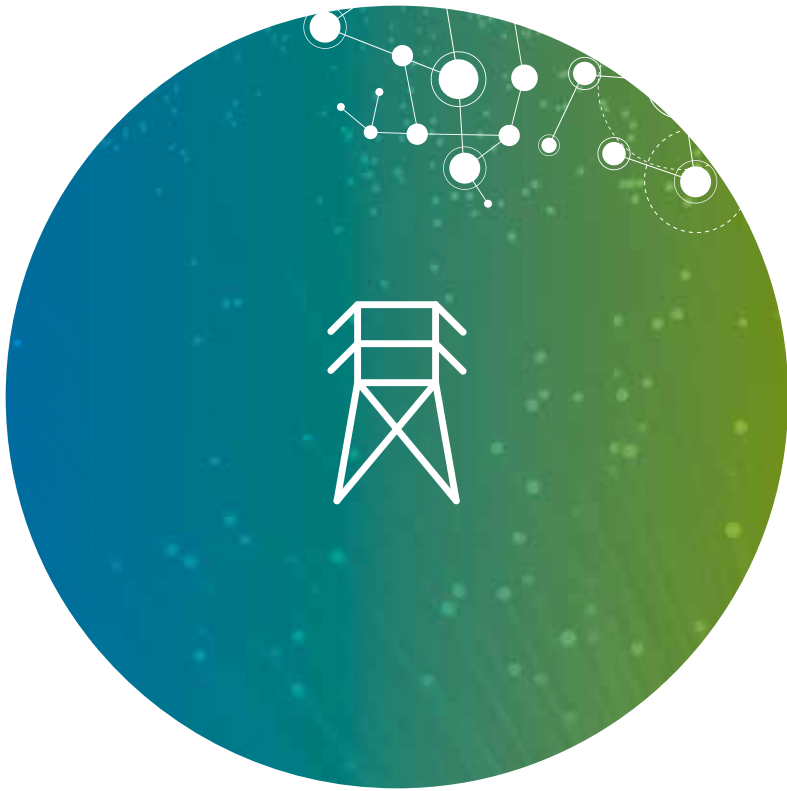
Digitalna transformacija
slovenske elektrodistribucije





01 KAZALO

UVODNIK	5
ZA DIGITALIZACIJO POTREBUJEMO	
ROBUSTNO OMREŽJE	
O GOSPODARSKEM INTERESNEM ZDRUŽENJU (GIZ)	
DISTRIBUCIJE ELEKTRIČNE ENERGIJE	
Z DIGITALIZACIJO ŠE BOLJ	
OSREDOTOČENI NA UPORABNIKA	
RAZVOJ DISTRIBUCIJSKEGA	11
SISTEMA 2017–2026	
NAČRTOVANJE RAZVOJA DISTRIBUCIJSKEGA	
SISTEMA – REDOS 2040	
NAČRT RAZVOJA VISOKONAPETOSTNEGA OMREŽJA	
NAČRT RAZVOJA SREDNJENAPETOSTNEGA OMREŽJA	
NAČRT RAZVOJA NIZKONAPETOSTNEGA OMREŽJA	
RAZVOJNI PROJEKTI	43
VKLJUČEVANJE ODJEMALCEV V PROGRAME PRILAGAJANJA	
ODJEMA Z UPORABO DINAMIČNEGA TARIFIRANJA	
INTEGRACIJA TEHNOLOŠKIH SISTEMOV V	
RAZISKOVALNO-RAZVOJNIH PROJEKTIH INCREASE IN STORY	
TER IZZIVI PRIHODNOSTI	
ELEKTRIČNE POLNILNICE KOT POGOJ ZA ŠIRITEV E-MOBILNOSTI	
PAMETNA OMREŽJA	
KOMUNIKACIJSKE REŠITVE ZA	
PODPORO PAMETNIM OMREŽJEM	
TRENDI	73
SPREMEMBE ENERGETSKE ZAKONODAJE EU IN	
IZZIVI DISTRIBUCIJE ELEKTRIČNE ENERGIJE	
PREGLED TUJIH PRAKS –	
KONFERENCA DISTRIBUTECH IN IZZIVI	
ELEKTRODISTRIBUCIJSKA	81
PODJETJA	
2. STRATEŠKA KONFERENCA 2016	89



02 UVODNIK



ZA DIGITALIZACIJO POTREBUJEMO ROBUSTNO OMREŽJE



Roman Ponebšek, poslovodja (GlZ) distribucije električne energije

Področje distribucije električne energije se sooča z velikimi spremembami. Smo del energetske tranzicije. Tempo sprememb narekujejo nove tehnologije, globalizacija in digitalizacija. V omrežje se uvajajo novi elementi, ki so pogojeni z okoljskimi zavezami po zmanjšanju izpustov toplogrednih plinov in energetske učinkovitosti. To so razpršeni viri, električna vozila, toplotne črpalke in hranilniki energije, ki pred strokovnjake postavljajo zahteve po posodobitvi konceptov načrtovanja, obratovanja in vodenja. Distribucijsko elektroenergetsko omrežje je tako postalo sistem in ne več zgolj omrežje s pretokom moči od vira do porabnika.

Na distribucijski sistem je priključenih nekaj manj kot 4500 proizvajalcev električne energije s skupno inštalirano močjo blizu 550MW. Za primerjavo: v letu 2008 je bilo na distribucijski sistem priključenih 576 virov skupne moči 163 kW. Drastičen porast priključevanja proizvodnje iz OVE, predvsem sončnih elektrarn (N=2481), so povzročile nepremišljene nacionalne podporne sheme za obnovljive vire energije. Izplačila podpor krepko presega zneske, ki jih investiramo v izgradnjo in obnovo distribucijskega omrežja (v letu 2015 so investicijska vlaganja znašala 106 mio €, izplačilo podpor pa 147 mio €). Zavedati se je treba, da pri trenutnem stanju razvoja oz. implementacije tehnologij večina proizvajalcev proizvedeno energijo oddaja v distribucijsko omrežje. Razvoj shranjevalnikov energije (baterije, vztrajniki, električna vozila ...) še ni konkurenčen oddajanju energije v distribucijski sistem. Seveda pa se z razvojem in uporabnostjo konkurenčnost novih tehnologij povečuje. Zavedati se je treba, da je električna energija najbolj uporabljiva in najbolj

čista oblika energije, zato se njena poraba konstantno povečuje. Tako bo treba povečevati proizvodnjo in spodbujati učinkovito rabo električne energije. Energetska učinkovitost je eden ključnih ciljev podnebno-energetske politike EU. Najcenejša, najbolj čista in najbolj zanesljiva energija je tista, ki je ne porabimo. Ključni element pri doseganju prihrankov ob zmanjševanju rabe energije je prenova stavb.

Poslanstvo slovenskih družb za distribucijo električne energije je zagotavljanje zanesljivega, varnega, kakovostnega, stroškovno učinkovitega in trajnostnega distribucijskega elektroenergetskega sistema. Ključen poudarek namenjamo skrbi za uporabnika omrežja. Uporabnikom nudimo sodobne storitve oskrbe z električno energijo, ki pa so povezane z digitalno tehnologijo. Poleg tradicionalnega prenosa moči po distribucijskem omrežju se tako soočamo tudi s prenosom velike količine podatkov. Prihodnost prinaša izzive intenzivne digitalizacije tudi v elektroenergetiki ...

Ambicije Evropske komisije, ki so izražene v zimskem svežnju zakonodajnih ukrepov, poimenovanih Čista energija za vse Evropejce – sprostitev možnosti Evrope za gospodarsko rast stavi na 25 % manjšo končno porabo po zaslugi prilagajanja odjema do leta 2030 glede na leto 2015. Do leta 2025 naj bi 80 % odjema električne energije upravljali odjemalci. Gre za pametne samooskrbne skupnosti. Distribucijska podjetja so v preteklih letih izvajala številne projekte, usmerjene v e-mobilnost, prilagajanje porabe, shranjevanje električne energije in uporabo IKT (digitalizacija), ki sovpadajo z zapisanimi ukrepi (več na www.giz-dee.si/pametna-omrezja). Izkušnje, ki smo jih pridobili, kažejo, da pri vseh pilotnih projektih igra ključno vlogo uporabnik – v vlogi odjemalca, proizvajalca ali hkrati porabnika in proizvajalca (prosumer). Uporabniku je pomembna korist, ki jo prepozna zaradi cene, okoljske osveščenosti oziroma inovativnosti. Gre za proces, ki prinaša širšo družbeno korist in tega se morajo zavedati vsi deležniki.

Uporabnika je treba spodbuditi s sistemskimi ukrepi (zakonodaja, regulacija ...), ki mu prinašajo neposredno korist. Ko bodo koristi prepoznane, bodo razvoj ustvarjali uporabniki sami z uporabniškimi izkušnjami.

Ocenjujemo, da bomo kljub vsem izzivom in ambicijam, ki jih prinaša sveženj zakonodajnih ukrepov, podprtih z novimi tehnologijami, še vedno potrebovali robustno distribucijsko omrežje (konična moč se vsako leto poveča za 3 %), ki bo izkoriščalo tako nove tehnologije kot digitalizacijo. Z uvajanjem naprednega merilnega sistema že udeležujemo digitalizacijo. Digitalni števec, povezan v sistem, je del interneta stvari in lahko služi kot osnovni komunikacijski gradnik. V središču dogajanja bo potrošnik, ki bo aktiven član sistema in bo

s pomočjo novih tehnologij in digitalizacije udeleževal načela energetske unije in energetskega državljanstva preko samooskrbe s proizvodnjo in porabo lastne električne energije, prilagodljivosti odjema, shranjevanja električne energije in energetske učinkovitosti.

Spremembe so edina stalnica. Vsaka sprememba pa seveda zahteva svoj čas za transformacijo. Kljub vsem ukrepom bo tudi v prihodnje potrebno robustno distribucijsko omrežje, prav tako pa tudi proizvodnja iz zanesljivih in ne zgolj obnovljivih virov energije. Zimski sveženj predvideva tudi novo uredbo o pripravljenosti na tveganja v elektroenergetskem sektorju, ki predvideva pripravo na morebitno krizo pri oskrbi z električno energijo (vremenske razmere, kibernetika in fizična varnost ter pomanjkanje goriv za proizvodnjo električne energije).

O GOSPODARSKEM INTERESNEM ZDRUŽENJU (GIZ) DISTRIBUCIJE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Slovenija je geografsko razdeljena med pet podjetij za distribucijo električne energije. Vsako od teh je specifično, posebnosti narekujejo geografska raznovrstnost, lokalno okolje in njihovi prebivalci, kljub temu pa veliko izzivov ostaja skupnih vsem distribucijskim podjetjem.

Za učinkovito reševanje skupnih izzivov, namen izmenjave dobrih praks in navsezadnje za zastopanje skupnih interesov proti različnim deležnikom so leta 1996 takratna vodstva podjetij za distribucijo električne energije ustanovila Gospodarsko interesno združenje (GIZ) distribucije električne energije. Letos tako praznujemo že dve desetletji obstoja. Združenje ves čas deluje na principu dogovora, saj so vse odločitve ves čas delovanja združenja sprejete soglasno. Temeljni akt GIZ distribucije električne energije je Statut, poslovanje GIZ distribucije električne energije pa je urejeno s Poslovnikom o delu skupščine, delovnih in projektnih skupin. Najvišji organ združenja je skupščina, ki jo sestavljajo predstavniki uprav članic združenja (vsakokratni predsedniki uprav članic združenja). Mandat predsednika skupščine GIZ traja dve leti. Ves čas delovanja združenja velja nenapisano pravilo, da se na mestu predsednika skupščine GIZ izmenjujejo predsedniki uprav članic po vrstnem redu (Elektro Maribor, Elektro Ljubljana, Elektro Celje, Elektro Primorska, Elektro Gorenjska).

ORGANI ZDRUŽENJA IN NJIHOVE PRISTOJNOSTI

Skupščina

Najvišji organ združenja je skupščina, ki jo sestavljajo predstavniki uprav članic združenja. To so vsakokratni predsedniki uprav članic združenja.

Pristojnosti skupščine GIZ-a so:

- sprejema letni program dela in finančni načrt združenja;
- sprejema statut združenja in njegove spremembe ter dopolnitve;
- sprejema poslovnik o delu skupščine in delovnih teles ter druge splošne akte združenja;
- odloča o sprejemu novih članov združenja;
- izvoli predsednika za mandatno dobo dveh let;
- imenuje in razrešuje poslovodstvo združenja ter nadzira njegovo delo;
- določa notranjo organizacijo združenja;
- odloča o prenehanju združenja;
- imenuje člana arbitraže v primeru spora;
- imenuje revizorja;
- imenuje projektno skupino s predsednikom in člani;
- odloča o višini sejin za člane skupščine, delovnih skupin, o višini nagrade projektnih skupin, o plačilu poslovodji združenja ter o plačilu delavcev, ki opravljajo dela za potrebe združenja;
- odloča o predlogih sklepov delovnih skupin združenja;
- odloča o drugih zadevah za uresničevanje temeljnih ciljev združenja.

Poslovodstvo

Združenje ima poslovodstvo, ki med drugim organizira dejavnosti za izvajanje letnega programa dela združenja, opravlja druga dela, potrebna za uresničitev ciljev združenja, ter vodi poslovanje združenja.

Notranja organiziranost

V združenju delujejo delovne skupine na naslednjih delovnih področjih: delovna skupina za tehnične zadeve, delovna skupina za odjemalce, delovna skupina za ekonomiko in finance, delovna skupina za pravne in splošne zadeve ter varnost in zdravje pri delu,

delovna skupina za informatiko in telekomunikacije.

Delovne skupine sestavlja po en član iz vsake članice, na predlog predsednika delovne skupine pa poslovodja v delovno skupino lahko za posamezne zadeve vključi tudi zunanje sodelavce.

CILJI GOSPODARSKEGA INTERESNEGA ZDRUŽENJA DISTRIBUCIJE ELEKTRIČNE ENERGIJE:

- olajšati, koordinirati in pospeševati dejavnost gospodarskih javnih služb SODO in DTO ter izboljšati rezultate teh dejavnosti brez ustvarjanja dobička združenja;
- koordinacija nalog na področju energetskih dejavnosti z upoštevanjem, da s tem delovanjem ne sme biti kršeno pravilo medsebojne konkurence;
- olajšati in koordinirati ostale skupne dejavnosti oziroma interese z upoštevanjem, da s tem delovanjem ne sme biti kršeno pravilo medsebojne konkurence;
- oblikovanje stališč v zvezi s predpisi (sodelovanje pri pripravi predpisov), ki urejajo področje elektroenergetike;
- izmenjava mnenj, medsebojno informiranje in sodelovanje članov o energetski problematiki.

Ustanovitelji v GIZ-u uresničujejo skupne interese predvsem na naslednjih področjih:

- standardizacija in tipizacija na vseh področjih delovanja;
- razvojni projekti za uvajanje novih tehnologij v distribucijski elektroenergetski dejavnosti;
- poenotenje tehničnih navodil;
- informacijski sistem;
- varnost in zdravje pri delu;
- izobraževanje.



GIZ distribucije električne energije, Slovenska 58, 1000 LJUBLJANA
 Telefon: +386 (0)1 230 48 49
 Faks: +386 (0)1 230 48 65
 E-naslov: info@giz-dee.si
 Spletna stran: www.giz-dee.si
 Leto ustanovitve: 1996

Ustanovitelji združenja:

ELEKTRO CELJE, podjetje za distribucijo električne energije, d.d., Celje,
 ELEKTRO GORENJSKA, podjetje za distribucijo električne energije, d.d., Kranj,
 ELEKTRO LJUBLJANA, podjetje za distribucijo električne energije, d.d., Ljubljana,
 ELEKTRO MARIBOR, podjetje za distribucijo električne energije, d.d., Maribor,
 ELEKTRO PRIMORSKA, podjetje za distribucijo električne energije, d.d., Nova Gorica.

Temeljni cilji združenja:

Temeljni cilji združenja GIZ distribucije so olajšati, koordinirati in pospeševati dejavnost distribucije električne energije, izboljšati rezultate tej dejavnosti brez ustvarjanja dobička združenja ter olajšati in koordinirati druge dejavnosti oz. interese z upoštevanjem, da s tem delovanjem ne sme biti kršeno pravilo medsebojne konkurence. Z izmenjavo mnenj in izkušenj podjetja v okviru združenja dosegamo ugodnejše rezultate tako za podjetja kot za uporabnike distribucijskega sistema.

Predsednik (GIZ) distribucije električne energije: mag. Bojan Luskovec

Poslovodja (GIZ) distribucije električne energije: Roman Ponebšek

Z DIGITALIZACIJO ŠE BOLJ OSREDOTOČENI NA UPORABNIKA



mag. Bojan Luskovec, predsednik GIZ distribucije električne energije

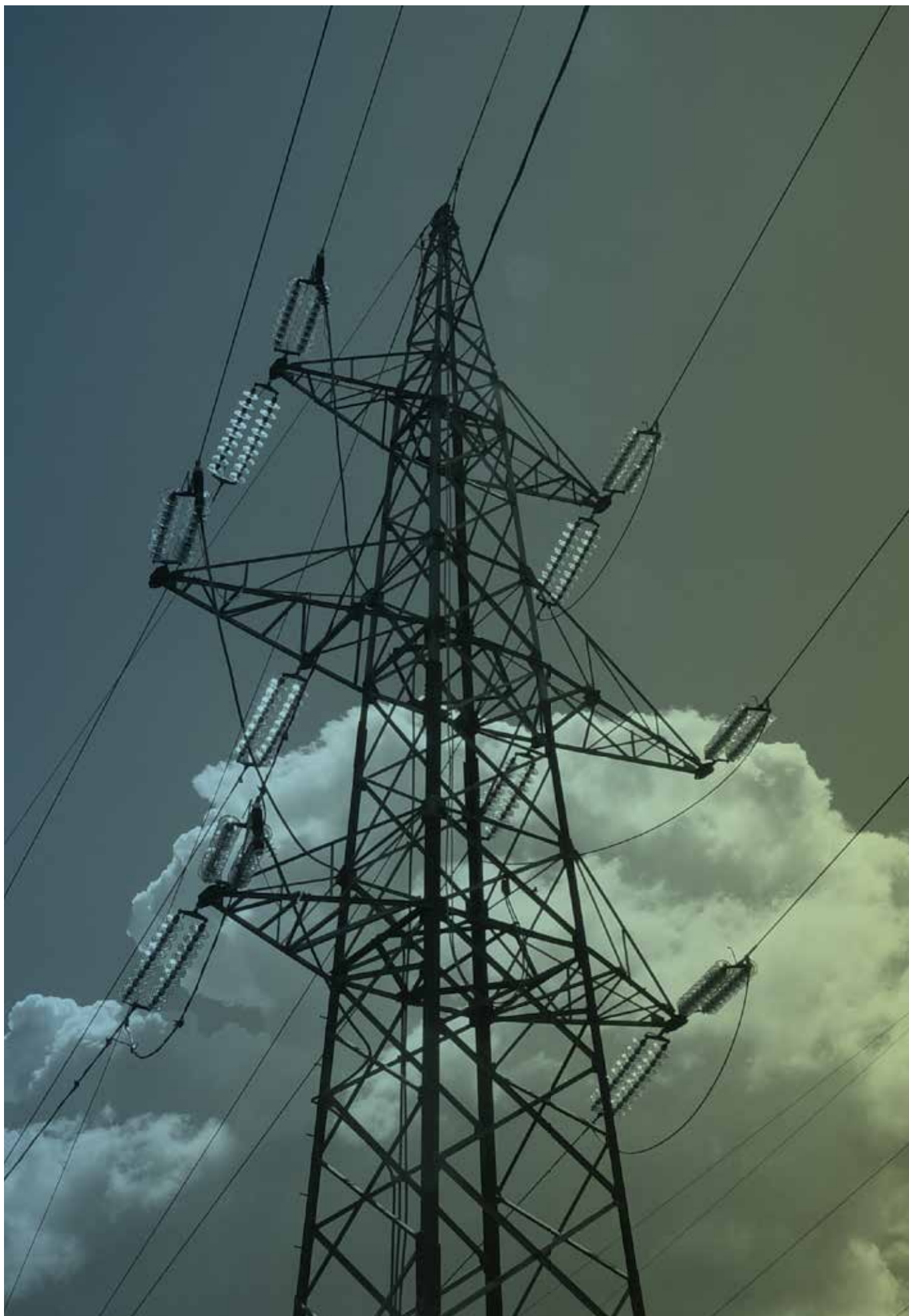
Temeljno poslanstvo distribucije je zanesljiva, neprekinjena in kakovostna oskrba z električno energijo. Uporabnik, ne glede na način poslovanja, je za nas vedno na prvem mestu. S prihodom digitalizacije pa na prvo mesto vstopa tudi uporabniška izkušnja. Pomembne postajajo aktivnosti, ki uporabnike spodbujajo

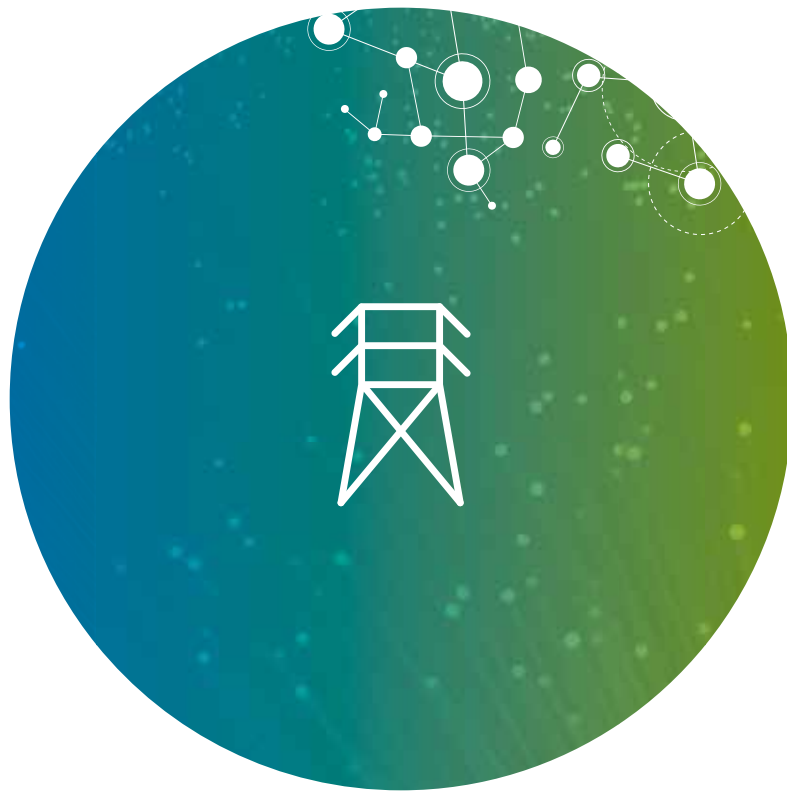
k aktivnemu upravljanju z energijo. To omogočajo napredne merilne naprave, ki jih distribucije pospešeno nameščamo pri uporabnikih.

Na drugi strani smo distribucije zaradi dejavnosti, ki jo opravljamo, na digitalno transformacijo že pripravljene. V razvoj-

nih projektih aktivno soustvarjamo sisteme, ki bodo sposobni avtomatizirane in medsebojne komunikacijske povezave ter kakovostne obdelave velike količine podatkov. Digitalizacija je v distribuciji sedanost in ne prihodnost, ki se ji moramo prilagoditi. Naša naloga je ustvariti aktivnega uporabnika.







03 RAZVOJ DISTRIBUCIJSKEGA SISTEMA 2017–2026



NAČRTOVANJE RAZVOJA DISTRIBUCIJSKEGA SISTEMA – REDOS 2040



Študije v okviru projekta REDOS nakazujejo dolgoročno optimalen razvoj distribucijskih sistemov in so podlaga za pripravo desetletnih načrtov razvoja omrežja.

Štefan Ivanjko, Elektroinštitut Milan Vidmar, svetovalec

SKUPINA ZA IZVEDBO PROJEKTA REDOS

mag. Leon Valenčič
dr. Brane Hlebčar
Štefan Ivanjko
mag. Tomaž Mohar
Miha Grabner
mag. Zvonko Bregar

PROJEKT REDOS

Na Elektroinštitutu Milan Vidmar (EIMV) že več desetletij izvajamo naloge s področja načrtovanja razvoja distribucijskih sistemov. V okviru projekta REDOS (Razvoj elektroenergetskega distribucijskega omrežja Slovenije) nudimo distribucijskim podjetjem kakovostno informacijo o tem, kako ravnati v nekem stanju in kakšen bi bil v tem primeru optimalen razvoj omrežja. Pri tem upoštevamo predpisane fizikalne kriterije za zagotavljanje kakovosti oskrbe in zasledujemo minimalne dolgoročne stroške delovanja sistema.

Projekt REDOS izvajamo neprekinjeno v petletnih intervalih. V posameznem letu znotraj tega intervala analiziramo razvojne možnosti enega od petih slovenskih elektrodistribucijskih podjetij.

Načrtovanje poteka enotno za vsa območja Slovenije, ob upoštevanju enotnih metod, postopkov in kriterijev načrtovanja.

Programska oprema, potrebna za načrtovanja, je bila razvita na EIMV in prilagojena slovenskim razmeram, uspešno pa je bila uporabljena tudi za načrtovanje razvoja omrežij drugod (hrvaška Istra, Kosovo ...). Med izvajanjem projekta je bil vpeljan enoten sistem izdelave razvojnih ocen, kjer ob raziskovalcih z EIMV aktivno sodelujejo tudi strokovnjaki distribucijskih podjetij.

Načrtovanje razvoja je dolgoročno, saj mora energetska infrastruktura distribucijskih sistemov služiti svojemu namenu skozi svojo celotno življenjsko dobo (lahko tudi več kot 40 let). Pri tem moramo po eni strani vsem odjemalcem zagotoviti enakopraven in zanesljiv dostop do kakovostne električne energije, po drugi strani pa omogočiti vključitev vedno številnejšim razpršenim virom v omrežje.

Rezultati procesa dolgoročnega načrtovanja predstavljajo izhodišča za pripravo desetletnih načrtov razvoja omrežja, kjer se z veliko mero zanesljivosti opredeli nujne investicije in posege v omrežje. Desetletni razvojni načrti se obnavljajo vsaki dve leti, ko se vedno znova preveri ustreznost izbrane razvojne poti.

Proces načrtovanja razvoja v okviru projekta REDOS je dvostopenjski. V prvem delu po uveljavljeni metodi scenarijsko ocenimo razvoj porabe in koničnih obremenitev manjših geografskih območij (imenovanih tudi mikro cone). Prostorsko opredeljen obseg porabe in obremenitev je nato izhodišče za načrtovanje optimalnega razvoja distribucijskih omrežij s programom GREDOS.

SCENARIJSKE OCENE PORABE IN OBREMENITEV

Prvi korak v procesu načrtovanja distribucijskih sistemov je priprava ocen prihodnje porabe električne energije in obremenitev. Napovedovanje prihodnjih dogodkov in razmerij je vedno povezano z veliko stopnjo negotovosti. To še posebej velja, kadar je opazovano prihodnje obdobje tako dolgo, kot je v naših analizah. Da bi čim bolje ocenili, kaj lahko pričakujemo v prihodnosti,

skušamo zamejiti prostor razvojnih možnosti z več scenarijskimi ocenami in tako ponuditi upravljavcem sistema informacijo, ki naj olajša sprejemanje odločitev. Namen scenarijev ni natančna prognoza bodoče porabe in obremenitev v izbranem letu, temveč dolgoročno oceniti trende razvoja ob realizaciji izbranih scenarijskih predpostavk in usmeritev.

Ocene niso agregatne, kot je to značilno za ocene na nacionalnem nivoju, temveč upoštevajo tudi prostorsko komponento – energijo in obremenitev ocenimo na ravni posameznega mikro področja in v nadaljevanju kreiramo skupno oceno po načelu »od spodaj navzgor«.

Ocene razvoja porabe energije so vedno zasnovane na pričakovanem razvoju dejavnikov, ki nanjo vplivajo. Makroekonomski in demografski razvoj ter raven življenjskega standarda so najpomembnejši tovrstni dejavniki. To so pglavitni generatorji bodoče porabe.

V želji doseči neka bodoča stanja in cilje (izhajajoče npr. iz evropskega podnebno-energetskega paketa ali podobnih zavez) lahko načrtovalci pozabimo na realnosti okolja, v katerem smo.

Zelo jasno je treba razmejiti med potencialnimi in dejanskimi možnostmi razvoja.

Preveč idealistične napovedi hitro rezultirajo v nezadostnih investicijah v energetski sistem, zmanjšanju zanesljivosti in sigurnosti dobave, slabših napetostnih razmerah in na koncu v zmanjšanju konkurenčnosti in kompetitivnosti celotne družbe. Potrošnje energije ne smemo obravnavati samo kot »nebodigatreba« z največkrat neugodnimi posledicami na okolje in kot omejitveni dejavnik trajnostnega razvoja. Nasprotno. Energija, še posebej električna, nam omogoča uporabo modernih tehnologij in kakovost življenja na sedanji ravni.

METODOLOGIJA PRIPRAVE SCENARIJSKIH OCEN PORABE IN OBREMENITEV

Pri pripravi scenarijskih ocen porabe in obremenitev mikro področij uporabimo kombinacijo pristopov od spodaj navzgor (bottom-up) in od zgoraj navzdol (top down). V procesu priprave ocen upoštevamo več porabniških skupin. V osnovi delimo odjemalce v dve temeljni skupini: na obstoječe, tiste, ki so prisotni že v izhodiščnem letu, in pričakovane nove odjemalce v t. i. novih conah odjema.

Vsi obstoječi odjemalci so razdeljeni v dve temeljni skupini: anketirani in preostali odjemalci.

Anketirani so tisti veliki odjemalci, ki so bili v procesu priprave ocene obravnavani individualno, in sicer na osnovi ankete o njihovi pretekli, sedanji in prihodnji porabi električne energije ter razvoju konične obremenitve. Anketo izvedejo distribucijska podjetja. Običajno predstavlja delež anketiranih odjemalcev več kot 25 % celotnega odjema v izhodiščnem letu. Anketirane odjemalce obravnavamo po načelu »od spodaj navzgor«.

Preostali odjemalci so vsi ostali obstoječi odjemalci, ki niso bili obravnavani individualno, temveč so obravnavani v okviru odjemne skupine in nadalje glede na lokacijo po enotah in nadzorništvi. Skupina preostalih odjemalcev je lokacijsko razdeljena še na:

- odjemalce v strnjjenih večjih urbanih središčih (mestni odjem),
- odjemalce v primestnih naseljih in območjih pričakovane večje rasti porabe (visoki odjem),
- odjemalce v lokalnih središčih (splošni odjem),
- odjemalce v odročnejših območjih in naseljih (nizki odjem) in
- posebne odjemalce, pri katerih ne pričakujemo sprememb porabe.

Pričakovani razvoj odjema porabniške skupine preostalih odjemalcev scenarijsko načrtujemo v skladu z doseženimi stopnjami rasti v preteklem obdobju, pričakovanimi stopnjami razvoja porabe na ravni celotne države (kjer so že vključeni elementi energetske politike) in pričakovanim gibanjem porabe v primerljivih deželah in drugih distribucijskih podjetjih. Na tej osnovi določimo (v treh scenarijih) stopnje rasti porabe, kjer upoštevamo odjemno skupino (šest

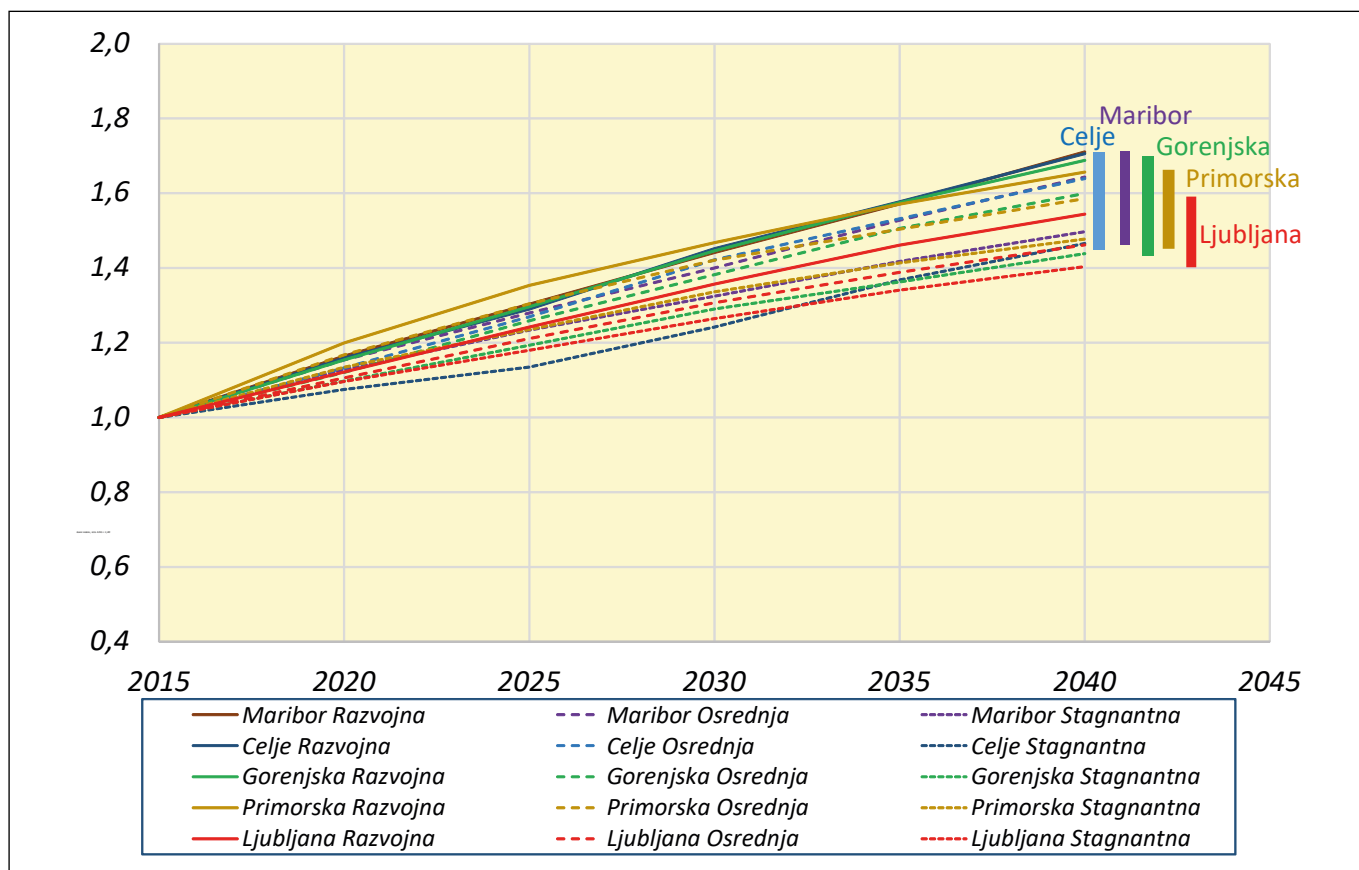
skupin NN-odjema, dve skupini SN-odjema in VN-odjem) in lokacijo porabnika. Pristop »od zgoraj navzdol« je značilen za obravnavo teh odjemalcev; posamezne odjemne skupine znotraj lokacijske razporeditve so obravnavane enovito.

Pri modelski obravnavi parametrov skupine preostalega odjema, ki je edina v celoti v domeni pripravljavcev scenarijskih ocen, še posebej upoštevamo naslednja dejstva:

- stopnja rasti porabe električne energije je vzajemno povezana s stopnjo rasti bruto domačega proizvoda,
- usmeritev v sonaravni razvoj, zmanjšanje emisij toplogrednih plinov in učinkovito rabo končne energije (vseh vrst) ima neizogibno za posledico povečanje rabe električne energije,
- novi elementi porabe (npr. večanje deleža toplotnih črpalk in e-mobilnost) bodo znatno vplivali na odjem in posledično na omrežja,
- zaradi gospodarske in finančne krize med letoma 2009 in 2013 je poraba v tem obdobju najprej močno upadla in potem praktično stagnirala; v zadnjem obdobju zopet beležimo pozitivno rast.

Kot posledico postkriznega okrevanja lahko v naslednjih nekaj letih pričakujemo višje stopnje rasti porabe energije.

Oceno razvoja porabe slednjič dopolnimo z novimi odjemalci, na novih lokacijah, katerih poraba ni bila že predhodno vključena v anketi. Za vsakega takega odjemalca se v model vključi nova mikro cona, katere konična obremenitev (po prehodnem obdobju) se izenači s tisto, ki je predvidena s strani distribucijskih podjetij.

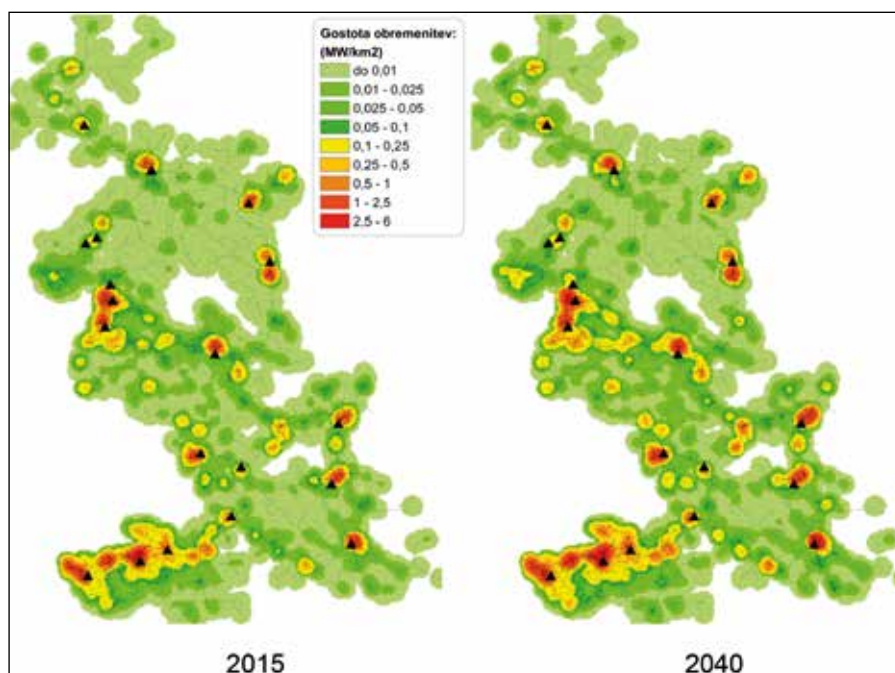


Scenarijske ocene razvoja odjema, pripravljene v okviru projekta REDOS 2040

Scenarijske ocene razvoja porabe energije za vseh pet slovenskih distribucijskih podjetij podaja spodnja slika. Ker so bile scenarijske ocene pripravljene v obdobju petih let izvedbe projekta REDOS 2040 in ker so podjetja različna v pogledu obsega oddaje energije končnim uporabnikom, uporabimo normiran prikaz, kjer kot izhodišče (1,00) iz-

beremo obseg porabe v letu 2015 in po tem letu prikazujemo indeks rasti porabe.

Razvoja ocen porabe in obremenitev ponazorimo še s sliko, ki prikazuje ploskovno gostoto obremenitev podjetja Elektro Primorska v letu 2015 in ocenjeno gostoto obremenitve v letu 2040 ob realizaciji razvojne ocene.



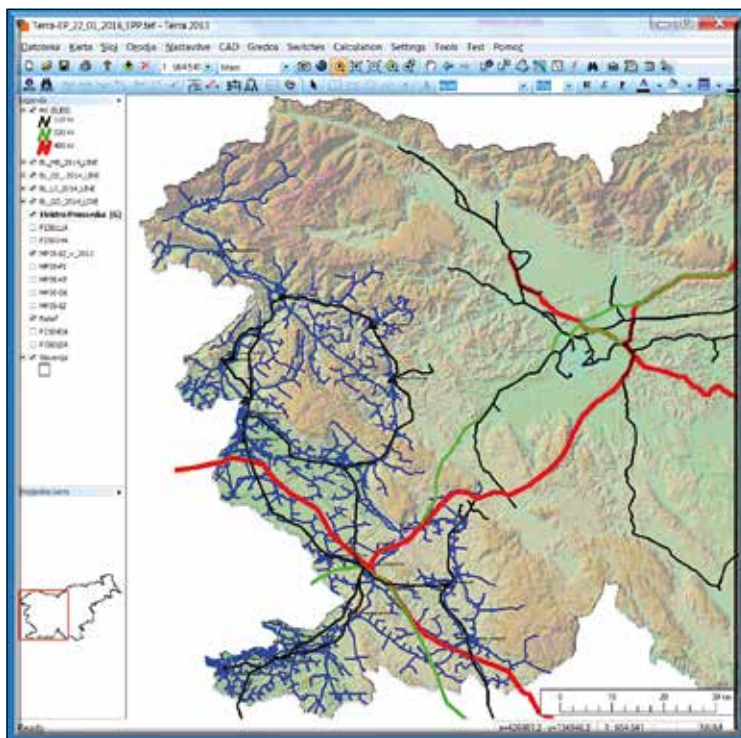
Primer ploskovne gostote obremenitve – Elektro Primorska, izhodiščno stanje v letu 2015 in scenarijska ocena v letu 2040

PROGRAM GREDOS

Za načrtovanja distribucijskih omrežij kot analitično orodje uporabljamo programski paket GREDOS s podporo GIS. Program odlikujejo enostaven vmesnik za vnos podatkov, hiter izračun pretokov moči, kratkih stikov in zanesljivosti, optimizacijski moduli in možnost uvoza in izvoza podatkov (AMI, sistem SCALAR) ter rezultatov izračunov za druga orodja GIS (ArcGIS/QGIS).

**Program GREDOS uporablja
jo vsa slovenska distribucijska
podjetja, kjer so že pred
več kot desetimi leti topološko
in električno zmodelirali
celotno SN-omrežje.**

Podatki se redno osvežujejo za potrebe analiz omrežja, ki sedaj obsega 92 RTP, okoli 17.500 km vodov in 16.500 TP.

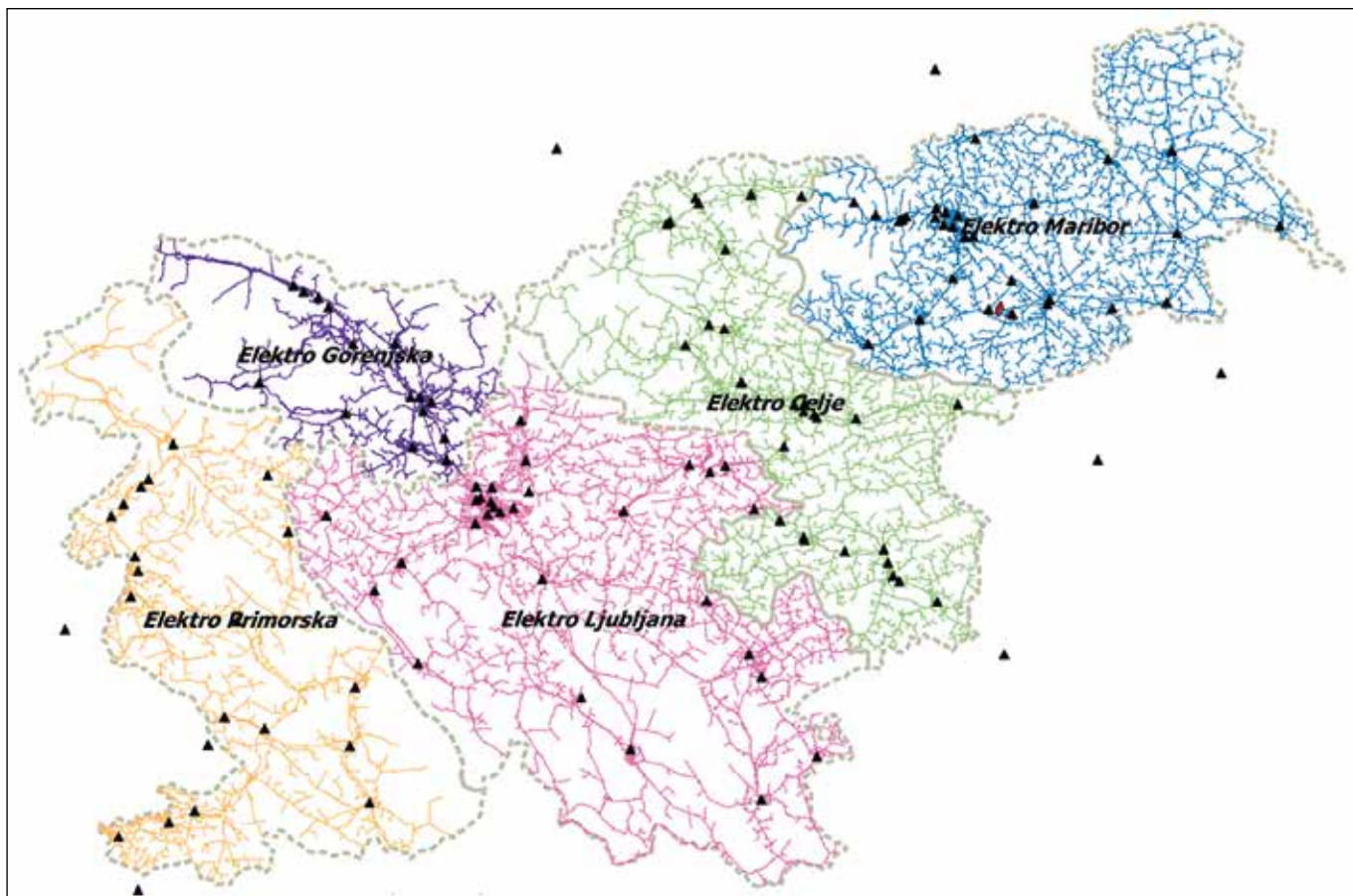


MODULI PROGRAMA GREDOS:

Izračun pretokov moči (AC/DC)

- Optimalni razklop:
 - Izgube / zanesljivost
- Optimalno prenapajanje
- Zanesljivostna analiza
- Izračuni kratkih stikov
- Analiza razpršenih virov:
 - Max/min stanje
 - Izris napetostnega profila
- Optimalna izgradnja omrežja
 - Metoda trgovskega potnika
- AMI Vmesnik (Merilni center)
- SCALAR Vmesnik (korelator)
- GIS podpora:
 - Rastri, ESRI ShapeFile (uvoz/izvoz)
 - AutoCad DWG podpora (slika):
 - Taigha Open Design Alliance
 - MS Access (podatki)

Vmesnik in funkcionalnosti programa GREDOS



Slovensko distribucijsko SN-omrežje v programu GREDOS – prikaz stanja v letu 2015

Kakovost modeliranih podatkov SN-omrežja omogoča tudi učinkovito ugotavljanje tehničnih parametrov omrežja (pokablenost,

zazankanost, povprečne dolžine izvodov itd.), ki jih Agencija za energijo upošteva kot dejavnike neprekinjenosti napajanja pri re-

gulaciji kakovosti oskrbe.



METODOLOGIJA

NAČRTOVANJA OMREŽIJ

Pri načrtovanju razvoja distribucijskih omrežij obravnavamo 110 kV napajalno omrežje, transformacijo 110 kV/SN in SN-omrežje. Izhodišče za analize potrebnega razvoja omrežij so scenarijske ocene razvoja porabe in obremenitev.

Na prvi stopnji načrtovanja razvoja distribucijskih omrežij z analizami obratovalnih stanj preverjamo, ali omrežje in transformacija izpolnjujeta kriterije načrtovanja ob predvidenem naraščanju obremenitev za določena obdobja. V vsakem obdobju se preverjajo normalna obratovalna stanja in stanja z enojnimi izpadi. Načeloma se preverjajo vsa možna stanja z enojnimi izpadi, za manjše skupine porabnikov na odcepih pa se dopušča, da nimajo možnosti rezervnega napajanja. Ko v omrežju prekoračimo dopustne obremenitve ali padce napetosti, se odločimo za ojačitev omrežja. Tako dobljeni časi ojačitev so skrajni roki, ki ne smejo biti prekoračeni. Če nastopi dilema med različnimi možnimi ojačitvami, je treba vsako smer razvoja proučiti kot varianto vse do konca raziskovalnega obdobja in potem izbrati najugodnejšo varianto.

Na drugi stopnji načrtovanja s tehtanjem tehničnih, ekonomskih in zanesljivostnih kriterijev opredelimo optimalno varianto razvoja. Skrajne roke ojačitev, ki smo jih v prvi fazi določili glede na dopustne obremenitve in padce napetosti, lahko v fazi optimizacije natančneje opredelimo. Objekt lahko zgradimo pred skrajnim rokom zaradi zmanjšanja stroškov izgub oz. izboljšanja zanesljivosti napajanja porabnikov. V tej fazi lahko utemeljimo še kakšen dodaten objekt, ki pa mora biti v skladu s smerjo razvoja, določeno v prvi fazi.

Pri načrtovanju SN-omrežij uporabljamo tehnične kriterije, kot so kriterij zadostnosti N-1, dopustno obremenjevanje SN-vodov in transformatorjev 110 kV/SN, dopustni padci napetosti v normalnih in rezervnih napajalnih stanjih, dopustne spremembe napetosti zaradi RV in zanesljivost srednenapetostnih omrežij. Rezultat načrtovanja omrežja je stroškovno učinkovit predlog optimalnega razvoja omrežja, ki ustreza vsem zgoraj naštetim kriterijem.

Namen dolgoročnega načrtovanja omrežja je zgraditi takšno omrežje, ki bo opravljalo svojo nalogo v celotni življenjski dobi ob najmanjših skupnih stroških.

Namen dolgoročnega načrtovanja omrežja je zgraditi takšno omrežje, ki bo opravljalo svojo nalogo v celotni življenjski dobi ob najmanjših skupnih stroških.

Pri svojem delu upoštevamo, da bodo novi objekti zagotavljali ustrezno prenosno zmogljivost in zanesljivo obratovanje omrežja v celotni življenjski dobi.

Rezultat omrežnih študij so predlagane ojačitve omrežja, ki vsebujejo:

- lokacije bodočih novih RTP 110/20 kV,
- nove DV 110 kV za napajanje novih RTP,
- lokacije novih TP za napajanje novih odjemalcev ali zaradi izboljšanja napetostnih razmer v NN-omrežju,
- širitve SN-omrežja zaradi prešibkega omrežja ob povečevanju obremenitev zaradi vključitve novih odjemalcev ali RV, zaradi neustrezne zanesljivosti in zaradi starega ali dotrajanega omrežja.

Rezultate podajamo tudi v shp-formatu, ki omogoča številne možnosti prikaza in nadaljnje obdelave podatkov. Ob zaključku petletnega cikla imamo optimalne načrte razvoja omrežij za vseh pet distribucijskih podjetij in to zagotavlja kar najbolj enakomeren razvoj distribucijskega omrežja po celotni Sloveniji.

IMPLEMENTACIJA MODERNIH TEHNOLOGIJ, PAMETNIH OMREŽIJ IN DIGITALIZACIJA

Pri razvoju distribucijskega omrežja je izredno pomembna faza zbiranje podatkov omrežja in obremenitev. Omrežni podatki so modeli distribucijskih omrežij, prilagojeni za uporabo v programu GREDOS. Energetski podatki pa obsegajo obremenitve RTP 110 kV/SN, obremenitve izvodov, morebitne obremenitve TP SN/NN, podatke o porabljeni energiji, lokacije in moči predvidenih novih odjemalcev. Prav tako potrebujemo podatke o obstoječih in predvidenih novih razpršenih virih.

Postopek priprave potrebnih podatkov je dolgotrajen in zahteven ter na sedanji stopnji vključuje tudi nestandardizirane (»ročne«) posege. Zaradi obsežnosti podatkov je treba za zagotovitev učinkovitosti dela

uporabljati napredna programska orodja. Z uporabo novih orodij in tehnologij na tem področju pričakujemo znatna izboljšanja.

Istočasno z razvojem postopkov zajemanja potrebnih podatkov pa se nadgrajuje tudi metoda načrtovanja in potrebna programska orodja.

V sklopu programa GREDOS smo med prvimi v Sloveniji uporabili tehnologije GIS (ESRI Arcview/MapObjects) pri modeliranju realnega SN-omrežja in izdelali vmesnik za povezavo z informacijskimi sistemi distribucijskih podjetij:

- **BTP:** v GREDOS-u je narejen modul za uvoz podatkov omrežja iz baze tehničnih podatkov (BTP). Modul je v uporabi za uvoz NNO na EI. Gorenjska iz SDMS preko ESRI Shapefile izmenjevalnih datotek;

V zadnjih nekaj letih se je program dopolnjeval z dodatnimi funkcionalnostmi, ki so bile izvedene v okviru nekaterih pilotskih projektov s področja pametnih omrežij:

- **CIM:** na EIMV je razvit programski vmesnik za izvoz modela CIM v GIS (ESRI/Shapefile), ki se lahko uvozi v program GREDOS;
- **SCALAR – korelator:** vir topoloških podatkov omrežja sistemu SCALAR predstavlja izvoz podatkov SN- in VN-omrežja s šiframi odklopnikov iz programa GREDOS, kar omogoča korelacijo izpada voda s pojavom strele;
- **AMI:** vmesnik GREDOS za uvoz podatkov obremenitev iz merilnega centra (uspešno testiran na omrežju RTP Žiri na območju Ljubljane).

OBDELAVA VELIKE KOLIČINE PODATKOV IZ NAPREDNIH MERILNIH SISTEMOV

Nezadostna podatkovna podpora je velika težava za načrtovalce. Vendar je tudi velika količina neprečiščenih podatkov, ki jih producirajo napredni merilni sistemi, lahko problem.

V fazi razvoja je nova metoda, ki omogoča analizo velikih količin podatkov, ki se v sistem stekajo iz naprednih merilnih sistemov (t. i. Big Data Mining).

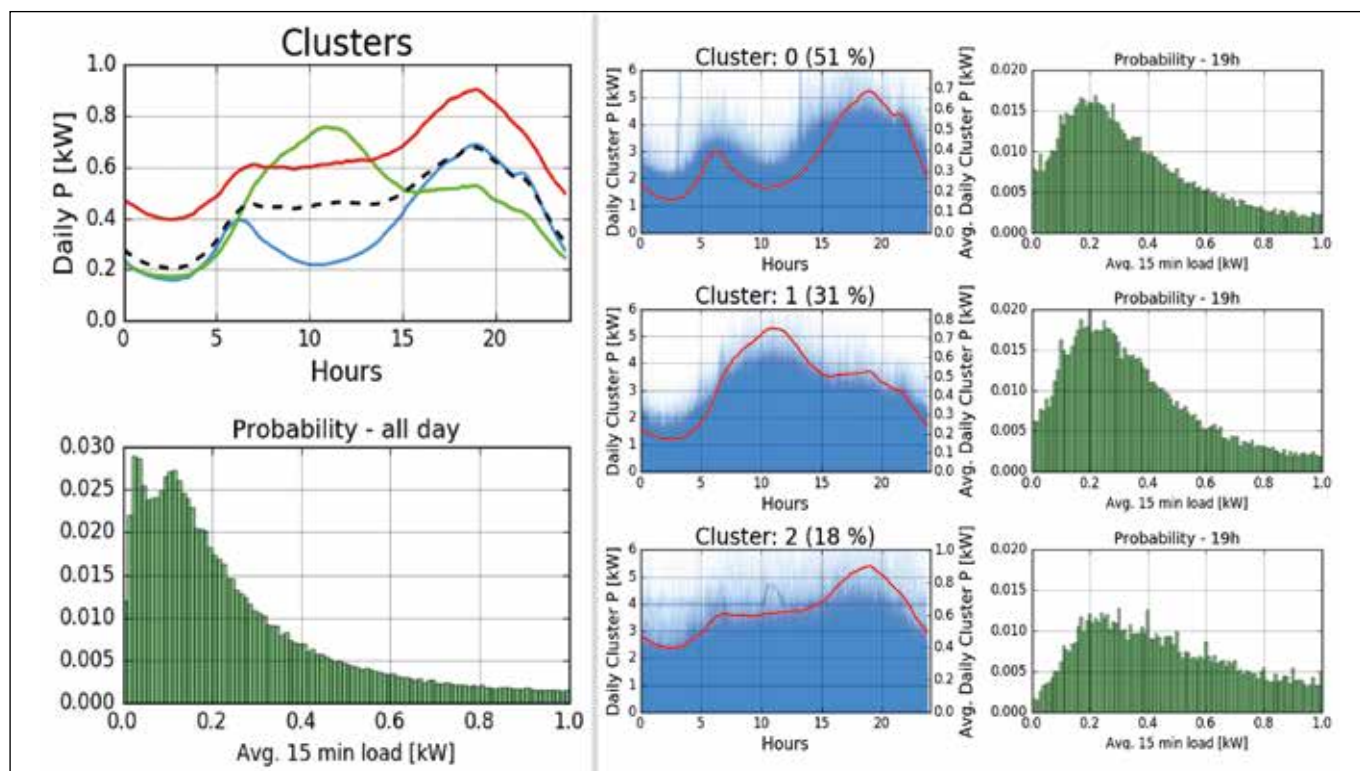
V fazi razvoja je nova metoda, ki omogoča analizo velikih količin podatkov, ki se v sistem stekajo iz naprednih merilnih sistemov (t. i. Big Data Mining).

Analiza podatkov, pridobljenih z naprednimi merilnimi sistemi, omogoča boljše razumevanje dogajanj v NN- in SN-omrežju ter bolj natančno ocenjevanje obremenitev obstoječih in bodočih tipskih odjemalcev (oblika dnevnega diagrama, faktorji prekrivanja).

S pomočjo strojnega učenja dnevne diagrame odjemalcev, ki navidezno delujejo naključno, grupiramo v nekaj povprečnih diagramov. Za primer 1-f gospodinjstev v času zime med delovnimi dnevi dobimo kot rezultat diagrame, prikazane na levem delu slike. To pomeni, da lahko ta tip odjema v tem časovnem obdobju aproksimiramo s tremi povprečnimi diagrami (zgornji levi kvadrant). V desnem delu slike z modro barvo prikazujemo vse diagrame, ki pripadajo posamezni

skupini (»cluster«), z rdečo barvo pa povprečne diagrame teh odjemalcev. Desno so prikazane še verjetnostne porazdelitve obremenitev ob 19. uri za posamezno skupino.

Obremenitve nato za vsak časovni interval in vsako skupino (»cluster«) aproksimiramo z Wiebullovimi funkcijami. To nam v nadaljevanju omogoča simulacijo vseh obratovnih stanj z metodo Monte Carlo.



Rezultati grupiranja dnevnih diagramov NN-odjema

RAZVOJNE DILEME

Navkljub pogosto nezadostnim investicijam v zadnjem obdobju slovensko elektrodistribucijsko omrežje zadovoljivo opravlja svojo nalogo. Sodimo, da je k temu prispeval tudi kakovosten proces načrtovanja razvoja v okviru projekta REDOS.

Distribucijski sistem je pred velikimi razvojnimi zahtevami – tako glede vključevanja novih porabniških tehnologij (npr. e-mobilnost in toplotne črpalke), ki bodo izjemno vplivale na velikost in strukturo omrežja, kot

glede uvajanja modernih telekomunikacijskih tehnologij, vse do popolne digitalizacije.

Slovenija je v vrhu držav z najvišjimi vlaganji v pametna omrežja na prebivalca. Ali toliko vlagamo tudi v osnovno dejavnost distribucijskih podjetij? Brez kakovostnega omrežja ni digitalizacije. Digitalna transformacija predstavlja dopolnilo in nadgradnjo sedanjega omrežja, nikakor pa ne more biti nadomestilo zanj. Pri pripravi načrtov razvoja omrežja se je treba teh dejstev zavedati. Digitalizacija distribucijskih omrežij je velik

izziv in odpira nove možnosti nadgradnje in izboljšav tudi v procesu načrtovanja razvoja. V okviru projekta REDOS jih tam, kjer je mogoče, že izkoriščamo. Razvijamo pa tudi nove metode in koncepte, ki nam bodo omogočili obravnavo vpliva teh tehnologij na potreben razvoj omrežja in dvigniti kakovostno raven za načrtovanje potrebnih vhodnih podatkov.

Električna energije je najbolj žlahtna oblika energije. Paziti moramo, kako s njo ravnamo in kako načrtujemo razvoj.

O AVTORJU

Štefan Ivanjko je inženir in energetski ekonomist z več kot 25-letnimi izkušnjami na področju modeliranja in analiz energetskih in elektroenergetskih sistemov. Sodeloval je pri projektih v Sloveniji in v tujini. Dodatna specialistična znanja s področja načrtovanja energetskih sistemov je pridobil na Univerzi v Grenoblu, v Franciji, ter v ZDA. Od leta 1988 je zaposlen na Elektroinštitutu Milan Vidmar v Ljubljani kot raziskovalec, vodja projektov in svetovalec. Njegovo osnovno področje delovanja so ocene razvoja porabe energije, kot ekspert pa je sodeloval tudi pri pripravi državnih razvojnih načrtov s področja energetske učinkovitosti, energetske politike, dolgoročnih energetskih strategij in energetskih trgov.



NAČRT RAZVOJA VISOKONAPETOSTNEGA OMREŽJA



Distribucijsko omrežje se začne s 110 kV napetostnim nivojem

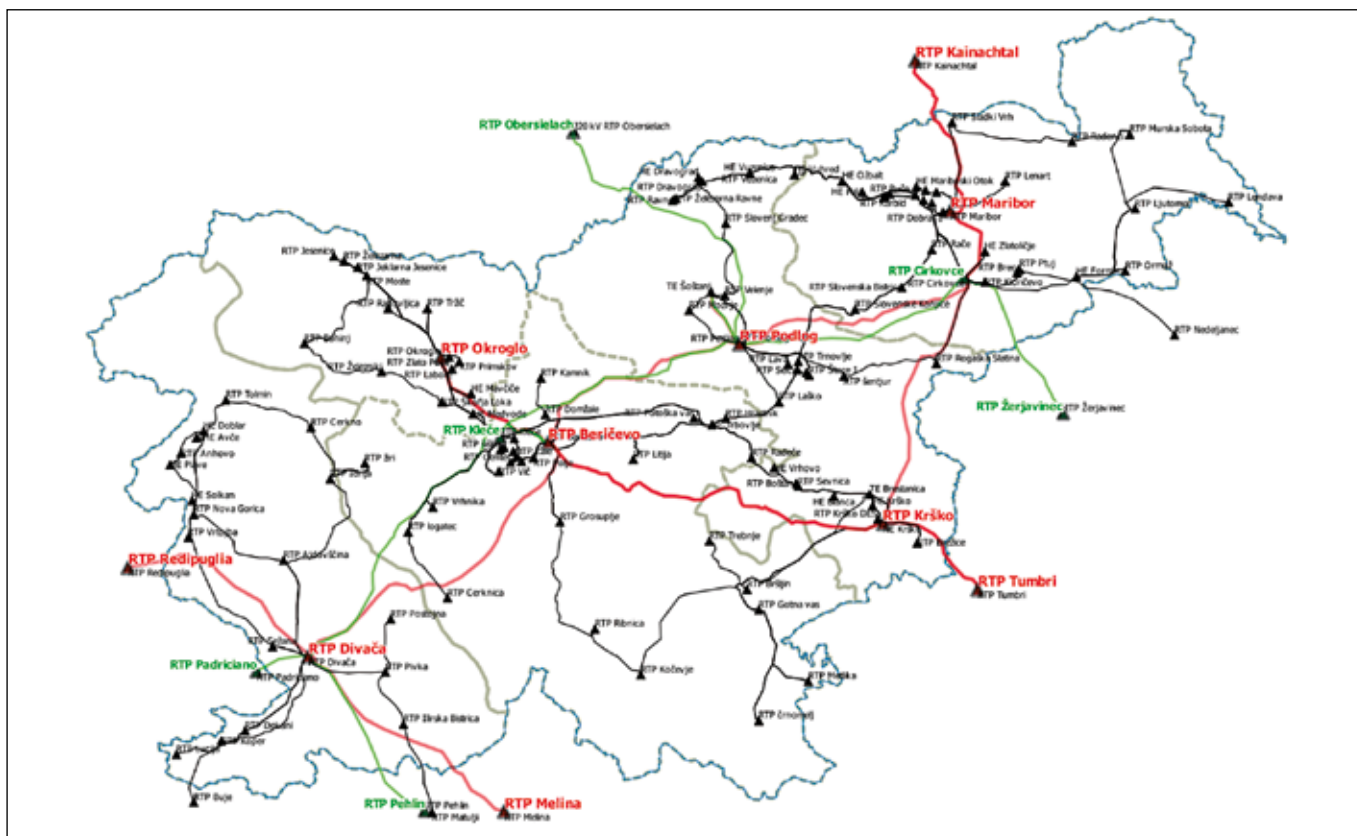
Matjaž Oswald, Elektro Ljubljana, izvršni direktor OE ORDO

KRITERIJI IZGRADNJE VN OMREŽJA

Izgradnja visokonapetostnega omrežja je pogojena s potrebo končnih uporabnikov po zagotavljanju oskrbe z električno energijo. Ta kriterij je še danes uveljavljen in najpomembnejši.

110 kV omrežje, ki predstavlja osnovno napajalno omrežje distribucijskim RTP 110 kV/SN, načrtujemo tako, da zagotovimo možnost dvostranskega napajanja oziroma zagotavljamo osnovni kriterij (N-1). Na tem nivoju kriterij (N-1) pomeni, da pri enojnih izpadih ne pride do prekinitve napajanja in

da ne pride do preobremenitev v omrežju. Ker razvoj prenosnega in distribucijskega omrežja ne more potekati ločeno, razvojne načrte usklajujemo s sistemskim operaterjem ELES.



Slika 1: Obstoječe visokonapetostno omrežje

RTP-je in transformatorje načrtujemo tako, da obremenitev energetskih transformatorjev v normalnih stanjih nikoli ne doseže nazivne moči, saj moramo zagotavljati rezervo ob izpadih. Razvoj sredjenapetostnih omrežij je najpogosteje takšen, da so RTP-ji povezani na SN-nivoju, vendar je možnost zagotavljanja rezervnega napajanja ob izpa-

dih transformatorjev preko SN-omrežij omejena zaradi preseganja dopustnih padcev napetosti in/ali šibkega omrežja. Zato RTP-je 110 kV/SN načrtujemo za samostojno obratovanje, kjer rezervo za izpad transformatorja zagotavljamo v samem RTP s preostalimi transformatorji. Pri načrtovanju transformacije dopuščamo kratkotrajno obremenjeva-

nje transformatorjev do 120 % nazivne moči. Dopustne obremenitve transformatorjev v normalnih stanjih napajanja so:

- v RTP z dvema transformatorjema do 60 % nazivne moči,
- v RTP s tremi transformatorji do 80 % nazivne moči.

PROBLEMATIKA DELITVE 110KV OMREŽJA NA PRENOSNO IN DISTRIBUCIJSKO OMREŽJE

Elektroenergetski zakon v 35. in 512. členu določa:

• 35. člen

(elektroenergetske dejavnosti)

⁽⁴⁾ Sistemski operater izvaja gospodarsko javno službo na prenosnem sistemu, ki obsega elemente elektroenergetskega sistema na 400- in 220-kilovoltni ravni, distribucijski operater pa na distribucijskem sistemu, ki obsega elemente na napetostnih ravneh, nižjih od 110 kilovoltov. Vlada z uredbo podrobneje opredeli elemente na 110-kilovoltni ravni, ki spadajo v prenosni oziroma v distribucijski sistem, pri čemer upošteva zlasti dejansko funkcionalnost vodov in stikališč, obstoječe stanje, minimizacijo potrebnih lastniških prenosov in plačil ter lastniško enotnost posameznih zank.

• 512. člen

(prenos 110-kilovoltnega operaterja)

Gospodarske družbe, ki imajo v lasti visokonapetostno 110-kilovoltno prenosno omrežje, so dolžne v treh letih od uveljavitve tega zakona s pogodbo odplačno prenesti lastnino in druge obligacijske ali stvarne pravice na omrežju, določenem z uredbo iz četrtega odstavka 35. člena tega zakona.

Vlada je v maju 2015 sprejela in v uradnem listu 35/15 objavila Uredbo o razmejitvi 110 kV omrežja v distribucijski in prenosni sistem. Z uredbo je definirano, da element 110 kV omrežja sodi v distribucijski sistem, kadar ima naslednje lastnosti ali funkcije: zagotavljanje napajanja odjemalcev, priključenih na distribucijsko omrežje, na zaključenem geografskem območju v normalnih razmerah in v izrednih razmerah po načelu N-1 in v normalnem obratovanju dnevnih

diagram obremenitev v pretežni meri sledi dnevnemu diagramu uporabnikov, priključenih na distribucijsko omrežje. Prav tako je uredba natančno definirala elemente v lasti distribucijskih podjetij, ki sodijo v prenosni sistem.

Kljub sprejeti zakonodaji in sodelovanju distribucijskih podjetij s sistemskim operaterjem, v okviru katerega so bile pripravljene podlage za prenos elementov prenosnega značaja, se še vedno zatika pri vključevanju novih in rekonstruiranih distribucijskih 110 kV objektov v obratovanje. Eden od problemov je različna razlaga pojma vodenje sistema in s tem povezane zahteve ELES-a po upravljanju elementov, ki po uredbi sodijo med distribucijske.

PREGLED SEDANJEGA STANJA

VN VODI	Elektro Maribor	Elektro Celje	Elektro Ljubljana	Elektro Gorenjska	Elektro Primorska	EDP skupaj
Nadzemni vodi (km)	205	101,3	344,9	102,3	50,6	804,1
Podzemni vodi (km)	6,7	0	6,2	3,3	0	16,2
Skupaj (km)	211,7	101,3	351,1	105,6	50,6	820,3
RTP (kom)	20	18	28	11	13	90

Tabela 1: Zbirni pregled VN-omrežja (stanje na dan 31. 12. 2015)

Dolžina 110 kV omrežja distribucijskih podjetij znaša 820 km in je skoraj v celoti v nadzemni izvedbi, v podzemni izvedbi je manj kot 2 % 110 kV omrežja. V obratova-

nju je 90 RTP 110 kV/SN s 192 energetskimi transformatorji VN/SN z instalirano močjo 5.476MVA. Večina energetskih transformatorjev 110 kV/SN je stara manj kot 30 let,

endar imajo transformatorji, ki so starejši od 20 let (še posebej starejši od 30 let), večje izgube v primerjavi s transformatorji, ki so bili vgrajeni v zadnjih desetih letih.

EDP	0–10 let	11–20 let	21–30 let	31–40 let	nad 40 let	Skupaj	Količina, ki že presega predvideno dobo uporabe	Povprečna starost [leta]
Elektro Maribor	1,8	5,2	15,9	145,7	36,3	205,0	36,3	35,9
Elektro Celje	0,0	0,0	41,1	22,6	37,6	101,3	37,6	36,1
Elektro Ljubljana	5,7	0,7	30,1	123,0	185,5	344,9	185,5	39,5
Elektro Gorenjska	22,2	1,8	49,8	10,0	18,5	102,3	19,3	30,4
Elektro Primorska	0,0	0,0	24,6	26,0	0,0	50,6	0,0	27,6
Skupaj	29,7	7,7	161,5	327,3	277,9	804,1	279	-
Delež [%]	3,7	1,0	20,1	40,7	34,6	100	34,7	-

Tabela 2: Nadzemni vodi 110 kV po starosti [km] (stanje na dan 31. 12. 2015)

Pri starosti 110kV daljnovodov je bolj kot povprečna starost, ki dosega tja do 40 let, zaskrbljujoče dejstvo, da skoraj 280 km vo-

dov ali 34 % vseh že presega predvideno življenjsko dobo uporabe. Zahvaljujoč dobremu vzdrževanju to še ne predstavlja težav

pri oskrbi uporabnikov in ne poslabšuje kakovosti napajanja.



EDP	0–10 let	11–20 let	21–30 let	31–40 let	nad 40 let	Skupaj	Količina, ki že presega predvideno dobo uporabe	Povprečna starost [leta]
Elektro Maribor	6,7	0,0	0,0	0,0	0,0	6,7	0,0	5,7
Elektro Celje	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Elektro Ljubljana	1,4	0,0	0,0	2,7	2,0	6,2	2,0	33,8
Elektro Gorenjska	2,3	1,0	0,0	0,0	0,0	3,3	0,0	11,6
Elektro Primorska	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
Skupaj	10,4	1,0	0,0	2,7	2,0	16,2	2,0	-
Delež [%]	64,2	6,2	0,0	16,7	12,3	99,4	12,3	-

Tabela 3: Kablovi 110 kV po starosti [km] (stanje na dan 31. 12. 2015)

NAČRT RAZVOJA 110 KV DISTRIBUCIJSKEGA OMREŽJA

V nadaljevanju je podan kratek pregled najpomembnejših načrtovanih investicij v prihodnjih desetih letih.

EDP	Obstoječi RTP 110/SN kV	Število predvidenih RTP 110/SN kV do leta 2026	Predvidena sredstva v izgradnjo RTP 110/SN kV (novogradnje)
	Število	Število	EUR
Elektro Maribor	20	1	4.225.000
Elektro Celje	18	3	7.970.000
Elektro Ljubljana	28	7	30.865.000
Elektro Gorenjska	11	1	4.300.000
Elektro Primorska	13	3	6.204.894
Skupaj	90	15	53.564.894

Del finančnih sredstev bo zagotovil SODO, d. o. o.

Tabela 4: Podatki o predvidenih RTP 110/SN kV

Nabor ključnih projektov na področju investicijskih vlaganj v RTP 110/SN kV do leta 2032 po geografskih območjih je sledeč:

Geografsko območje oskrbe Elektro Celje:

RTP 110/20 kV Mokronog, RTP (RP)110/20 kV Vojnik, RTP 110/20 kV Ravne (rekonstrukcija) in RTP 110/20 kV Velenje (rekonstrukcija).

Geografsko območje oskrbe Elektro Primorska:

RTP 110/20 kV Plave, RTP 110/20 kV Postojna, RTP 110/20 kV Izola, RTP 110/20 kV Pivka, RTP 110/20 kV Hrpelje, RTP 110/20 kV Ilirska Bistrica (rekonstrukcija) in RTP 110/20 kV Ajdovščina (rekonstrukcija).

Geografsko območje oskrbe Elektro Gorenjska:

RTP 110/20 kV Brnik, RTP 110/20 kV Kranjska Gora, RTP 110/20 kV Primskovo (rekonstrukcija) in RTP 110/20 kV Škofja Loka (rekonstrukcija).

Geografsko območje oskrbe Elektro Ljubljana:

RTP 110/20 kV PCL, RTP 110/20 kV Ločna (Krka), RTP 110/20 kV Ivančna Gorica z vključitvami, RTP 110/20 kV Vodenska, RTP 110/20 kV Dobruška vas z vključitvami, RTP 110/20 kV Brdo (Kozarje), RTP 110/20 kV Toplarna, RTP 110/20 kV Vrtača (Tobačna), RTP 110/20 kV Rudnik, RTP 110/20 kV Vižmarje z vključitvami, RTP 110/20 kV Vevče.

Geografsko območje oskrbe Elektro Maribor:

RTP 110/20 kV Dobrovnik z vključitvijo.

V obstoječih RTP je predvidena ojačitev transformacije, s čimer bo izpolnjen kriterij N-1 v transformaciji 110/SN in zagotovljeno samostojno obratovanje v primeru izpada ene transformatorske enote. Prav tako so predvidene dograditve 110 kV transformatorskih in vodnih polj.

Primarna oprema (odklopniki in ločilniki), sekundarna oprema (merilni transformatorji, lastna poraba razvodi enosmerne in izmenične napetosti, signalno krmilni kabelski vodi in ozemljitveni sistemi), zaščita, sistemi za brezprekinitveno napajanje, akumulatorske baterije in oprema za vodenje (končne postaje – RTU) v 110 kV in SN-stikališčih je zaradi starosti dotrajana in nezanesljiva, tehnološko zastarela ter nepredvidljiva v svojem delovanju in povzroča nezanesljivo napajanje odjemalcev z električno energijo. Obnove oz. rekonstrukcije se bodo izvajale v takšnem obsegu, kot ga narekujejo zgoraj navedeni argumenti.

VODI 110 KV

EDP	Obstoječi vodi 110 kV	Predvideni vodi 110 kV do leta 2026	Predvidena sredstva v izgradnjo DV 110 kV (novogradnje)
	km	km	EUR
Elektro Maribor	211,7	110,5	29.530.000
Elektro Celje	101,3	18,2	8.090.000
Elektro Ljubljana	351,1	117,5	58.051.500
Elektro Gorenjska	105,6	20,0	8.000.000
Elektro Primorska	50,6	1,6	700.000
Skupaj	820,3	267,8	104.371.500

Tabela 5: Podatki o predvidenih VN 110 kV vodih

Pri rekonstrukcijah 110 kV vodov so načrtovane zamenjave vrvi, stebrov, obesne opreme in izolatorjev, antikorozijska zaščita jeklenih oporišč ter sanacija ozemljev.

V nadaljevanju so podani podatki o razlogih za izgradnjo novih 110 kV vodov in faza, v kateri se investicija nahaja.

ELEKTRO CELJE

DV+KB 2x110 kV Trebnje–Mokronog

Na območju Mokronoga se že v normalnem stanju pojavljajo visoki padci napetosti kljub napajanju dela omrežja iz RTP Trebnje 110/20 kV (Elektro Ljubljana, d. d.). Rezervno napajanje za del omrežja na območju Mirne in Šentruperta ni izvedljivo. Zato je nujna izgradnja RTP s priključnim 110 kV vodom. Predvidena RTP 110/20 kV Mokronog bo priklopljena na 2x DV 110 kV Trebnje–Mokronog (pribl. 9 km) +2xKB (0,4 km), ki bo predvidoma zgrajen v letu 2024.

Objekt je v fazi državnega prostorskega načrta.

DV+KB 2x110 (20 kV) RTP Ravne–RTP Mežica

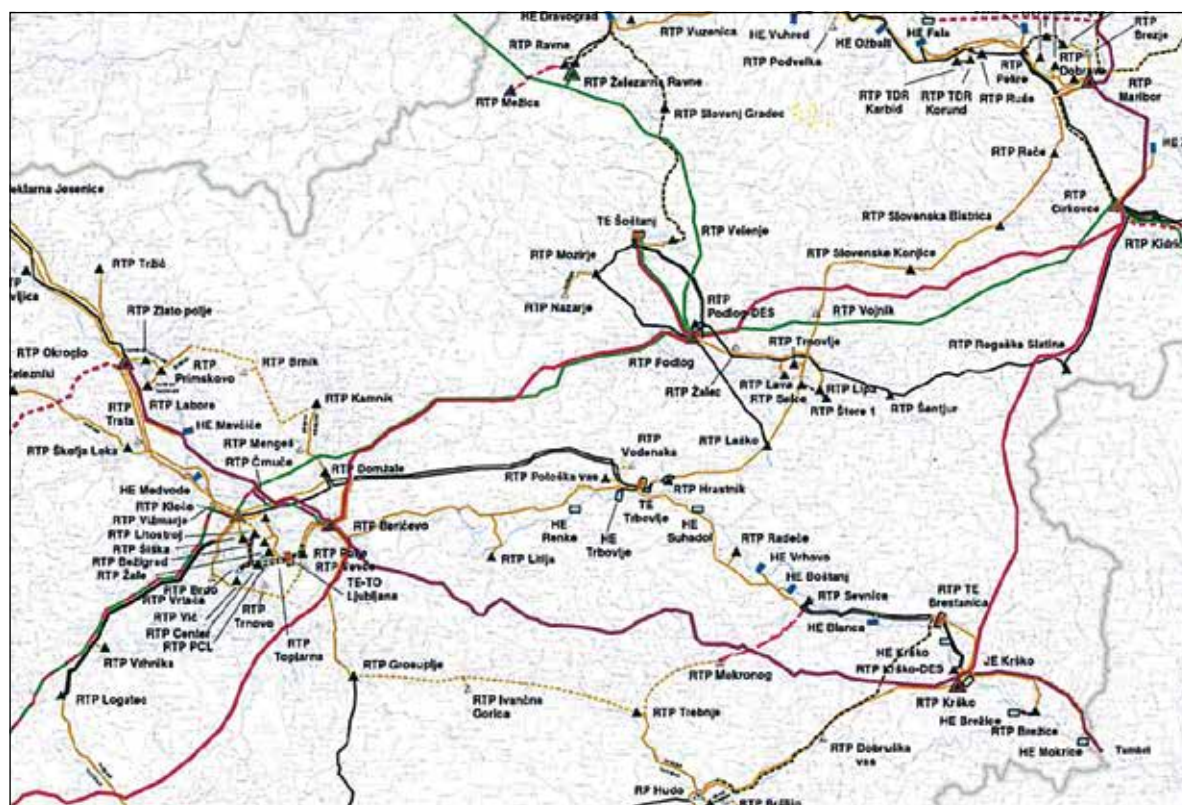
Zaradi povečanih obremenitev na območju Mežiške doline se dolgoročno planira RTP Mežica 110/20 kV. Dolžina trase daljnovo-oda je 8 km, dolžina trase kablovoda pa 0,5 km. Predvideno leto izgradnje je 2022, vod bo sprva obratoval na 20 kV. Izgradnja RTP 110/20 kV Mežica se načrtuje v letu 2026.

Objekt je v fazi občinskega podrobnega prostorskega načrta.

KB 2x110 kV RTP Vojnik do 110 kV DV RTP Selce–RTP Slovenske Konjice

Izgradnja kablovoda 2 x 110 kV med predvidenim RTP Vojnik in 110 kV DV RTP Selce–RTP Slovenske Konjice je potrebna zaradi vključitve nove RTP 110/20 kV Vojnik v VN mrežo 110 kV. Predvidena izgradnja je do leta 2021. Dolžina trase KB je 0,3 km. V kablovod bo predvidoma investiral Eles, d. o. o.

Objekt je v fazi projektiranja.



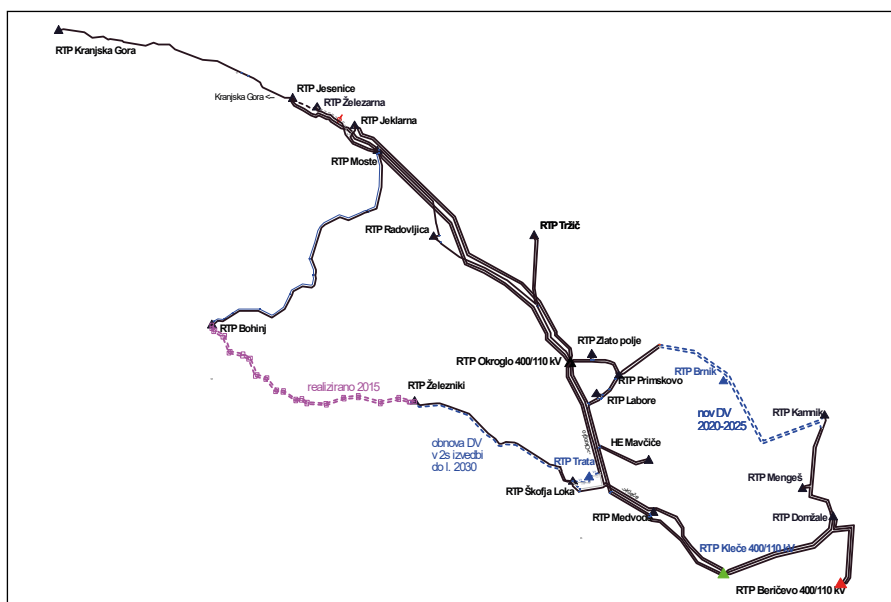
Slika 2: Elektro Celje – Razvojna geografska in enopolna shema za 110 kV objekte



ELEKTRO GORENJSKA

DV 2x110 kV Kamnik–Visoko (18 km)

Z izgradnjo DV 2x110 kV Kamnik–Visoko bo zagotovljeno dvostransko napajanje RTP 110/20 kV Kamnik in RTP 110/20 kV Mengeš skladno s kriterijem N-1 in s tem tudi ustrezna zanesljivost obratovanja obeh RTP-jev. V obstoječem stanju se RTP Kamnik in RTP Mengeš napajata po enem sistemu DV 2x110 kV Domžale–Kamnik. Skupna konica območja med Domžalami in Kamnikom se na 110 kV napetostnem nivoju približuje termični zmogljivosti (101 MVA) 110 kV DV Beričevo–Domžale oziroma Kleče–Domžale, preko katerega se območje oskrbuje. Načrtovan DV 2x110 kV Kamnik–Visoko je utemeljen v študijah razvoja prenosnega omrežja izdelovalca EIMV in bo omogočil nemoteno oskrbo območja tudi ob predvidenem porastu odjema. Z načrtovano DV-povezavo bo vzpostavljena dvosistemska 110 kV povezava med RTP Okroglo in RTP Beričevo, ki bo zagotovila ustrezno zanesljivost oskrbe tudi načrtovanim RTP



Slika 3: Elektro Gorenjska – Razvojna geografska in enopolna shema za 110 kV objekte

110/20 kV na območju Elektra Gorenjska. DV poteka polovico po območju Elektra Gorenjska, tako da smo v Elektru Ljubljana za investicijo predvideli polovico finančnih sredstev.

Faza projekta: Študija variant in okoljsko poročilo sta narejena. Vlada RS je sprejela sklep o izbrani varianti trase v skladu z ZU-PUDPP. Izdelan je osnutek DPN-ja. DPN bo sprejet predvidoma leta 2016.

ELEKTRO LJUBLJANA

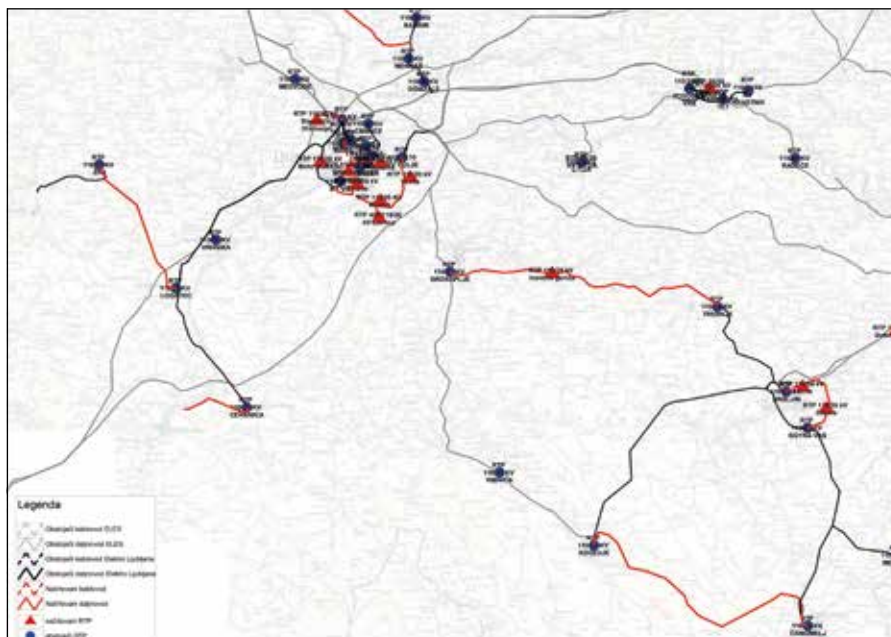
KB 110 kV PCL–TE–TOL (1,9 km)

Z izgradnjo 110 kV KB povezave PCL–TE–TOL bo zagotovljeno osnovno napajanje RTP 110/20 kV PCL, katerega gradnja se bo zaključila v letu 2017. Z zagotovitvijo 110 kV napajanja RTP 110/20 kV PCL bo možno priključevati nove uporabnike omrežja na območju centra Ljubljane (Situla, Hotel severna vrata, Emonika, Bežigranski športni park ...). RTP 110/20 kV PCL bo napajal 45 MVA odjema in bo omogočal začetek izvajanja prehoda obratovanja z 10 kV na 20 kV napetostni nivo na območju centra glavnega mesta RS.

Faza projekta: PGD-dokumentacija je izdelana, SODO pridobiva služnosti. Pričetek gradnje je predviden v začetku leta 2018.

KB 110 kV PCL–Center–TE–TOL (3,8 km)

Z izgradnjo 110 kV KB povezave PCL–Center–TE–TOL zagotovimo osnovno in rezervno napajanje RTP Center in RTP PCL. Z izgradnjo te 110 kV KB povezave nastopijo pogoji za upustitev dotrajane in že amortizirane 110 kV KB povezave Žale–Center. V kolikor se 110 kV KB povezava med PCL in Centrom ne zgradi, bo v primeru izpada 110 kV KB povezave Center–TE–TOL ostalo brez dobave električne energije 13.025 uporab-



Slika 4: Elektro Ljubljana – Razvojna geografska in enopolna shema za 110 kV objekte na območju Ljubljane

nikov distribucijskega omrežja, napajanih iz RTP Center, ki so v letu 2015 dosegli maksimalno konico 48 MVA. Enako velja za primer izpada 110 kV KB povezave PCL–TE–TOL, ko bi brez 110 kV KB povezave med PCL in Centrom ostalo brez napajanja 45 MVA koničnega odjema.

Faza projekta: V izdelavi je PGD-dokumentacija.

DV 2x110 kV Grosuplje–Trebnje (34 km)

Z izgradnjo DV 2x110 kV Grosuplje–Trebnje bo zagotovljeno osnovno in rezervno napajanje načrtovane RTP 110/20 kV Ivančna Gorica in rezervno napajanje RTP 110/20 kV Trebnje, ki je trenutno napajana radialno iz RP 110 kV Hudo. Omenjen DV prispeva k izboljšanju kakovosti napajanja celotne regije. Z izgradnjo objekta bo zagotovljeno rezervno napajanje Dolenjske. DV predstavlja paralelno povezavo šibki povezavi med

Kočevjem in Novim mestom in omogoča nemoteno oskrbo odjema električne energije v Grosuplju ob izpadu DV 2x110 kV Grosuplje–Beričevo. DV 110 kV bomo gradili v dveh fazah: najprej DV 110 kV Trebnje–Ivančna Gorica in nato DV 110 kV Ivančna Gorica–Grosuplje.

Faza projekta: Za objekt je izdelan DPN in sprejeta je uredba Vlade RS, objavljena v Ur. l. RS 71/10 dne 6. 9. 2010, in sprememba uredbe. V izdelavi je projektna dokumentacija za prvo fazo izgradnje daljnovoda DV 2x110 kV RTP Trebnje–RTP Ivančna Gorica. Pridobivajo se služnosti za prvo fazo.

KB 110 kV Vrtača–Center (4,3 km)

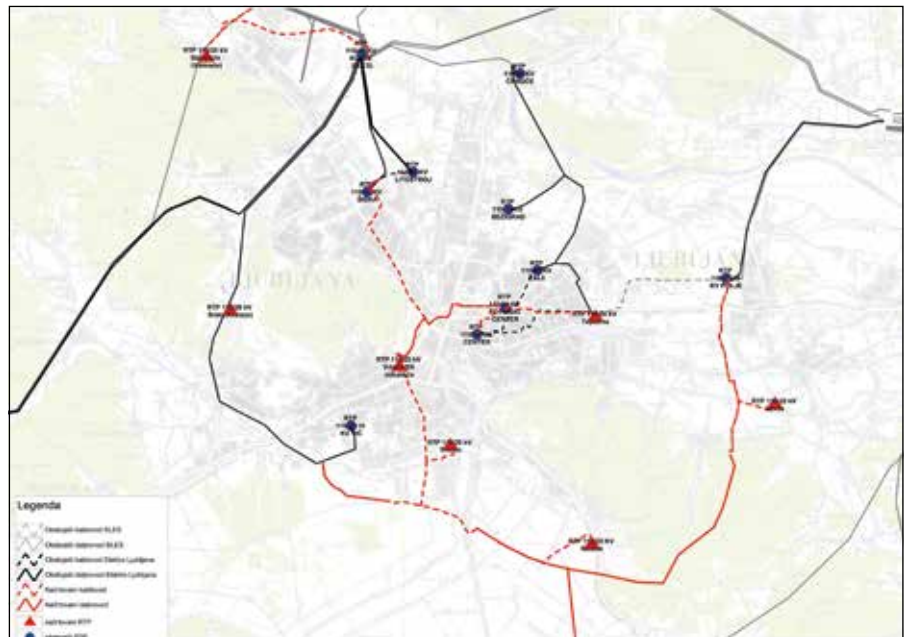
Z izgradnjo te 110 kV kableske povezave zagotovimo dvostransko napajanje RTP Vrtača, ki bo z druge strani napajana iz RTP Šiška. S tem zagotovimo ustrezno zanesljivost napajanja (N-1) načrtovani RTP Vrtača.

Faza projekta: Objekt je zajet v novih prostorskih aktih MOL (SPN in IPN). Izdelan je IDZ.

DV 2x110 kV Polje–Vič (14 km)

Z izgradnjo DV 2x110 kV Polje–Vič bo zagotovljeno dvostransko napajanje RTP Vič (zagotovitev osnovnega kriterija zanesljivosti N-1) ter osnovno in rezervno napajanje novih RTP Rudnik in RTP Vevče. Z izgradnjo objekta se zaključijo 110 kV južna zanka okoli mesta Ljubljane. V novo 110 kV zanko se vključijo tudi načrtovana RTP Brdo. Dvosistemski DV 2x110 kV Polje–Vič bomo zgradili od RTP Polje preko vzhodne ljubljanske obvoznice, proti jugu preko železniških koridorjev, vzporedno z vzhodno obvoznico in preko Zaloške ceste ter Ljubljane. Trasa se nadaljuje preko Golovca in AC viadukta po ljubljanskem barju do obstoječega DV 2x110 kV Kleče–Vič v skupni dolžini 14 km. Od celotne dolžine načrtovanega 110 kV voda je na območju ljubljanskega barja predvidena izvedba pribl. 6 km v kabelski izvedbi.

Faza projekta: Za objekt je izdelan DPN in sprejeta je uredba Vlade RS, objavljena v Ur. l. RS, št. 50/10 dne 4. 6. 2010. Izvedene so tudi arheološke raziskave.



Slika 5: Elektro Ljubljana – Razvojna geografska in enopolna shema za 110 kV objekte na območju Ljubljane

DV 2x110 kV Bršljin–Gotna vas (11,8 km)

RTP 110/20 kV Bršljin in RTP 110/20 kV Gotna vas sta v obstoječem stanju radialno napajani iz RP Hudo. V primeru, da izpade obstoječa 2x110 kV DV povezava med RP Hudo ter RTP 110/20 kV Gotna vas, ostane celotno območje Bele krajine ter RTP 110/20 kV Gotne vasi brez ustreznega napajanja. Rezerva iz kočevskega območja je zaradi velikih razdalj onemogočena. Oba RTP-ja napajata velike in občutljive odjemalce električne energije (tovarna zdravil Krka, tovarna avtomobilov Revoz), ki v bližnji prihodnosti načrtujejo širitev proizvodnih dejavnosti in posledično povečanje električne priključne moči. Z izgradnjo 110 kV DV med Bršljinom in Gotno vasjo bomo sklenili 110 kV novomeško zanko, za RTP Bršljin in RTP Gotna vas pa zagotovili kriterij napajanja N-1 na 110 kV napetostnem nivoju. V DV-povezavo se bo vzankala nova RTP 110/20 kV Ločna, ki bo napajala tovarno zdravil Krka in odjem Ločne.

Faza projekta: Gradbeno dovoljenje je pridobljeno za celoten objekt. Z gradnjo nadzemnega dela daljnovoda smo pričeli spomladi 2016.

DV 2x110 kV Kočevje–Črnomelj (34 km)

Z izgradnjo DV 2x110 kV Kočevje–Črnomelj bo zagotovljeno dvostransko napajanje RTP 110/20 kV Črnomelj in RTP 110/20 kV Metlika. Danes se oba RTP-ja 110/20 kV napajata radialno po dvosistemskem 110 kV daljnovodu iz RP 110 kV Hudo. Z izgradnjo 110 kV daljnovoda med Kočevjem in Črnomeljem se bo oblikovala 110 kV zanka, ki se bo preko Bele krajine in Kočevja zaključila med RTP Grosuplje in RP Hudo. Novi DV 110 kV bo pomenil povečano zanesljivost napajanja 110 kV omrežja na območju Bele krajine. Skladno s kriterijem N-1 pa bo zagotovljena tudi zadostnost oskrbe 110 kV omrežja na omenjenem območju. Izgradnja 110 kV voda bo zagotovila tudi dvostransko napajanje RTP Kočevje v času rekonstrukcije starega in dotrajanega 110 kV voda RTP Kočevje–RP Hudo.

Faza projekta: Študija variant poteka trase je narejena. V letošnjem letu bo predvidoma s strani Vlade RS potrjena izbrana varianta.





ELEKTRO MARIBOR

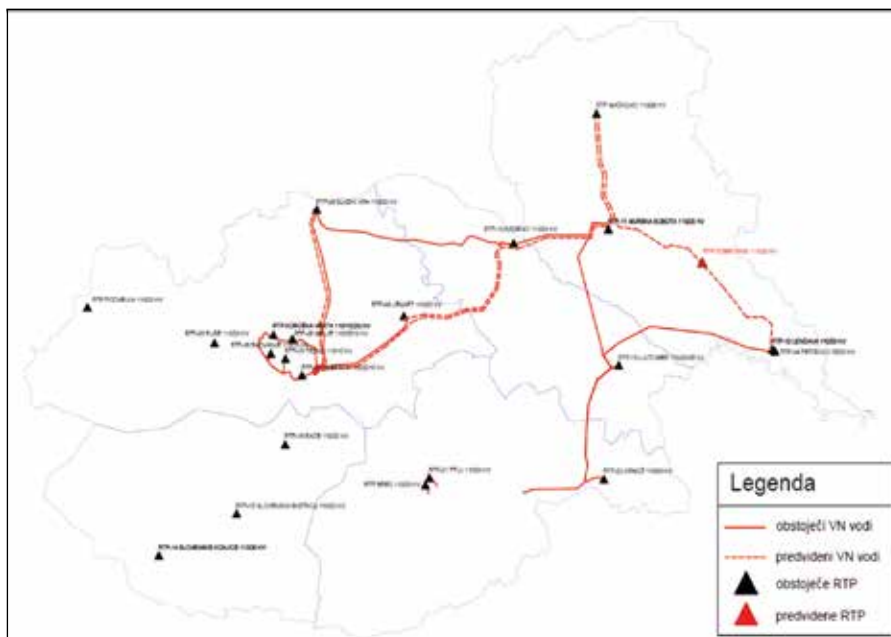
DV 2 x 110 kV Murska Sobota–Lendava

RTP Lendava je v 110 kV omrežje vključena z enosistemskim 110 kV daljnovodom RTP Ljutomer–RTP Lendava. V primeru izpada tega 110 kV daljnovoda se rezervno napajanje vzpostavi po 35 kV daljnovodu RTP Ljutomer–RTP Petišovci (transformacija 20/35 kV, 8+8 MVA v RTP Ljutomer, DV 35 kV Ljutomer–Petišovci, transformacija 35/20 kV, 8+8 MVA v Petišovcih). Ker je konična obremenitev v RTP Lendava že leta 2000 preseгла 10 MVA, rezervno napajanje po 35 kV daljnovodu iz Ljutomera in navedenih transformacijah v Ljutomeru in Petišovcih ne zadošča. Z izgradnjo dvosistemskega daljnovoda Murska Sobota–Lendava bo RTP Lendava imela zagotovljeno dvostransko napajanje na 110 kV nivoju (izpolnjen kriterij N-1). Za zagotovitev rezervnega napajanja Lendave do začetka obratovanja 110 kV daljnovoda Murska Sobota–Lendava je bila v letu 2013 okrepljena transformacija 20/35 kV v Ljutomeru in 35/20 kV v Petišovcih na 2 x 8 MVA, s čimer je omogočeno rezervno napajanje najbolj občutljivih industrijskih odjemalcev v Lendavi.

Daljnovod dolžine približno 28 km bo izveden na jeklenih oporiščih z vodniki Al-Fe 240/40 mm². V dosedanem postopku pridobivanja gradbenega dovoljenja je bila pridobljena Uredba o državnem prostorskem načrtu in okoljevarstveno soglasje. V postopku pridobitve gradbenega dovoljenja je v teku pridobivanje služnostnih pogodb z lastniki zemljišč. Začetek obratovanja daljnovoda je načrtovan ob koncu leta 2023.

DV 2 x 110 kV Lenart–Radenci

RTP 110/20 kV Lenart je enostransko napajana po 110 kV dvosistemskem daljnovodu RTP Maribor–RTP Lenart. Z izgradnjo dvosistemskega 110 kV daljnovoda Lenart–Radenci v dolžini približno 16,5 km in vodniki Al-Fe 240/40 mm² bo RTP Lenart dobila dvostransko napajanje (izpolnjen kriterij N-1 na 110 kV). Drugi sistem vodnikov tega dvosistemskega daljnovoda bo del daljnovodne povezave med RTP Maribor in RTP Murska Sobota, s katerim bo okrepljena pomurska zanka za primer izpada



Slika 6: Elektro Maribor – Razvojna geografska in enopolna shema za 110 kV objekte

110 kV daljnovoda Formin–Ormož

Za daljnovod RTP Lenart–RTP Radenci je bila sprejeta uredba o državnem prostorskem načrtu, pridobivamo služnostne pravice na zemljiščih, čez katera bo potekal daljnovod. Dokončanje gradnje daljnovoda in začetek obratovanja je predviden v letu 2025.

DV 110 kV RTP Maribor–RTP Sladki Vrh

Dodatna 110 kV povezava med RTP Maribor in RTP Sladki Vrh je potrebna za podvojitev zahodnega dela pomurske zanke na odseku Maribor–Sladki Vrh. Daljnovod dolžine pribl. 20 km bo izveden z vodniki Al-Fe 240/40 mm². Zaradi lažjega umeščanja novega daljnovoda v prostor bo treba obstoječi enosistemski 110 kV daljnovod RTP Maribor–RTP Sladki Vrh nadomestiti z novim dvosistemskim 110 kV daljnovodom na isti trasi. Za novi daljnovod se postopki pridobivanja projektne dokumentacije in gradbenega dovoljenja še niso začeli. Začetek obratovanja daljnovoda je predviden leta 2026.

DV 110 kV RTP Maribor–RTP Murska Sobota

110 kV povezava med RTP Maribor in RTP Murska Sobota je potrebna za ojačitev pomurske zanke ob izpadu dvosistemskega 110 kV daljnovoda Formin–Ormož. Za izvedbo povezave bo treba na relaciji od RTP

Maribor do ločitve obstoječih 110 kV daljnovodov v smeri Sladkega vrha in v smeri Lenarta zgraditi novi DV (KBV) 2 x 110 kV, na obstoječi DV 2 x 110 kV RTP Maribor–RTP Lenart od omenjene točke ločitve DV 110 kV do RTP Lenart montirati še drugi sistem vodnikov Al/Fe 240/40 mm², zgraditi DV 2 x 110 kV RTP Lenart–RTP Radenci in obstoječi DV 110 kV RTP Radenci–RTP Murska Sobota nadomestiti z novim DV 2 x 110 kV. Novi dvosistemski 110 kV vod (dolžine pribl. 1–2 km v podzemni ali nadzemni izvedbi) bo na odseku od RTP Maribor do točke ločitve med obstoječim 110 kV daljnovodom Sladki vrh in 2 x 110 kV daljnovodom Lenart služil tudi za vključitev drugega sistema DV 110 kV v smeri proti RTP Sladki vrh.

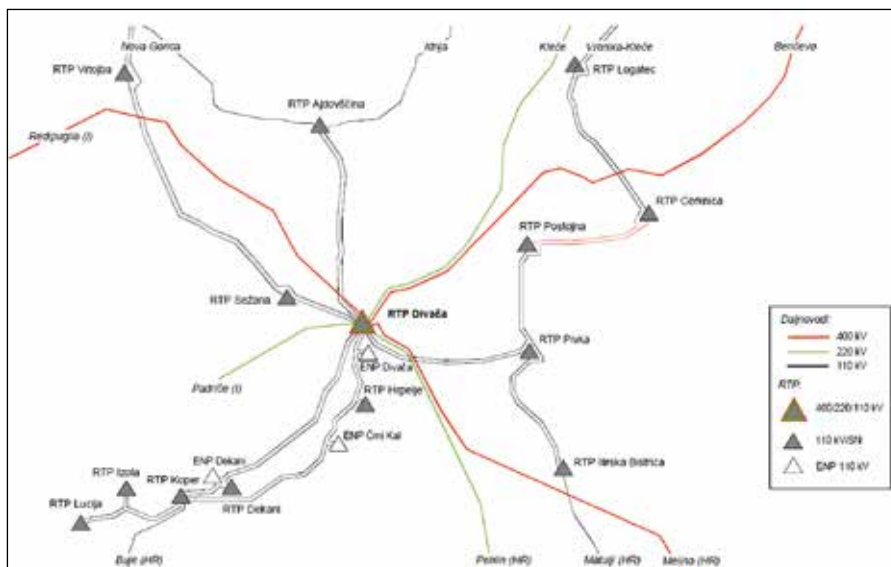
Za navedeno 110 kV daljnovodno povezavo med RTP Maribor in RTP Murska Sobota se še ni začel postopek pridobivanja projektne dokumentacije in gradbenega dovoljenja. Vključitev v obratovanje je predvidena leta 2026.

ELEKTRO PRIMORSKA

DV 110 kV Pivka–Postojna (odsek Pivka–ENP Pivka)

Osnovno napajanje RTP 110/20 kV Postojna je po dvosistemskem daljnovodu 110 kV, kjer en sistem obratuje z obratovalno nape-
tostjo 20 kV, drugi pa 110 kV. Dvosistemski daljnovod ne zadosti kriteriju (N-1). To se je pokazalo v času žledne havarije. Prehod dvosistemskega daljnovoda 2x110 kV je potreben za lažje obratovanje in vzankanje RTP Divača–Pivka–Ilirska Bistrica, kot je predvideno v razvojnem načrtu ELES.

Za prehod drugega sistema na 110kV načrtujemo obnovo 1,6 km dolgega odseka daljnovoda 110 kV od RTP Pivka do ENP Pivka. Pričetek gradnje je predviden v letu 2017. V času havarije smo del Postojne napajali po neporušenem delu daljnovoda in po SNO med Pivko in Postojno. Rešitev za visoke padce napetosti je bila uporaba obratovalskih metod za uravnavanje nape-
tostnega profila: regulacija napetosti v RTP Pivka 110/20 kV in nadkompenzacija jalove moči v Postojni, kar v normalnih razmerah ne bi bilo mogoče, saj je bilo treba preurediti del omrežja za ustrezen dvig napetosti.



Slika 7: Elektro Primorska – Razvojna geografska in enopolna shema za 110 kV objekte

DV 110 kV Postojna–Cerknica

Povezava DV 110 kV Postojna–Cerknica je pomembna za dolgoročno zanesljivo obra-
tovanje področja, ki ga napaja RTP Postojna 110/20 kV. Z njim zagotovimo N-1 za Postojno. S predvideno 2x110 kV povezavo RTP Postojna–RTP Cerknica (Elektro Ljubljana) se energetsko povezuje dva 110 kV bazena. Tako se povečuje zanesljivost obratovanja Postojne in RTP na območju Elektra Ljubljana.

Investicija se s strani Elektra Primorska, d. d., zamika zaradi ustrezne rezerve po 20 kV omrežju, ki smo jo zgradili v letu 2016.

PRIČAKOVANJA

Distribucijska podjetja načrtujemo, da bi v izgradnjo visokonapetostnega omrežja, s katerim bomo zagotovili ustrežno kakovost, zanesljivost in zmogljivost napajanja distribucijskih uporabnikov vložila več kot 100 mio € za novogradnje vodov in več kot 50 mio € za novogradnje RTP. Za realizacijo teh investicij potrebujemo jasne usmeritve in stabilno okolje, saj umeščanje visokonapetostnih objektov v prostor in pridobivanje soglasij zahteva leta dela.

Pri tem opozarjamo na prepogosto spreminjanje zakonodaje na področju umeščanja v prostor in gradnje infrastrukturnih objektov, ki za sabo potegne spreminjanje postopkov, potrebno izobraževanje zaposlenih in mrtev čas zaradi prilagajanja novostim na strani soglasodajalcev.

Težave pri planiranju razvoja oziroma potreba uporabnikov povzročata tudi pomanjkanje razvojnih strategij na nivoju države. Še vedno nista sprejeta Energetski koncept in Strategija prostorskega razvoja Slovenije, ki predstavljata osnovo za razvoj, umeščanje in gradnjo infrastrukture v Republiki Sloveniji.

Veliko negotovost povzročata tudi stalno spreminjanje razmejitve prenosnega in distribucijskega omrežja. Nerazumljivo je, da na preprosto vprašanje, ali so objekti, ki so načrtovani v Načrtu razvoja distribucijskega omrežja, distribucijski MZI, ki je za ta načrt dalo soglasje, v dveh mesecih ne uspe odgovoriti. To pod vprašaj postavlja za več kot 100 milijonov € investicij, saj ni razloga za to, da bi distribucijska podjetja ob pomanjkanju sredstev za sredjenapetostno in nizkonapetostno omrežje in izzivih, ki jih za ta dva napetostna nivoja predstavlja vključevanje obnovljivih virov in elektromobilnost, vlagala v razvoj prenosnega omrežja.

O AVTORJU

Matjaž Osvald, univ. dipl. inž. el., je v Elektru Ljubljana zaposlen od leta 1993, razen v letih 2007–2010, ko je na SODO, d. o. o., opravljal funkcijo tehničnega direktorja. Na delovnem mestu izvršnega direktorja organizacijske enote Obratovanje in razvoj distribucijskega omrežja je odgovoren za obratovanje in razvoj distribucijskega sistema, merjenje in obračun električne energije ter delo z uporabniki.

VIRI:

- [1] Načrt razvoja distribucijskega omrežja za obdobje 2017–2026, Elektro Celje, d. d.
[2] Načrt razvoja distribucijskega omrežja za obdobje 2017–2026, Elektro Gorenjska, d. d.
[3] Načrt razvoja distribucijskega omrežja za obdobje 2017–2026, Elektro Ljubljana, d. d.

- [4] Načrt razvoja distribucijskega omrežja za obdobje 2017–2026, Elektro Maribor, d. d.
[5] Načrt razvoja distribucijskega omrežja za obdobje 2017–2026, Elektro Primorska, d. d.
[6] Načrt razvoja distribucijskega omrežja za obdobje 2015–2024, SODO, d. o. o.



NAČRT RAZVOJA SREDNJENAPETOSTNEGA OMREŽJA



Cilj je čim višja stopnja kablitve SN omrežja

mag. Boštjan Turinek, Elektro Celje, direktor sektorja za obratovanje in razvoj, s sodelavci

Distribucijsko omrežje v Sloveniji se je razvijalo postopno in skozi celotno obdobje elektrifikacije na Slovenskem. Skozi celotno obdobje so se razvijali različni modeli načrtovanja. Pri načrtovanju omrežja se uporablja najnovejša cenovno sprejemljiva tehnika in tehnologije, ki so na voljo. Za pravi razvoj distribucijskega omrežja veljajo pravila načrtovanja in usmeritve posameznih podjetij. Vsako podjetje investira v distribucijsko omrežje v okviru svojih finančnih in izvedbenih sposobnosti.

IZHODIŠČA NAČRTA RAZVOJA

Pri izdelavi desetletnega načrta razvoja distribucijskega omrežja električne energije (v nadaljevanju NRO) posamezno podjetje upošteva izhodiščne zahteve, ki izhajajo iz veljavnih pravnih aktov in dokumentov, ki urejajo področje energetike, elektroenergetike in distribucije električne energije. V izdelavo so vključene tudi zahteve in usmeritve iz direktiv in predpisov Evropske skupnosti s področja oskrbe z energijo in rabe energije.

Krovni zakonski dokument, ki ureja področje elektroenergetike, je 30. člen Energetskega zakona EZ-1, Ur. l. RS št. 17/2014 (v nadaljevanju EZ-1). EZ-1 opredeljuje načela, elemente in pripravo energetske politike. Cilj energetske politike je zagotavljanje pogojev za varno in zanesljivo oskrbo uporabnikov z energijskimi storitvami po tržnih načelih in načelih trajnostnega razvoja ob upoštevanju njene učinkovite rabe, gospodarne izrabe obnovljivih virov energije ter pogojev varovanja okolja. Pri izdelavi načrta razvoja se upoštevajo še naslednji dokumenti:

- Resolucija o Nacionalnem energetskem programu (Ur. l. RS št. 57/2004; v nadaljevanju NEP),
- Akcijski načrt za energetske učinkovitost za obdobje 2014–2020 (AN URE 2020),
- Nacionalni akcijski načrt za obnovljive

vire energije za obdobje 2010–2020 (v nadaljevanju: AN OVE),

- Strategija prostorskega razvoja Slovenije,
- Prostorski red Slovenije:
 - Zakon o prostorskem načrtovanju,
 - Zakon o graditvi objektov,
 - Zakon o umeščanju prostorskih ureditev državnega pomena v prostor.

Distribucijska podjetja pri pripravi 10 NRO upoštevajo zakonodajo in predpise, ki določajo mehanizme za zanesljivo, konkurenčno in okolju prijazno oskrbo z energijskimi storitvami. Upoštevamo zastavljeni cilj, da je treba stalno povečevati tehnično zanesljivost delovanja energetskih omrežij in kakovost oskrbe ter končne uporabnike oskrbovati z električno energijo, katere kakovost ustreza mednarodnim standardom.

Razvoj distribucijskega omrežja in distribucijskega elektroenergetskega sistema (v nadaljevanju DEES) mora biti zasnovan

tako, da omogoča uresničevanje zastavljenih ciljev temeljnega državnega dokumenta o usmerjanju razvoja v prostoru:

- Elektroenergetski sistem se razvija in dograjuje tako, da zagotavlja varno in zanesljivo oskrbo z električno energijo v vseh regijah, mestih in naseljih v državi. Pri načrtovanju oskrbe z električno energijo mora biti poleg energetske učinkovitosti, gospodarnosti ter okoljske in družbene sprejemljivosti izkazan pozitiven vpliv na regionalni in urbani razvoj.
- Z uvajanjem novih tehnologij je treba maksimalno izkoristiti obstoječe trase in infrastrukturne koridorje, nove pa načrtovati tam, kjer ni drugih možnih rešitev.
- Pri prostorskem umeščanju se preučijo najugodnejši poteki tras, ki morajo poleg funkcionalno-tehnoloških vidikov upoštevati prostorsko prilagojenost urbanemu razvoju in skladnost s prostorskimi možnostmi in omejitvami.



Slika 1: Usmeritve GIZ distribucije električne energije (prehod iz nadzemnih vodov v kabelsko izvedbo)

- Elektroenergetske koridorje se praviloma združuje s koridorji ostale energetske in druge infrastrukture. Na pozidanih območjih oz. stanovanjskih območjih in na območjih kulturne dediščine se daje prednost kabelskim podzemnim vodom.

Gospodarsko interesno združenje distribucije električne energije je v letu 2014 izdalo nove usmeritve za gradnjo nadzemnih vodov in priporočila za izboljšave na vodih vsled preprečitve posledic žledu. V njih je priporočena čim višja stopnja kablitive SN- in NN-omrežja ob rekonstrukcijah in novogradnjah, če le dopuščajo razmere na terenu. Pri nadzemnih vodih na izpostavljenih področjih pa je priporočena montaža nadzemnih kablov ali PAS-vodnikov.

Fotografija 1 prikazuje izgradnjo novega SN-omrežja in upoštevanje usmeritev distribucije GIZ iz leta 2014. V zadnjem obdobju podjetja aktivno izvajajo investicije v srednjenapetostnem omrežju v kabelski izvedbi. Največ časa pri tovrstnem načrtovanju porabimo pri pripravi dokumentacije, predvsem pri pridobivanju služnostnih pogodb.

Kriteriji načrtovanja in uporabljena metodologija načrtovanja

Načrtovanje razvoja distribucijskega elektroenergetskega sistema mora upoštevati tehnične, zanesljivostne, ekonomske in okoljevarstvene kriterije, ki zagotavljajo dolgoročno optimalen razvoj omrežja. Z določitvijo kriterijev načrtovanja opredelimo kakovost napajanja porabnikov, ki jo bomo dolgoročno zagotavljali. Vsa distribucijska podjetja uporabljamo enotne kriterije in postopke načrtovanja, zato da zagotovimo homogeno strukturo omrežij in da težimo k čim bolj izenačeni kakovosti napajanja porabnikov na območju celotne Slovenije.

Načrtovanje razvoja omrežja temelji na:

- napovedi porabe in obremenitev,
- podatkih o obstoječem stanju sistema (omrežje, transformacija, obremenitve in poraba),
- kriterijih načrtovanja, ki omogočajo zagotavljanje ustrezne kakovosti oskrbe z električno energijo,
- gospodarnosti v smislu načrtovanja, gradnje in obratovanja omrežja,
- vključevanju razpršene proizvodnje električne energije v omrežje.

Kriteriji obremenljivosti

Mejno obremenljivost srednjenapetostnih vodov predstavlja njihova termična meja, ki jo zaradi velikih izgub lahko dopuščamo samo v primerih rezervnega obratovanja. Dosežene obremenitve v normalnih obratovalnih stanjih so v nadzemnih SN-omrežjih zelo različne, odvisne so predvsem od padcev napetosti in zagotavljanja rezervnega napajanja. Pri kabelskih omrežjih, grajenih po konceptu odprte zanke, kablov ni mogoče obremeniti za več kot 50 % termične moči; če je struktura kabelskega omrežja izvedena s posebnimi rezervnimi kabli, pa te lahko obremenjujemo do 75 % termične moči (zaradi izgub).

Pri načrtovanju obremenitve vodov v normalnih stanjih obratovanja se zaradi stroškov izgub omejimo na:

- 50 % termične meje pri nadzemnih vodih in
- 75 % termične meje posamično položajnih kablov.

V rezervnih stanjih dopuščamo obremenjevanje vodov do termične meje, če padci napetosti to dopuščajo.



Slika 2: Izgradnja novih srednjenapetostnih vodov

Fotografija prikazuje izgradnjo več SN-vodov, pri načrtovanju pa so upoštevani vsi sodobni kriteriji načrtovanja omrežja.

Kriteriji zanesljivega in varnega obratovanja
Kriteriji izbire strukture omrežja so ekonomičnost, zanesljivost napajanja, razvojna prilagodljivost in enostavnost (preglednost). Pri izbiri optimalne strukture omrežja je poleg ekonomičnosti pomembna tudi zanesljivost omrežja, pri načrtovanju je pomembna razvojna prilagodljivost, za obratovanje pa je s stališča varnosti zelo pomembna preglednost omrežja.

Pri razvoju mestnih omrežij upoštevamo naslednje smernice:

- Načrtujemo strukturo RTP 110 kV/SN z zagotovitvijo dela rezerve moči po SN-kabelskem omrežju, ki je v mestnih omrežjih ekonomsko učinkovitejša od strukture RTP 110 kV/SN z garantirano močjo.
- Opustiti je treba strukturo omrežja s težiščnimi postajami in strukturo »mreža«.
- Za mestna omrežja 20 kV je optimalna struktura odprta zanka, pri visokih ploskovnih obremenitvah nad 10 MW/km² pa struktura »vreteno«, tako da je zagotovljen kriterij N-1.
- Manjša vretena naj se v bodočih 20 kV omrežjih odpravi in s tem poenostavi omrežje.
- Struktura, imenovana vreteno, se ohrani pri obstoječih večjih RP, kjer je mogoče zagotoviti dvostransko rezervo moči iz dveh RTP ob strukturi vira (RTP 110 kV/SN) z zagotovitvijo dela moči iz SN-omrežja.
- Nove transformatorske postaje SN/NN se v kabelsko omrežje vključuje z zankanjem.

Podeželska omrežja načrtujemo z upoštevanjem naslednjih kriterijev:

Zagotoviti je treba minimalno število prečnih povezav, ki omogočajo ustrezno rezervno napajanje voda v okvari.

- Zaradi kakovosti rezervnega napajanja je treba zagotoviti strukturo vira (RTP 110 kV/SN) z garantirano močjo.
- Pri mešanih omrežjih (nadzemni vod-kabel) je priporočljivo kabelske dele omrežja graditi zazankano, obratovanje pa mora biti radialno.



Slika 3: Sodobno srednjenapetostno stikališče

Na fotografiji je sodobno SN-stikališče. To stikališče je popolnoma daljinsko vodeno preko centra vodenja. Za izvajanje stikalnih manipulacij in ozemljitev ne potrebujemo fizične prisotnosti delavcev elektro stroke.



Kriteriji kakovosti obratovanja

Za trajno izboljševanje oziroma ohranjanje ravni kakovosti obratovanja DEES morajo biti postavljeni ustrezni kriteriji, ki zagotavljajo takšen razvoj omrežja, ki prinaša največje koristi ob racionalnih vlaganjih. Kakovost obratovanja in oskrbe je eden izmed instrumentov, s katerim regulatorni organ na področju oskrbe z električno energijo (Agencija za energijo) izvaja ekonomsko reguliranje omrežnine, kar imenujemo tudi regulacija s kakovostjo.

Tako Agencija za energijo določa kriterije kakovosti oskrbe v obliki:

- minimalnih standardov kakovosti (MSK),
- ciljne ravni neprekinjenosti oskrbe,
- referenčnih standardov oskrbe,
- sklicevanja na standarde s področja kakovosti napetosti.

Kriteriji kakovosti oskrbe so podani v aktih Agencije za energijo, ki obravnavajo metodologijo za obračunavanje omrežnine ter metodologijo za določitev omrežnine in kriterije za ugotavljanje upravičenih stroškov ter sistema obračunavanja teh cen. Minimalni standardi kakovosti določajo vrednosti parametrov kakovosti, ki jih mora distributer zagotoviti uporabniku. Pri planiranju omrežja morajo biti upoštevane dopustne načrtovane vrednosti, ki so strožje od minimalnih standardov kakovosti. Agencija za energijo regulira omrežnino glede na dosežene vrednosti kazalcev zanesljivosti SAIDI in SAIFI. Kriteriji neprekinjenosti so določeni s trajanjem in številom prekinitev napajanja. Če distributer krši minimalni standard, ima uporabnik pravico do kompenzacije.

Agencija za energijo omrežnino regulira na podlagi doseženih vrednosti kazalcev zanesljivosti SAIDI in SAIFI, ločeno za mestne in ruralne (podeželske) vode na nivoju podjetja. Vrednost kazalcev zanesljivosti mešanih izvodov se prišteje k mestnim izvodom.

Kakovost napetosti je skupek tehničnih karakteristik napetosti na prevzemno-predajnem mestu uporabnika, ki so predpisane v tehničnih standardih s stanjem tehnike. Za ocenjevanje kakovosti električne napetosti se uporablja standard SIST EN 50160. Dopustne vrednosti parametrov napetosti so podane v standardu SIST EN 50160 (odkloni napajalne napetosti, kratkotrajne in dolgotrajne prekinitve napetosti, hitre spremembe napetosti, fliker, izbokline prenapetosti in upadi napetosti, harmonske in medhar-



Slika 4: Delo na srednjenapostnem omrežju

monske napetosti, neravnotežje napajalne napetosti, signalne napetosti in odstopanje omrežne frekvence).

Dopustni odklon (padec) napetosti za načrtovanje za SN-omrežje je $+5\%$ / $-7,5\%$. V rezervnih stanjih se dovoljuje 5% večji padec napetosti, kot je v normalnem stanju. S tem kriterijem je zagotovljen odklon v predpisanih mejah v vseh točkah omrežja srednje napetosti.

Komercialna kakovost določa kakovost storitev, ki izhajajo iz odnosa med distributerjem in uporabnikom omrežja. Delimo jih na sistemske in zajamčene standarde. Za neizpolnjevanje zajamčenih standardov ima uporabnik pravico do kompenzacije.

Fotografija prikazuje delo na SN-omrežju. Delavec elektro podjetja uspešno opravlja višinsko delo. Izvedena je bila rekonstrukcija stojnega mesta.

Kriteriji vključevanja razpršene proizvodnje električne energije

Distribuirana proizvodnja iz razpršenih virov ima omejeno možnost vodenja, kar pomeni, da distribuirane proizvodnje iz RV pri načrtovanju razvoja distribucijskega omrežja ne moremo upoštevati kot dopolnilni vir električne energije, ki bi razbremenjeval omrežje. Zato se v prognozah obremenitev v distribucijskem omrežju razpršena proizvodnja ne upošteva.

S pogoji za priključevanje razpršenih virov moramo zagotoviti, da ti ne bodo vnašali prekomernih motenj v distribucijsko omrežje. Kriteriji za priključevanje so določeni v navodilu za priključevanje in obratovanje

elektrarn inštalirane električne moči do 10 MW in podajajo tehnične pogoje in karakteristike, ki jih je treba upoštevati pri priključevanju in obratovanju proizvajalcev električne energije z elektrarnami nazivne moči do 10 MW.

Ekonomski kriteriji

Osnovno vodilo načrtovanja razvoja omrežja je z minimalnimi stroški dolgoročno zagotavljati ustrezno zmogljivo omrežje, ki bo pravočasno sledilo pričakovanemu razvoju porabe in obremenitev. Pri načrtovanju razvoja DEES se investicije optimizirajo, upoštevajoč analizo stroškov in koristi posameznih naložb z:

- načrtovanjem variantnih rešitev in izvedb,
- ugotavljanjem stroškov obratovanja in vzdrževanja (nedobavljena energija in izpadla moč, stroški izgub),
- optimizacijo stroškov kapitala in amortizacije,
- standardizacijo oz. poenotenjem opreme,
- uporabo sodobnih materialov in tehnologij in
- ustrezno izbiro proizvajalcev opreme.

Navedeni kriteriji ekonomske upravičenosti izgradnje distribucijskih vodov in naprav pomembno vplivajo na določanje nabora investicij, vendar pri tem ne smemo mimo dejstva, da so glavno vodilo pri določanju nabora investicij tehnični kriteriji.

Kriteriji internih standardov in tipizacij

V podjetjih se pri načrtovanju, projektiranju in izvajanju novogradenj in rekonstrukcij ter vzdrževanju elektroenergetskih objektov in naprav upoštevajo tipizacije, navodila in priporočila, ki jih je izdelala služba za tipizacijo in standardizacijo podjetij za distribucijo električne energije. Ti obsegajo ti-

pizacijo različnih izvedb nizkonapetostnega omrežja, srednjenapetostnih daljnovodov in transformatorskih postaj SN/NN, kablovode 1-20 kV, nizkonapetostne priključne omariče, tokovne in napetostne merilne transformatorje, enopolne sheme, obremenjevanje in varovanje distribucijskih transformatorjev, zaščitne in merilne naprave ter naprave lokalne avtomatike. Prav tako se kot tipizacijski dokumenti uporabljajo referati, študije in navodila, izdelani po skupnem naročilu za elektrodistribucijska podjetja Slovenije (npr. elektroinštituti, univerze) in katalogi opreme in naprav proizvajalcev.

V podjetju so bili izdelani in so v uporabi naslednji tipizacijski dokumenti: kabelske kanalizacije, transformatorskih postaj (ohišja, oprema), distribucijskih transformatorjev, nadzemnih izoliranih vodov ter Al/Je vrvi za nadzemne vode. V okviru GIZ je bila izdelana tipizacija SN- in NN-kablov gradnje nadzemnih vodov.

Cilji interne tipizacije in standardizacije so :

- poenotenje načrtovanja, projektiranja in gradnje elektroenergetskih objektov, vodov in naprav,
- zmanjšanje števila artiklov in zalog,
- zmanjšanje stroškov vzdrževanja,
- večja varnost in preglednost pri vzdrževanju.

Tipizacija merilnih mest in omrežnih priključkov končnih odjemalcev je obravnavana v okviru Sistemskih obratovalnih navodil za distribucijsko omrežje – SONDO (Ur. l. RS, št. 41/2011).

Delo v interni tipizaciji podjetja je tesno povezano s spremljanjem stanja slovenske standardizacije SIST in poznavanjem slovenskih, mednarodnih in regijskih standardov. V tem smislu so EDP kolektivni član SIST, pri delu v več tehničnih odborih pa sodeluje kar nekaj posameznikov. Zavedamo se pomembnosti slovenske standardizacije, nastajanja in izdajanja novih standardov ter spreminjanja obstoječih. Postopoma ustvarjamo tudi lastno knjižnico standardov, predvsem slovenskih. Slovenske standarde v angleškem jeziku naročamo po potrebi.

Kriteriji življenjske dobe elektrodistribucijske infrastrukture

Pomemben kriterij načrtovanja je življenjska doba elektrodistribucijske infrastrukture. Ta je odvisna od mnogih dejavnikov, ki lahko v veliki meri vplivajo na kakovostno, varno in predvsem zanesljivo obratovanje elektrodistribucijske infrastrukture. Je eden od osnovnih kriterijev načrtovanja obnove in razvoja infrastrukture v povezavi z ostalimi, že navedenimi kriteriji. V praksi se upošteva dejansko stanje elektrodistribucijske infrastrukture in ne samo predvidena življenjska doba. Naprave so med obratovanjem izpostavljene različnim vplivom (podnebje, mikroklima, kakovost izvedbe, obremenitev itd.), zato je potrebno stalno spremljanje njihove tehnične ustreznosti. Poškodovano opremo je treba zamenjati že pred iztekom življenjske dobe. Skladno s prakso dobrega vzdrževanja pa se življenjska doba naprav tudi podaljšuje. Časovno amortiziranje je obračunavanje amortizacije glede na dobo koristnosti.

Uporabljen sklad podatkov

Kot osnova oziroma vir podatkov za izdelavo načrta razvoja služijo:

- izdani prostorski akti oz. smernice k prostorskim aktom,
- izdana soglasja za priključitev,
- podatki centra vodenja (obremenitev iz vodov, izpadi napajanja),
- podatki iz baze tehničnih podatkov,
- podatki iz geografsko informacijskega sistema – GIS,
- podatki iz baze števnih meritev,
- poraba energije na letnem nivoju po posameznih transformatorskih postajah,
- podatki službe investicij,
- podatki o kakovosti napetosti (sistematično spremljanje kakovosti in spremljanje kakovosti ob pritožbah),
- podatki iz evidenc o stanju EDI,
- podatki o priključevanju in obratovanju razpršenih virov,
- razvojne študije REDOS.

Izdelava razvojnih študij poteka za vseh pet slovenskih distribucijskih podjetij v petletnem ciklusu v okviru projekta REDOS – Razvoj Elektro distributivnih omrežij Slovenije. Razvojne študije so izdelane z uporabo

enotnih postopkov in kriterijev načrtovanja.

IZVEDBA 10 NRO ZA SREDNENAPETOSTNO OMREŽJE

Metodologija načrtovanja

Za analize obratovalnih stanj in zanesljivosti omrežja se pri študiju razvoja omrežij uporabljata programska paketa DMS in GRE-DOS. Za izvajanje ekonomske primerjave variant razvoja uporabljamo metodo aktualizacije stroškov in model ekonomskega vrednotenja EMONA. V sklopu načrtovanja razvoja distributivnih omrežij analiziramo 110 kV napajalno omrežje, ki predstavlja primarno distributivno omrežje, transformacijo 110/20/10 kV in srednjenapetostno distribucijsko omrežje. V prvi fazi načrtovanja razvoja z analizami obratovalnih stanj preverimo, ali omrežje in transformacija, ob prognozirani rasti obremenitev, še izpolnjujeta kriterije načrtovanja. Ključni omejitvi v tej fazi predstavljajo dopustni padci napetosti in dopustne obremenitve elementov omrežja. Preverjanja se opravijo za pričakovane letne konične obremenitve v časovnih intervalih, ki se prilagajajo stopnji rasti obremenitev in odmaknjenosti v prihodnost. V vsakem obdobju se preverjajo stanja normalnega obratovanja in stanja z enojnimi izpadi. Pri dvosistemskih vodih obravnavamo izpad obeh sistemov kot enojni izpad. Preverjajo se vsa možna stanja z enojnimi izpadi, s tem da se za manjše skupine porabnikov dopušča, da nimajo možnosti rezervnega napajanja. Ko ugotovimo, da bo na delu distribucijskega omrežja prišlo do prekoračitve dopustne obremenitve ali nedopustnih padcev napetosti, se sprožijo postopki načrtovanja in iskanja najugodnejših variant obnove, rekonstrukcije ali izgradnje novih vodov in naprav. Pri tem je zelo pomemben časovni okvir, ki določa skrajne roke, ki v tej zvezi ne smejo biti prekoračeni. V drugi fazi načrtovanja s tehtanjem tehničnih, ekonomskih in zanesljivostnih kriterijev opredelimo optimalno varianto razvoja. Skrajne roke ojačitev, ki smo jih določili v prvi fazi, lahko v fazi optimizacije natančneje opredelimo. Objekt lahko zgradimo pred skrajnim rokom zaradi zmanjšanja stroškov izgub in/ali zaradi izboljšanja zanesljivosti napajanja porabnikov.





Razdelitev načrtovanja 10 RNO

Srednjenapetostno omrežje je sestavljeno iz več elektroenergetskih postrojev in naprav. Srednja napetost v elektrotehniko pomeni razpon napetosti med 1 kV in vključno z napetostjo 35 kV. Na osnovi tega razpona so vgrajeni elementi po različnih napetostnih nivojih. V distribuciji na območju RS se uporabljajo naslednji napetostni nivoji: 10 kV, 20 kV in 35 kV. 10 kV in 35 kV sta napetostna nivoja, ki se opuščata. Srednjenapetostno elektroenergetsko omrežje je sestavljeno iz:

- Transformacije 110/X (35,20,10) kV: Element je energetski transformator večjih moči. V stikališču so vgrajene srednjenapetostne celice, ki imajo on-line komunikacijo s centrom vodenja. Vsaka srednjenapetostna celica ima vgrajeno zaščito.
- Srednjenapetostnega omrežja, ki je lahko v kabelski ali nadzemni izvedbi. Nadzemna izvedba je lahko z golimi vodniki, pol izoliranimi vodniki ali z univerzalnimi izoliranimi vodniki.

- z razdelilnimi postajami X (20,10) kV/ X (20,10) kV ali
- s transformatorskimi postajami X (35,20,10)/0,4kV.

Načrtovanje SN-omrežja zaradi prostorskih aktov in drugih predvidenih povečanj

Razvoj srednjenapetostnega omrežja je dolgoročno obdelan v študijah razvoja elektrodistribucijskega omrežja po posameznih distribucijskih podjetjih. Tovrstne investicije so vezane predvsem na:

- izgradnjo novih poslovnih in stanovanjskih con,
- ustrezno zagotavljanje kakovosti oskrbe ter
- potrebe po priključevanju obnovljivih virov električne energije.



Slika 5: Izgradnja srednjenapetostnega omrežja

Novi SN-vodi se gradijo pretežno v kabelski izvedbi. Če kabelska izvedba ni možna, se po izpostavljenih trasah (gozdovih) gradijo v nadzemni izvedbi z univerzalnim kablom ali vodnikom PAS.

Na fotografiji št. 5 so prikazani položeni SN-kabli in betonski jašek. V koridor se načeloma polaga več sistemov, saj to pomeni upoštevanje prostorskih smernic.

	Elektro Maribor	Elektro Celje	Elektro Ljubljana	Elektro Gorenjska	Elektro Primorska	EDP skupaj
SN-omrežje [km] – skupaj	266,6	290,5	152,4	150	13,7	873,2
novogradnje [km]	211,4	181,1	152,4	100	13,7	658,6
nadzemni vodi [km]	12,9	2,3	0,5	0	4	19,8
podzemni vodi [km]	198,4	178,8	151,9	100	9,7	638,8
rekonstrukcije [km]	55,2	109,4	0,0	50	0	214,6
nadzemni vodi [km]	41,2	74,8	0,0	0	0	116,0
podzemni vodi [km]	14,1	34,6	0,0	50	0	98,6

Tabela 1 prikazuje fizični obseg vlaganja v EDI zaradi prostorskih aktov in drugih predvidenih povečanih potreb po električni moči za obdobje 2017–2026



Slika 6: Primer investicije zaradi prostorskih aktov

V zgornji tabeli so med SN-vode vključene tudi tiste novogradnje in ojačitve obstoječih vodov, predvidene v izdanih soglasjih za priključitev večjim odjemalcem. Iz tabele je razvidno, da je trend pri novogradnjah pri vseh EDP izgradnja SN-vodov v zemeljski obliki. Prav tako je iz tabele razvidno, da so največje potrebe iz naslova prostorskih aktov na EDP Celje, sledi jim EDP Maribor.

Načrtovanje SN-omrežja zaradi povečanja zagotavljanja kakovosti oskrbe

Pri načrtovanju SN-omrežja je treba upoštevati tudi kriterij vključitve novih TP in izboljšanje kakovosti napetosti pri odjemalcih. Za ta namen vsako EDP izvaja meritve pri določenih odjemalcih in točkah po SN-omrežju. Prav tako pri svojem delu uporabljajo programsko orodje DMS, ki izračunava padce napetosti. Eden izmed kriterijev so tudi pritožbe odjemalcev. Vsako EDP na podlagi vhodnih podatkov in kriterijev za načrtovanje v prvi fazi izdelava količinski načrt razvoja SN-omrežja.

	Elektro Maribor	Elektro Celje	Elektro Ljubljana	Elektro Gorenjska	Elektro Primorska	EDP skupaj
SN-omrežje [km] – skupaj	356,9	190,9	375,0	181,0	231,5	1.335,3
novogradnje [km]	264,3	119,0	369,4	50,0	208,0	1.010,7
nadzemni vodi [km]	12,1	1,5	23,0	0,0	13,3	49,9
podzemni vodi [km]	252,2	117,5	346,4	50,0	194,7	960,8
rekonstrukcije [km]	92,6	71,9	5,6	131,0	23,5	324,6
nadzemni vodi [km]	67,5	49,2	2,9	0,0	7,5	127,1
podzemni vodi [km]	25,1	22,7	2,7	131,0	16,0	197,5

Tabela 2 prikazuje fizični obseg novih SN-vodov za zagotovitev rezervnega napajanja odjemalcev in priključnih SN-vodov za vključitev novih TP SN/NN, potrebnih za izboljšanje kakovosti napetosti pri odjemalcih za obdobje 2017–2026

Tudi tu je pri vseh EDP zaznati trend izgradnje SN-vodov v zemeljski izvedbi.

Rekonstrukcije in obnova obstoječih SN-vodov

Elektrodistribucijska podjetja imamo veliko elektroenergetske infrastrukture. Temelj-

na infrastruktura za EDP je sredjenapetostni elektroenergetski postroj. Kot smo že omenili, je zakonitost elektroenergetskega omrežja ta, da ni bilo izgrajeno v celoti naenkrat. To pomeni, da je vedno potrebno določen del elektroenergetskega postroja obnoviti, rekonstruirati ali pa demontirati.

Omrežja je ogromno, rekonstrukcije pa je treba načrtovati zelo skrbno, z namenom kakovostne oskrbe odjemalcev. Pri tem upoštevamo umeritve, finančni vidik in predvsem časovni vidik.

	Elektro Maribor	Elektro Celje	Elektro Ljubljana	Elektro Gorenjska	Elektro Primorska	EDP skupaj
SN-omrežje [km] – skupaj	1.594,3	332,0	869,3	288,0	537,1	3.620,7
novogradnje [km]	201,7	207,0	484,8	30,0	193,1	1.116,6
nadzemni vodi [km]	25,5	2,6	14,0	0,0	16,1	58,2
podzemni vodi [km]	176,2	204,4	470,8	30,0	177,0	1.058,3
rekonstrukcije [km]	1.392,6	125,0	384,5	258,0	344,0	2.504,1
nadzemni vodi [km]	1.311,8	85,5	296,6	0,0	324,0	2.017,9
podzemni vodi [km]	80,8	39,5	87,9	258,0	20,0	486,2

Tabela 3 prikazuje fizični obseg novih in rekonstruiranih SN-vodov zaradi slabega stanja infrastrukture, predvsem dotrajanosti vodov za obdobje 2017–2026

Največji obseg imajo rekonstrukcije nadzemnih SN-vodov, pri novogradnjah podzemnih SN-vodov pa gre za nadomestitev nadzemnih dotrajanih vodov s podzemnimi kabelskimi vodi. V okviru rekonstrukcij se izvaja zamenjava dotrajanih lesenih drogov,

vodnikov in izolacije. Namesto golih vodnikov je predvidena montaža tudi nadzemnih kablovodov. Pri kablovodih se izvaja rekonstrukcija zaradi zamenjave kablov presekov 50 mm² in 70 mm² Al, Cu s kablji preseka 150 mm² ali 240 mm² Al. Zamenjave obsto-

ječih kablovodov na istih trasah bomo izvajali tudi v primerih, kjer se na kablovodih pojavlja večje število okvar ali pa imajo kabli veliko število kabelskih spojk.



Sliki 7a in b: Prikaz preventivnega vzdrževanja SN-omrežja



Načrtovane investicije zaradi vključevanja in obratovanja distributivnih virov

EDP so se v zadnjih desetih letih srečevala z nenormalnimi zahtevami po vključitvi razpršenih virov v distribucijsko omrežje. S

tem namenom se pripravlja načrt razvoja za to področje. V naslednji tabeli so prikazana količinska vlaganja v omrežje srednje napetosti zaradi potreb predvidene priključitve novih razpršenih virov v določene točke distribucijskega omrežja.

	Elektro Maribor	Elektro Celje	Elektro Ljubljana	Elektro Gorenjska	Elektro Primorska	EDP skupaj
SN-omrežje [km] – skupaj	6,5	16,6	0,0	20,0	63,5	106,5
novogradnje [km]	6,5	10,3	0,0	20,0	63,5	100,3
nadzemni vodi [km]	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
podzemni vodi [km]	6,5	10,2	0,0	20,0	63,5	100,2
rekonstrukcije [km]	0,0	6,3	0,0	0,0	0,0	6,3
nadzemni vodi [km]	0,0	4,3	0,0	0,0	0,0	4,3
podzemni vodi [km]	80,8	39,5	87,9	258,0	20,0	486,2

Tabela 4 prikazuje fizični obseg novih SN-vodov zaradi vključevanja in obratovanja razpršenih proizvodnih virov za obdobje 2017–2026

Načrtovane investicije za odkup EDI

Odkup elektrodistribucijske infrastrukture se nanaša predvsem na SN-kablovode do TP SN/NN, ki so jih:

- zgradile občine v zazidalnih conah ali
- drugi investitorji, ki so financirali nove TP SN/NN z vključitvijo v SN-omrežje zaradi

priključitve elektrarn ter

- investitorji večjih elektrarn z lastnimi TP SN/NN, ki so priključene na skupne SN-vode, ki morajo postati v skladu z 82. členom Energetskega zakona distribucijski vodi.

	Elektro Maribor	Elektro Celje	Elektro Ljubljana	Elektro Gorenjska	Elektro Primorska	EDP skupaj
SN-omrežje [km] – skupaj	9,6	0,0	3,8	2,0	1,0	16,4
novogradnje [km]	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1,0
nadzemni vodi [km]	9,6	0,0	3,8	2,0	0,0	15,4
podzemni vodi [km]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
rekonstrukcije [km]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
nadzemni vodi [km]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
podzemni vodi [km]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela 5 prikazuje fizični odkup EDI za obdobje 2017–2026

Skupna vlaganja v sredjenapetostno omrežje

V naslednji tabeli so prikazane skupne dolžine novogradenj in rekonstrukcij SN-vodov. Navedene dolžine SN-vodov so predvidene. Iz podatkov je razvidno, da je v desetletnem obdobju pri novogradnjah delež predvidenih

novih SN-vodov največji za reševanje slabe kakovosti oskrbe, izboljšanje stanja naprav in vključevanja novih območij po prostorskih aktih (povečanje obremenitve). Največji obseg vodov za rekonstrukcije je predviden zaradi trenutnega stanja infrastrukture.

	Elektro Maribor	Elektro Celje	Elektro Ljubljana	Elektro Gorenjska	Elektro Primorska	EDP skupaj
SN-omrežje [km] – skupaj	2.233,2	830,0	1396,7	641,0	845,8	5.946,7
novogradnje [km]	693,1	517,5	1006,6	202,0	478,3	2.897,4
nadzemni vodi [km]	50,4	6,6	37,6	0,0	33,4	127,9
podzemni vodi [km]	642,7	510,9	969,0	202,0	444,9	2.769,5
rekonstrukcije [km]	1.540,2	312,5	390,1	439,0	367,5	3.049,3
nadzemni vodi [km]	1.420,3	213,7	299,5	0,0	331,5	2.265,0
podzemni vodi [km]	119,9	98,8	90,6	439,0	36,0	784,3

Tabela 6 prikazuje skupne dolžine novogradenj in rekonstrukcij SN-vodov za obdobje 2017–2026

Pri realizaciji predvidenega načrta razvoja omrežja je treba upoštevati tudi finančni vidik. Zato tudi v načrtu razvoja omrežja predvidoma ocenimo posamezne investicije, kar je osnova za pripravo desetletnega finančnega načrta razvoja omrežja. Finančni načrt

omrežja razdelimo na naslednje postavke: novogradnje, rekonstrukcije, odkup elektroenergetske infrastrukture in avtomatizacija omrežja. Tako imenovana avtomatizacija SN-omrežja v tej postavki predstavlja avtomatizacijo tega omrežja na vodih in trans-

formatorskih postajah. Ne zajema postavke avtomatizacije v RP in RTP. Na spodnji sliki je prikazano daljinsko vodeno stikalo, ki je nameščeno na nadzemnem vodu. To stikalo med drugim omogoča samostojni izklop okvarjenega dela omrežja.



Slika 8a in b: Priprava in montaža daljinsko vodenega stikala

SN-omrežje	Elektro Maribor	Elektro Celje	Elektro Ljubljana	Elektro Gorenjska	Elektro Primorska	EDP skupaj
Skupaj SN-omrežje	108.141.615	49.953.000	91.247.300	29.000.000	58.066.500	336.408.415
Novogradnje	49.957.185	36.123.000	74.583.300	2.500.000	36.134.000	199.297.485
Rekonstrukcije	57.603.119	13.830.000	16.399.600	26.400.000	21.832.500	136.065.219
Odkup EDI	581.311	0	264.400	100.000	100.000	1.045.711
Avtomatizacija	4.279.500	2.200.000	1.600.000	1.050.000	760.000	9.889.500

Tabela 7 prikazuje predvideno finančno investiranje po posameznih EDP in skupinah novogradenj in rekonstrukcij SN-vodov za obdobje 2017–2026 v €.

Predviden finančni obseg investicij v sredjenapetostno omrežje po posameznih EDP je prikazan v prejšnji tabeli. Iz tabele je razvidno, da so v desetih letih predvidena vlaganja v SN-omrežje več kot 336 mio €. V avtomatizacijo omrežja je predvidenih nekaj manj kot 10 mio €. Največ denarja bodo EDP namenila izgradnji novih sredjenapetostnih vodov, in sicer v višini nekaj manj kot 200 mio €. Vlaganja so sorazmerno porazdeljena glede na velikost posameznega EDP.

Naslednji sklop vlaganj v sredjenapetostnem nivoju so transformatorske in razdelilne postaje.

Transformatorske postaje SN/0,4 kV

Podobno kot pri sredjenapetostnem omrežju tudi transformatorske postaje količinsko delimo na novogradnje in rekonstrukcije.

Novogradnje

Skladno z napovedjo rasti porabe električne energije je na območju posameznih elektrodistribucijskih podjetij v obravnavanem obdobju potrebno zgraditi nove transformatorske postaje SN/0,4 kV. Tovrstne investicije so vezane predvsem na izgradnjo novih poslovnih in stanovanjskih con, ustrezno zagotavljanje kakovosti oskrbe (slabe napetostne razmere) in priključevanje obnovljivih virov električne energije.



Sliki 9: Novograjena transformatorska postaja



Sliki 10: SN-stikališče v transformatorski postaji



Rekonstrukcije

Zahteve v zvezi s povečanim odjemom električne energije in starostjo obstoječe infrastrukture narekujejo vlaganja v rekonstrukcijo transformatorskih postaj SN/0,4 kV. Ta

je načrtovana skladno z zahtevami napovedi porabe električne energije, stanjem tehnike, okoljevarstvenih zahtev in pogojev soglasodajalcev. Rekonstrukcije se prav tako izvajajo na starejših stolpnih in kabelsko zi-

danih TP. Za priključevanje razpršenih virov je treba namestiti transformator večje moči in rekonstruirati niskonapetostni razvod.



Sliki 11a in b: Rekonstrukcija srednje- in niskonapetostnega dela transformatorske postaje

Ocenjena vrednost investiranja v 10 RNO za postavke transformatorske in razdelilne postaje

V tabeli so prikazane količinske vrednosti predvidenih aktivnosti elektrodistribucijskih podjetij v obdobju 2017 do 2026 za del elektroenergetske infrastrukture razdelilne postaje in transformatorske postaje.

	Elektro Maribor	Elektro Celje	Elektro Ljubljana	Elektro Gorenjska	Elektro Primorska	EDP skupaj
Razdelilne postaje SN	0	21	11	15	7	54
novogradnje [kom]	0	2	3	1	1	7
rekonstrukcije [kom]	0	19	8	14	6	47
TP SN/NN	1.311	1.545	1.428	433	918	5.635
novogradnje [kom]	544	351	610	120	648	2.273
rekonstrukcije [kom]	767	1.194	818	313	270	3.362
zamenjava transformatorjev	485	568	504	150	400	2.107

	Elektro Maribor	Elektro Celje	Elektro Ljubljana	Elektro Gorenjska	Elektro Primorska	EDP skupaj
Skupaj TP SN/NN	39.134.280	26.860.000	31.459.400	15.800.000	21.447.777	134.701.457
novogradnje	18.143.579	14.450.000	17.431.000	2.000.000	13.618.377	65.642.956
rekonstrukcije	17.991.151	11.210.000	13.543.700	12.800.000	7.329.400	62.874.251
odkup EDI	2.999.550	1.200.000	484.700	1.000.000	500.000	6.184.250
SN/SN	0	1.445.000	2.447.000	1.400.000	615.000	5.907.000
novogradnje	0	570.000	1.213.000	1.100.000	0	2.883.000
rekonstrukcije	0	875.000	1.234.000	300.000	615.000	3.024.000

Iz tabele je razvidno, da EDP predvidevajo vlaganja v TP v višini 134 mio € v desetletnem obdobju. Največ denarja bo namenje-

nega izgradnji novih TP. Prav tako bo veliko sredstev namenjenih rekonstrukciji obstoječih TP. Glede izgradnje razdelilnih postaj

se zelo razlikuje po posameznih EDP. To je seveda posledica predhodnega vlaganja v to področje. Višina sredstev je okoli 6 mio €.

CILJI 10 RNO V SN

Vse večje zahteve v zvezi s kakovostjo oskrbe odjemalcev z električno energijo, vgradnjo ozemljitvene dušilke, povečanim odjemom električne energije in starostjo obstoječe infrastrukture narekujejo intenzivna vlaganja v rekonstrukcije in obnovo sredjenapetostnih vodov. Ta je načrtovana skladno z zahtevami napovedi porabe električne energije, stanjem tehnike, okoljevarstvenih zahtev in pogojev soglasodajalcev. Pri rekonstrukcijah se izvaja zamenjava dotrajanih lesenih drogov, vodnikov ali izolacije. Nameščajo se vodniki večjega preseka, v naseljih in izpostavljenih mestih se nadzemni vodi kabliirajo ali pa se namestijo univerzalni kabli. Pri kablovodih, kjer se pojavlja večje število prekinitev, se zaradi sta-

rosti ali slabe kakovosti zamenjujejo kabli.

Predvsem pa z desetletnim razvojem distribucijskega omrežja zasledujemo naslednje cilje:

- zadostiti načrtovani in dejanski porabi električne energije ter potrebam po električni moči,
- zadostiti potrebam vključevanja razpršene proizvodnje električne energije,
- zagotoviti omrežje in stanje v njem, ki ustreza stanju tehnike,
- zagotoviti stroškovno učinkovito omrežje,
- zagotoviti varovanje okolja v skladu z zakonodajo,
- zagotoviti dolgoročno stabilnost, zanesljivost in razpoložljivost distribucijskega omrežja,

- zagotoviti dolgoročni dvig oziroma ohranjanje kakovosti oskrbe glede na ciljno raven kakovosti,
- zadostiti potrebam, ki jih narekujejo nacionalni energetske podnebni cilji.

Elektrodistribucijska podjetja si prizadevamo, da nam v veliki meri uspe doseči zastavljene cilje. Zavedati se je treba, da se vsega ne da postoriti čez noč. Še posebej pri umeščanju objektov v prostor, ki zahteva ogromno potrpežljivosti, iskanja optimalnih tras in zagotavljanja finančnih sredstev. Da o časovni komponenti sploh ne govorimo.



O AVTORJU

Mag. Boštjan Turinek je diplomiral in magistriral na Fakulteti za elektrotehniko, računalništvo in informatiko v Mariboru. Je direktor sektorja za obratovanje in razvoj v Elektru Celje, kjer pokriva šest različnih področij, med katerimi so razvoj distribucijskega omrežja, obratovanje omrežja s poudarkom na dispečerskem centru vodenja, področje telekomunikacij, obračun omrežnine, dostop do omrežja in številnih meritev ter področje zaščite in daljinskega vodenja omrežja. Sodeluje tudi v slovensko-japonskem projektu NEDO in v evropskem projektu Flex4Grid.

VIRI, LITERATURA:

- ^[1] Načrt razvoja distribucijskega omrežja za obdobje 2017–2026, Elektro Celje, d. d.
- ^[2] Načrt razvoja distribucijskega omrežja za obdobje 2017–2026, Elektro Gorenjska, d. d.
- ^[3] Načrt razvoja distribucijskega omrežja za obdobje 2017–2026, Elektro Ljubljana, d. d.
- ^[4] Načrt razvoja distribucijskega omrežja za obdobje 2017–2026, Elektro Maribor, d. d.
- ^[5] Načrt razvoja distribucijskega omrežja za obdobje 2017–2026, Elektro Primorska, d. d.



NAČRT RAZVOJA NIZKONAPETOSTNEGA OMREŽJA



Izboljšanje kakovosti napetosti, priklučevanje proizvodnih virov in uporabnikov

Franc Toplak, Elektro Maribor, vodja službe razvoja in projektive

Osnutki desetletnih načrtov razvoja distribucijskega omrežja električne energije za desetletno obdobje od leta 2017 do 2026 (v nadaljevanju: NRO) posameznih elektrodistribucijskih podjetij (v nadaljevanju: EDP) obravnavajo tudi nizkonapetostna (0,4 kV) omrežja, ki so po svojem obsegu od omrežij vseh napetostnih nivojev najboljše. Ob koncu leta 2015 je znašala dolžina nizkonapetostnih (v nadaljevanju: NN) omrežij v lasti elektrodistribucijskih podjetij 46.306 km ali

72,3 % dolžine omrežij vseh napetostnih nivojev. Na nizkonapetostna omrežja transformatorskih postaj (TP) SN/NN je priključenih več kot 99 % vseh odjemalcev električne energije v Sloveniji. S spodbujanjem gradnje proizvodnih naprav na obnovljive vire in proizvodnje električne energije v sproizvodnji s toploto z visokim izkoristkom je bilo v obdobju od leta 2008 naprej po številu prav na nizkonapetostna omrežja priključenih več kot 80 % proizvodnih naprav.

OBSTOJEČE STANJE NIZKONAPETOSTNIH OMREŽIJ

Dolžine NN-omrežij

Stanje dolžin NN-omrežij in delež pozemnega omrežja ob koncu izhodiščnega leta 2015 za pripravo osnutkov razvojnih načrtov po posameznih EDP in skupaj prikazuje spodnja tabela.

EDP	Dolžina NN-omrežij, stanje 31. 12. 2015 (km)			Delež podzemnega
	Nadzemno	Podzemno	Skupaj	
Elektro Celje	6.819	6.798	13.617	49,9%
Elektro Ljubljana	4.992	5.907	10.899	54,2%
Elektro Gorenjska	1.385	2.500	3.884	64,4%
Elektro Primorska	4.689	1.139	5.828	19,5%
Elektro Maribor	5.638	6.439	12.077	53,3%
EDP skupaj	23.523	22.783	46.306	49,2%

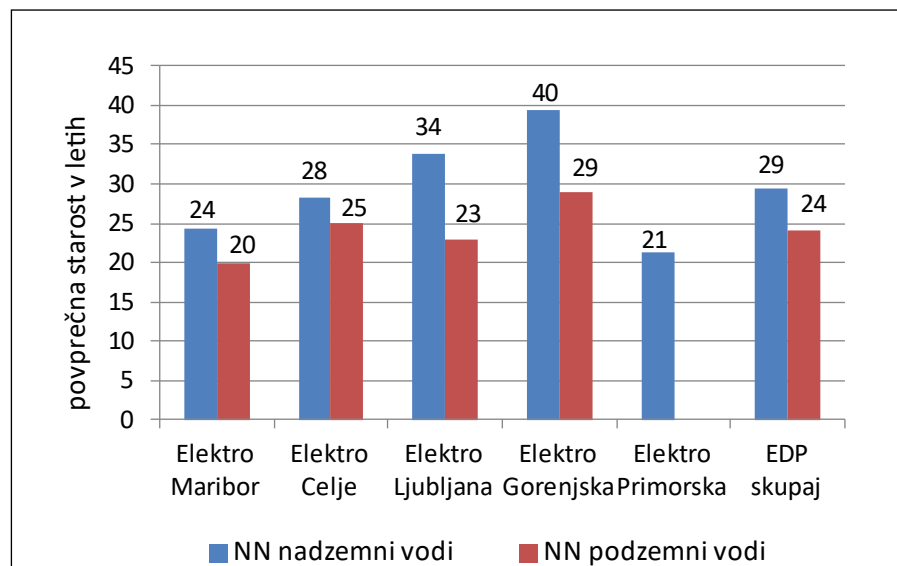
Starost NN-omrežij

Povprečna starost nizkonapetostnih nadzemnih vodov na območju vseh EDP v Sloveniji je 29,5 let. Nekoliko boljše je stanje pri nizkonapetostnih podzemnih vodih, kjer je povprečna starost omrežij na območjih štirih EDP (brez Elektra Primorska) 24,2 leti. Povprečne starosti nizkonapetostnih vodov za stanje ob koncu leta 2015 po posameznih elektrodistribucijskih podjetjih so razvidne na sliki 1.

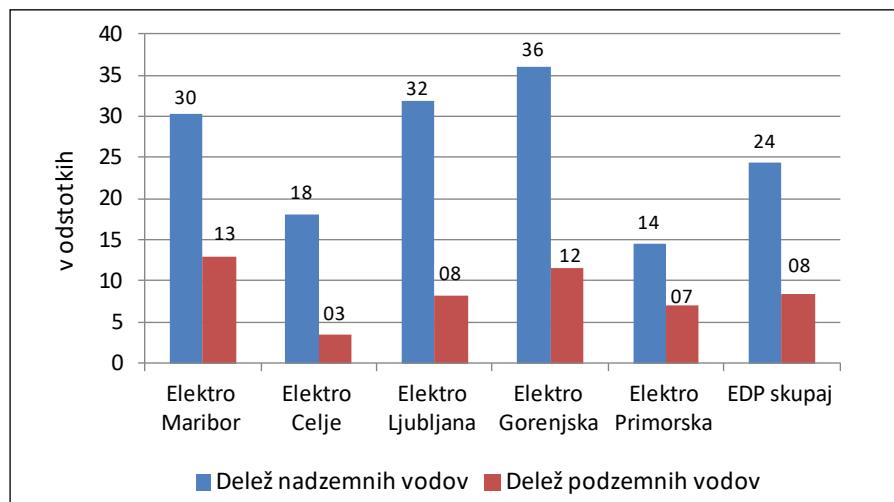
Najvišjo povprečno starost, slabih 40 let, imajo nizkonapetostni nadzemni vodi na območju Elektra Gorenjska, sledijo nadzemni vodi Elektra Ljubljana s 34 leti, nato pa nadzemni vodi Elektra Celje in Elektra Maribor s povprečno starostjo pod 30 let. Najvišjo povprečno starost podzemnih nizkonapetostnih vodov ima prav tako Elektro Gorenjska (29 let), sledita s svojimi podzemnimi omrežji Elektro Celje in Elektro Ljubljana.

Poleg povprečne starosti je pomemben kazalec tudi delež NN-vodov, ki so v celotni dolžini prekorili predvideno dobo uporabe. Predvidena doba uporabe je življenjska doba, določena s stopnjo amortizacije. V letu

2015 sta znašala deleža nizkonapetostnih vodov s prekoračeno predvideno dobo uporabe za nadzemne vode 24,3 % in za podzemne vode 8,4 %. Za posamezna EDP so navedeni deleži razvidni iz diagrama na sliki 2.



Slika 1: Povprečna starost nizkonapetostnih vodov



Slika 2: Deleži nizkonapetostnih nadzemnih in podzemnih vodov s prekoračeno predvideno dobo uporabe po posameznih EDP in skupaj

Delež nizkonapetostnega podzemnega omrežja s prekoračeno predvideno dobo uporabe še ni zaskrbljujoč na območju nobenega EDP. Drugače je pri nizkonapetostnih nadzemnih vodih, za katere velikost deleža s prekoračeno predvideno dobo uporabe na območju Elektra Gorenjska, Elektra Ljubljana in Elektra Maribor dosega že tretjina oziroma slaba tretjina vseh tovrstnih nadzemnih vodov.

Kazalca povprečna starost in delež vodov s prekoračeno predvideno dobo uporabe govorita o stanju fizične dotrajanosti in tudi tehnološke zastarelosti nizkonapetostnih omrežij.

Poleg starosti je pomembno tudi stanje nizkonapetostnih omrežij z vidika njihove strukture, vrste in prerezov vodnikov, dolžine obstoječih nizkonapetostnih nadzemnih in podzemnih izvodov iz transformatorskih postaj. Obstoječa nizkonapetostna nadzemna in podzemna omrežja so grajena radialno, le redko, večinoma pri podzemnih omrežjih, so grajena zazankano. Zazankanost NN-omrežja omogoča dvostransko napajanje, če so vodi ustrezno dimenzionirani. Na podeželju so ta omrežja nadzemna, izvedena z golimi ali izoliranimi vodniki, prerezov 35 mm² in 70 mm². Dolžine nizkonapetostnih izvodov iz podeželskih transformatorskih postaj lahko zaradi razpršene poseljenosti dosegajo dolžine tudi več kot 1000 m. V urbanih naseljih in v mestih so nizkonapetostna omrežja izvedena v podzemni izvedbi s kabli prereza 35 mm², 70

mm², 150 mm² ali 240 mm². Navedeni parametri imajo vpliv na kakovost napetosti in širjenje motenj v omrežjih, varnost in zanesljivost delovanja, možnost priključevanja novih odjemalcev in povečanje priključne moči obstoječih ter priključevanje proizvodnih virov. Izziv za nizkonapetostna omrežja v prihodnosti bo lahko množičen pojav novih odjemalcev, kot so toplotne črpalke in električni avtomobili, ki bodo posledica izvajanja politike dekarbonizacije na področju ogrevanja in prometa.

PREDVIDENA VLAPANJA V NN-OMREŽJA V NRO 2017–2026

Razlogi za vlaganja v novogradnje in rekonstrukcije obstoječih NN-omrežij so naslednji:

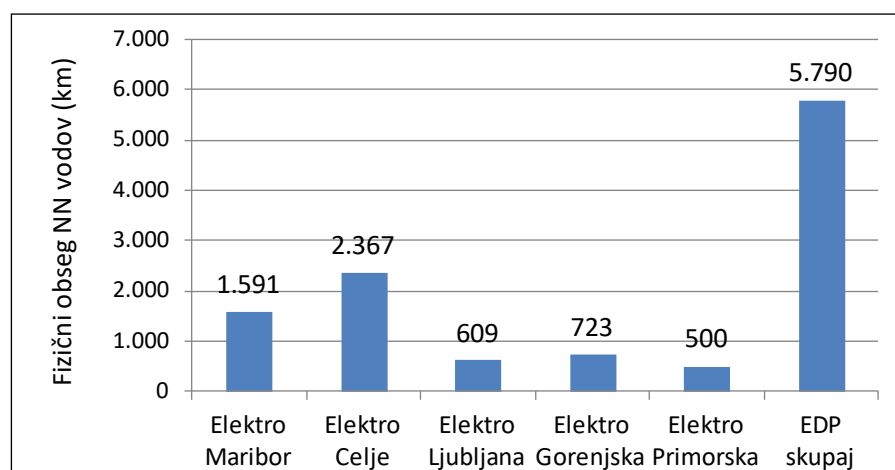
- Povečanje obremenitev teh omrežij zaradi načrtovanih priključitev novih odjemalcev električne energije in povečanja priključne moči in dviga obremenitve odjema

obstoječih že priključenih odjemalcev (soglasja za priključitev). Nove priključitve odjemalcev bomo večinoma izvajali na območjih, za katera so sprejeti prostorski akti (predvsem občinski podrobni prostorski načrti). Predvidene so priključitve stanovanjskih, poslovnih in industrijskih objektov, ki so jih v naslednjem desetletnem obdobju v osnutke svojih NRO vključile EDP.

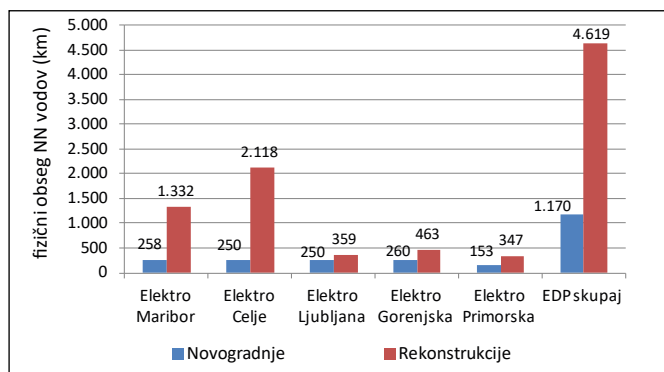
- Kakovost oskrbe uporabnikov električnega omrežja, ki je določena s 13 značilnostmi kakovosti napetosti po standardu SIST EN 50160.
- Stanje NN-nadzemnih in podzemnih omrežij z vidika dotrajanosti. Pri nadzemnih omrežjih je najpogostejši razlog dotrajanost lesenih oporišč. EDP težijo k povečanju deleža podzemnih vodov in k sistematičnemu postopnemu nadomeščanju obstoječih nadzemnih s podzemnimi omrežji in s tem k povečanju odpornosti omrežij na vremenske vplive (robustnost NN-omrežij).
- Priključevanje razpršenih proizvodnih virov na NN-omrežja v določenih primerih zahteva gradnjo novih vodov ali okrepitve obstoječih.
- Odkup nizkonapetostnih vodov za ureditev statusa javnega distribucijskega omrežja, ko je na NN-vod priključen več kot en uporabnik.

Predviden fizični obseg vlaganj

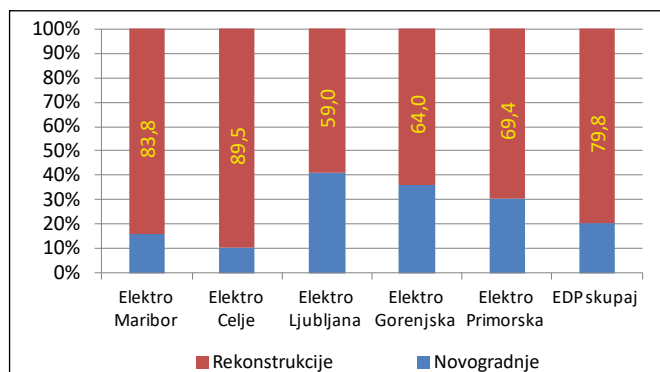
Skupni načrtovani fizični obseg novogradenj in rekonstrukcij NN-omrežij bo v naslednjem desetletnem obdobju znašal 5.790 km. Fizični obseg vlaganj v desetletnem obdobju po posameznih EDP in skupaj prikazuje diagram na sliki 3.



Slika 3: Predviden fizični obseg (novogradenj in rekonstrukcij) NN-omrežij v obdobju 2017–2026 po posameznih EDP in skupaj (km)



Slika 4: Predviden fizični obseg novogradenj in rekonstrukcij obstoječih NN-omrežij v obdobju 2017–2026 po posameznih EDP in skupaj (km)

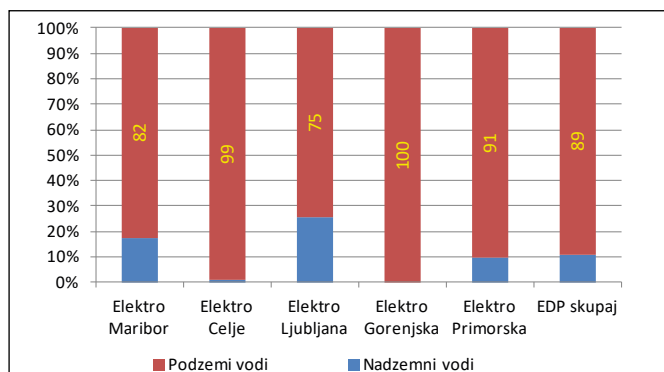


Slika 5: Predviden delež novogradenj in rekonstrukcij obstoječih NN-omrežij v obdobju 2017–2026 po posameznih EDP in skupaj

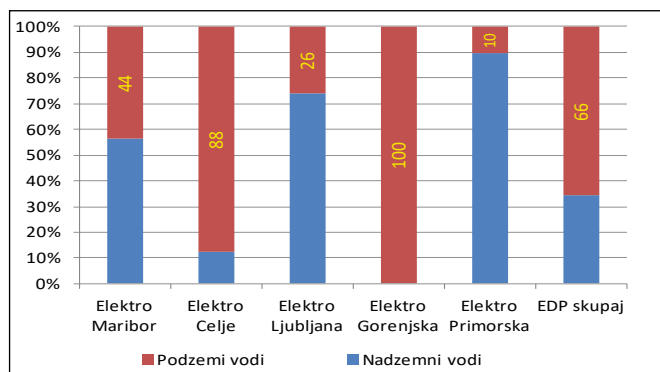
Elektro Celje od vseh elektrodistribucijskih podjetij načrtuje največji fizični obseg novogradenj in rekonstrukcij obstoječih NN-omrežij, sledita Elektro Maribor in Elektro Gorenjska. Najmanjši fizični obseg teh omrežij načrtuje Elektro Primorska (slika 4).

Na slikah 4 in 5 je razvidno, da je v vseh elektrodistribucijskih podjetjih načrtovani fizični obseg rekonstrukcij obstoječih NN-omrežij večji od obsega novogradenj. Velikost deleža rekonstrukcij NN-vodov se v celotnem fizičnem obsegu vlaganj v NN-

-omrežja giblje od 59 % pri Elektru Ljubljana do 89,5 % pri Elektru Celje. Fizični obseg rekonstrukcij NN-vodov v desetletnem obdobju za skoraj štirikrat presega fizični obseg novogradenj NN-vodov.



Slika 6: Delež podzemnih in nadzemnih vodov v novogradnjah NN-vodov po posameznih EDP in skupaj v obdobju 2017–2026



Slika 7: Delež podzemnih in nadzemnih vodov v rekonstrukcijah NN-vodov po posameznih EDP in skupaj v obdobju 2017–2026

Delež podzemnih vodov v novogradnjah in rekonstrukcijah

V predvidenem obsegu novogradenj in rekonstrukcij obstoječih NN-vodov na nivoju posameznih EDP in skupaj so načrtovani deleži podzemnih vodov razvidni iz diagramov na slikah 6 in 7. Na nivoju vseh EDP skupaj je v desetletnem obdobju v novogradnjah NN-vodov predviden delež podzemnih vodov 89-odstoten. Od posameznih EDP imata ta delež najvišji Elektro Gorenjska s 100 % in Elektro Celje z 99 %, najnižji delež podzemnih vodov načrtuje Elektro Ljubljana (75 %).

V rekonstrukcijah NN-vodov je predviden delež podzemnih vodov na nivoju vseh EDP v desetletnem obdobju 66 %. Najvišji predvideni delež podzemnih vodov v rekonstrukcijah NN-vodov ima Elektro Gorenjska (100 %), najmanjšega pa Elektro Primorska (10 %).

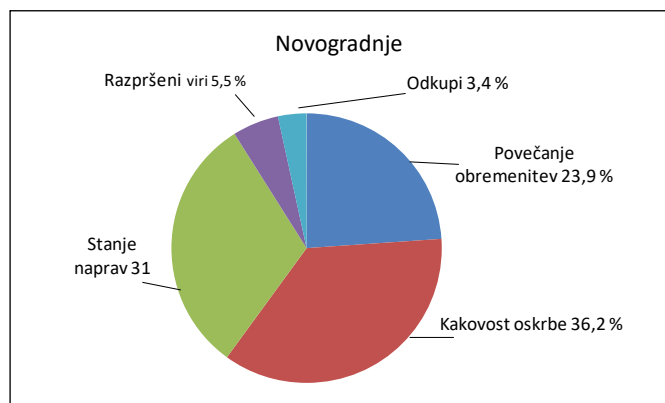
Fizični obseg po vzrokih

Najpogostejši vzrok za novogradnje NN-omrežij je kakovost oskrbe v nizkonapetostnih omrežjih (36,2 % fizičnega obsega novogradenj), sledita stanje naprav (31 %) in povečanje obremenitev (23,9 %) (slika 8).

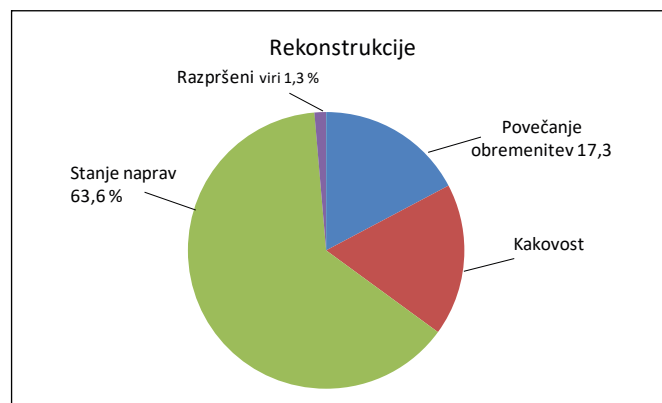
Najpogostejši vzrok za izvedbo rekonstrukcij obstoječih NN-vodov je stanje naprav (63,6 % fizičnega obsega rekonstrukcij). Sledita kakovost oskrbe (17,8 %) in povečanje obremenitev (17,3 %) (slika 9).

Predviden obseg investicijskih vlaganj

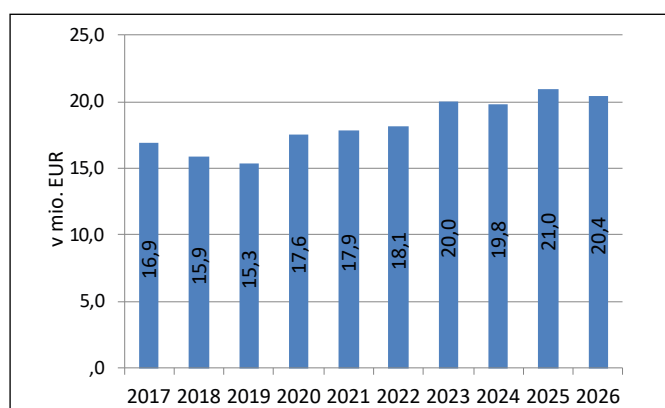
Elektrodistribucijska podjetja so v svojih osnutkih NRO glede na predviden fizični obseg novogradenj in rekonstrukcij NN-omrežij predvidela, da bodo v novogradnje in rekonstrukcije teh omrežij v naslednjem desetletnem obdobju do leta 2026 vložila skupaj 182,9 mio. EUR. Višina investicijskih vlaganj v NN-omrežja po letih je razvidna na sliki 10.



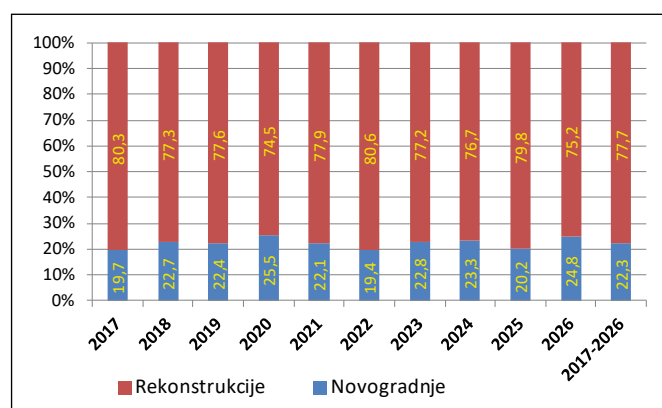
Slika 8: Fizični obseg vlaganj v novogradnje NN-omrežij za EDP skupaj v obdobju 2017–2026 po glavnih vzrokih



Slika 9: Fizični obseg vlaganj v rekonstrukcije NN-omrežij za EDP skupaj v obdobju 2017–2026 po glavnih vzrokih



Slika 10: Dinamika predvidenih investicijskih vlaganj v NN-omrežja za EDP skupaj v obdobju od leta 2017 do 2026



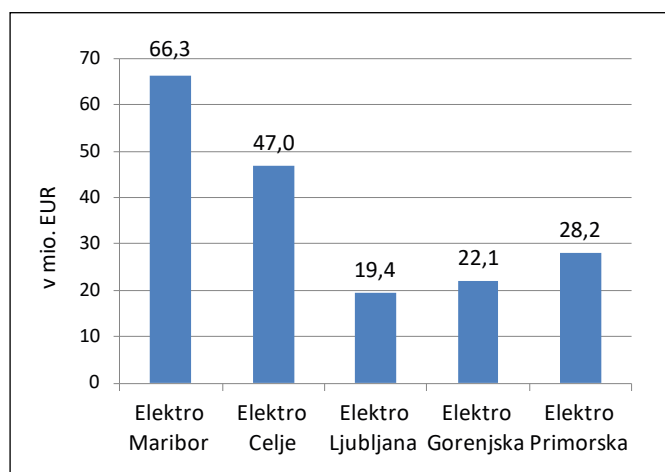
Slika 11: Delež investicijskih vlaganj v novogradnje in rekonstrukcije v skupnih letnih investicijskih vlaganjih EDP v obdobju 2017–2026

Slika 11 kaže, da v predvidenih letnih investicijskih vlaganjih v NN-omrežja prevladujejo investicijska vlaganja v rekonstrukcije, kar je pričakovana posledica ugotovitev prejšnjega poglavja o fizičnem obsegu rekonstrukcij. Delež letnih skupnih investicijskih vlaganj EDP v rekonstrukcije NN-omrežij se po velikosti glede na celotna investicijska vlaganja giblje od 74,5 % leta 2020 do 80,6 % leta 2022.

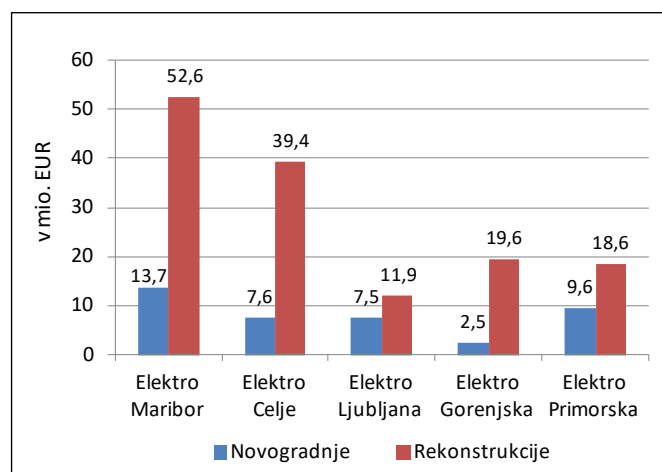
Velikost letnih investicijskih vlaganj vseh EDP skupaj v NN-omrežja se do leta 2026 giblje od 15,3 mio. EUR (leta 2019) do 21 mio EUR (leta 2025). Velikost investicijskih vlaganj v NN-omrežja v desetletnem obdobju do leta 2026 skupaj po posameznih EDP prikazuje slika 12.

Največja investicijska vlaganja v NN-omrežja (novogradnje in rekonstrukcije) v desetletnem obdobju načrtuje Elektro Maribor v višini 66,3 mio EUR, najmanjše pa Elektro Ljubljana v višini 19,4 mio EUR.

Velikost investicijskih vlaganj v novogradnje in rekonstrukcije NN-omrežij po posameznih EDP v desetletnem obdobju je prikazana na sliki 13.



Slika 12: Velikost investicijskih vlaganj v NN-omrežja v obdobju od leta 2017 do 2026 po posameznih EDP



Slika 13: Velikost investicijskih vlaganj v novogradnje in rekonstrukcije NN-omrežij posameznih EDP v obdobju 2017–2026

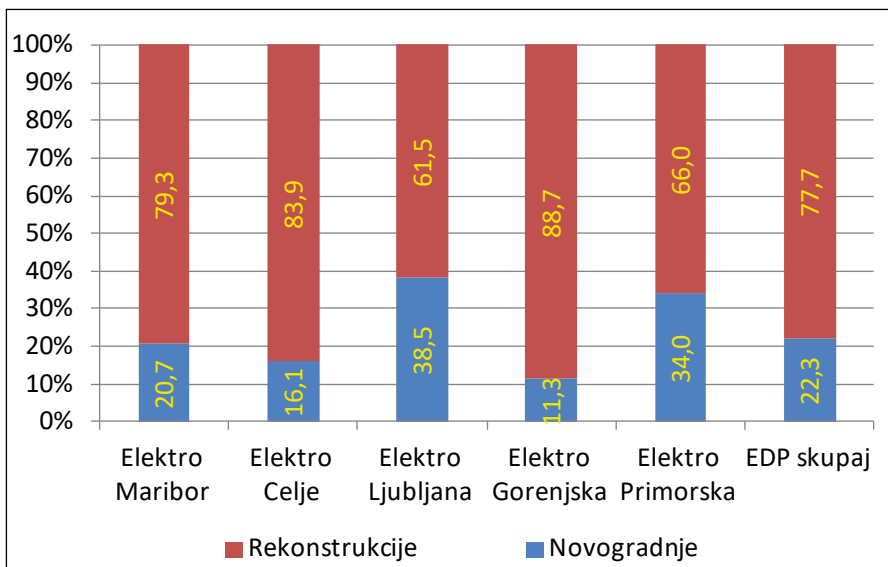


Pričakovano so v desetletnem obdobju v vseh elektrodistribucijskih podjetjih vlaganja v rekonstrukcije večje kot v novogradnje. Elektro Gorenjska bo v rekonstrukcije NN-omrežij v desetletnem obdobju vložila 7,8 krat več kot v novogradnje NN-omrežij, Elektro Celje 5,2-krat več, Elektro Maribor 3,8-krat, najmanjše pa je razmerje med rekonstrukcijami in novogradnjami v Elektru Ljubljana in Elektru Primorska (1,6 oziroma 1,9). V odstotkih je načrtovan delež investicijskih vlaganj v rekonstrukcije v desetletnem obdobju za vse EDP skupaj 78 % (slika 14).

PRIČAKOVANI UČINKI INVESTICIJSKIH VLAGANJ

Na osnovi predstavljenih podatkov o NN-omrežjih iz osnutkov desetletnih načrtov posameznih EDP za obdobje od leta 2017 do 2026 povzemam naslednje ugotovitve:

1. Skupaj v EDP načrtujemo 5.790 km NN-vodov, od tega 1.170 km (20 %) novogradenj nadzemnih in podzemnih NN-vodov ter 4.619 km (80 %) rekonstrukcij obstoječih NN-vodov.
2. Delež podzemnih vodov v fizičnem obsegu novogradenj vseh EDP skupaj znaša 89 %, v rekonstrukcijah pa 66 %. Pri posameznih EDP se delež podzemnih vodov v novogradnjah giblje od 75 % (Elektro Ljubljana) do 100 % (Elektro Gorenjska), v rekonstrukcijah pa od 26 % pri Elektro Ljubljana do 100 % pri Elektro Gorenjska.
3. Najpogostejši vzrok za novogradnje NN-omrežij je kakovost oskrbe, zaradi katere je predvideno 36,2 % celotnega fizičnega obsega novogradenj NN-vodov. Najpogostejši vzrok za rekonstrukcijo obstoječih NN-vodov je stanje naprav, zaradi katerega je v naslednjem desetletnem obdobju predvidenih 63,6 % celotnega fizičnega obsega rekonstrukcij NN-vodov vseh EDP.



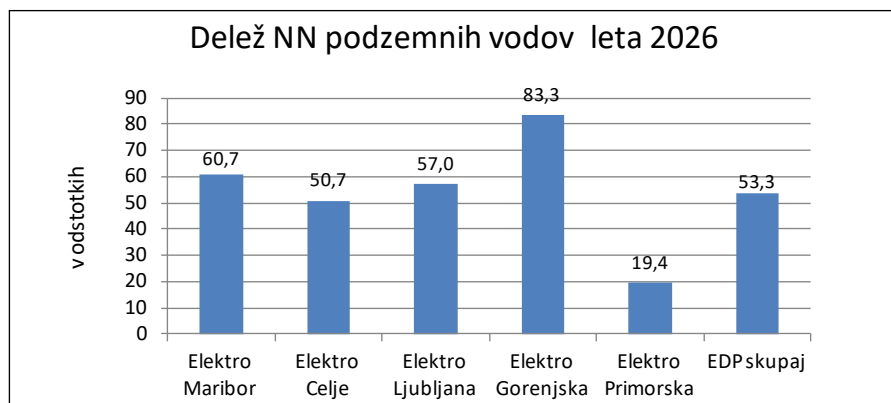
Slika 14: Delež investicijskih vlaganj v novogradnje in rekonstrukcije po posameznih EDP in skupaj v obdobju 2017–2026

4. V vseh EDP skupaj je predvidenih 182,9 mio EUR investicijskih vlaganj v NN-omrežja. Od načrtovanega zneska je skoraj 78 % finančnih sredstev predvidenih za rekonstrukcije, 22 % pa za novogradnje.

Na osnovi povzetih ugotovitev iz osnutkov načrtov razvoja pričakujemo naslednje učinke realizacije investicijskih vlaganj v NN-omrežja:

1. Povečanje deleža podzemnih NN-omrežij s 49,2 % leta 2015 na 53,3 % leta 2026 v celotni dolžini teh omrežij vseh EDP

- (povečanje robustnosti NN-omrežij).
2. Zmanjšanje deleža dotrajanih NN-vodov s prekoračeno predvideno dobo uporabe in znižanje povprečne starosti naprav.
3. Izboljšanje kakovosti napetosti v omrežjih nizke napetosti.
4. Zagotavljanje možnosti priključitve novih odjemalcev v omrežja nizke napetosti in povečanje obremenitev obstoječih.
5. Omogočiti priključevanje novih proizvodnih virov v nizkonapetostna omrežja.
6. Znižanje izgub v omrežju.
7. Z realizacijo investicijskih vlaganj podpreti uresničevanje politike dekarbonizacije na področju ogrevanja in prometa.

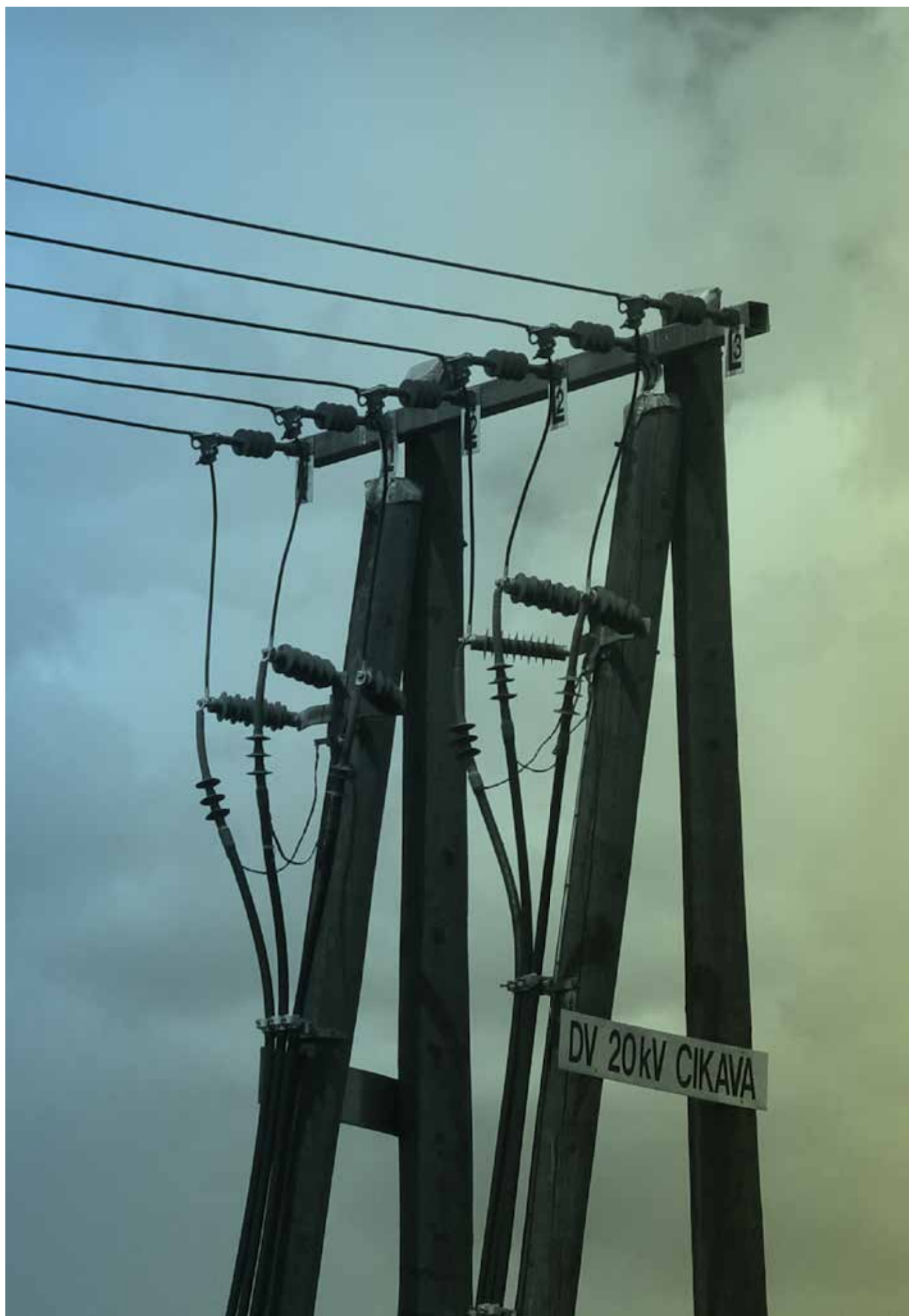


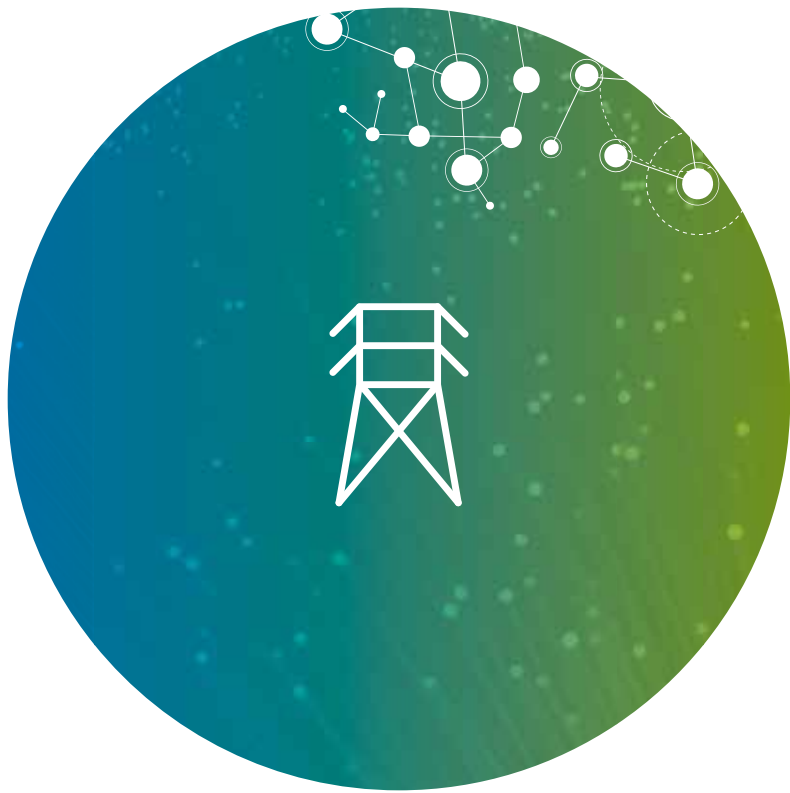
O AVTORJU

Franc Toplak je v Elektru Maribor kot univ. dipl. inž. el. zaposlen od leta 1983. Zadolžen je za vodenje službe razvoja in projektive. V Gospodarskem interesnem združenju distribucije električne energije vodi projektno skupino za priključevanje. V okviru načrtovanja razvoja distribucijskega omrežja je član projektne skupine Razvoj elektrodistribucijskega omrežja Slovenije (REDOS).

VIRI:

Podatki iz osnutkov Načrtov razvoja distribucijskega omrežja električne energije za obdobje od leta 2017 do 2026 elektrodistribucijskih podjetij Elektro Celje, d. d., Elektro Ljubljana, d. d., Elektro Gorenjska, d. d., Elektro Primorska, d. d., in Elektro Maribor, d. d.





04 RAZVOJNI PROJEKTI



VKLJUČEVANJE ODJEMALCEV V PROGRAME PRILAGAJANJA ODJEMA Z UPORABO DINAMIČNEGA TARIFIRANJA



Elektro Celje v evropskem projektu H2020 FLEX4GRID

Kristijan Koželj, Elektro Celje, vodja službe za dostop do omrežja in številne meritve

SKUPINA ZA IZVEDBO PROJEKTA H2020 FLEX4GRID

Kristijan Koželj, vodja službe za dostop do omrežja in številne meritve

Damjan Bobek, vodja službe za telekomunikacije

Anton Kos, inženir za dostop II



Podjetje Elektro Celje je kot član mednarodnega konzorcija uspešno kandidiralo na razpisu evropskega programa za razvoj in inovacije Horizon 2020 s projektom Flex4Grid, ki se nanaša na rešitve, ki bodo omogočale upravljanje prožnosti uporabnikov tako pri porabi kakor tudi pri proizvodnji električne energije.

Storitev bo potekala v računalniškem oblaku, kjer bodo zbrani anonimizirani podatki. Razvili bomo nove poslovne modele in predstavili spodbude za sodelovanje odjemalcev v takšnih projektih.

Pojav razpršenih virov, kot so fotovoltaika, vetrna energija in ostali viri, je bil povod za nove uporabnike električne energije, t. i. prosumerje (proizvajalci in odjemalci v enem), ki hkrati proizvajajo in porabljajo električno energijo. Poraba in proizvodnja električne energije prosumerja je zelo spremljiva in kot taka lahko v večjem obsegu vpliva na omrežje ter deležnike na trgu z električno energijo, vendar se lahko prosumerji v določeni meri fleksibilno prilagodijo in s tem preprečijo svoj morebiten negativni vpliv ^[1].



Evropski razvojni projekt Flex4Grid se osredotoča na razvoj odprtega tehnološkega sistema za upravljanje podatkov in zagotavljanje storitev, ki bodo omogočale upravljanje prožnosti/fleksibilnosti uporabnikov – prosumerjev distribucijskega omrežja – tako pri porabi kakor tudi proizvodnji električne energije. Prožnost/fleksibilnost uporabnika pomeni, da je sposoben prilagajati

porabo in/ali proizvodnjo potrebam drugih deležnikov v sistemu. Za svoje prilagajanje bi načeloma moral biti nagrajen. Elektrodistribucijska podjetja bodo lahko to prožnost izrabila za zniževanje koničnih obremenitev omrežja ter zmanjšanje razkoraka med porabo in razpršeno proizvodnjo električne energije. Drugi oziroma novi udeleženci pa bodo lahko na trgu električne energije ponujali storitve na osnovi podatkov in odprtih vmesnikov tehnološkega sistema Flex4Grid. Sistem bo zgrajen iz obstoječih komponent IKT, ki so jih partnerji konzorcija razvijali že več let v prejšnjih raziskovalnih projektih, kar pomeni, da ima projekt veliko možnosti, da se hitro implementira v praksi.

Evropski razvojni projekt Flex4Grid se osredotoča na razvoj odprtega tehnološkega sistema za upravljanje podatkov in zagotavljanje storitev, ki bodo omogočale upravljanje prožnosti uporabnikov – prosumerjev distribucijskega omrežja – tako pri porabi kakor tudi pri proizvodnji električne energije. Prožnost uporabnika pomeni, da je le-ta sposoben prilagajati porabo ali proizvodnjo potrebam drugih deležnikov v sistemu in bi lahko bil za svoje prilagajanje nagrajen.

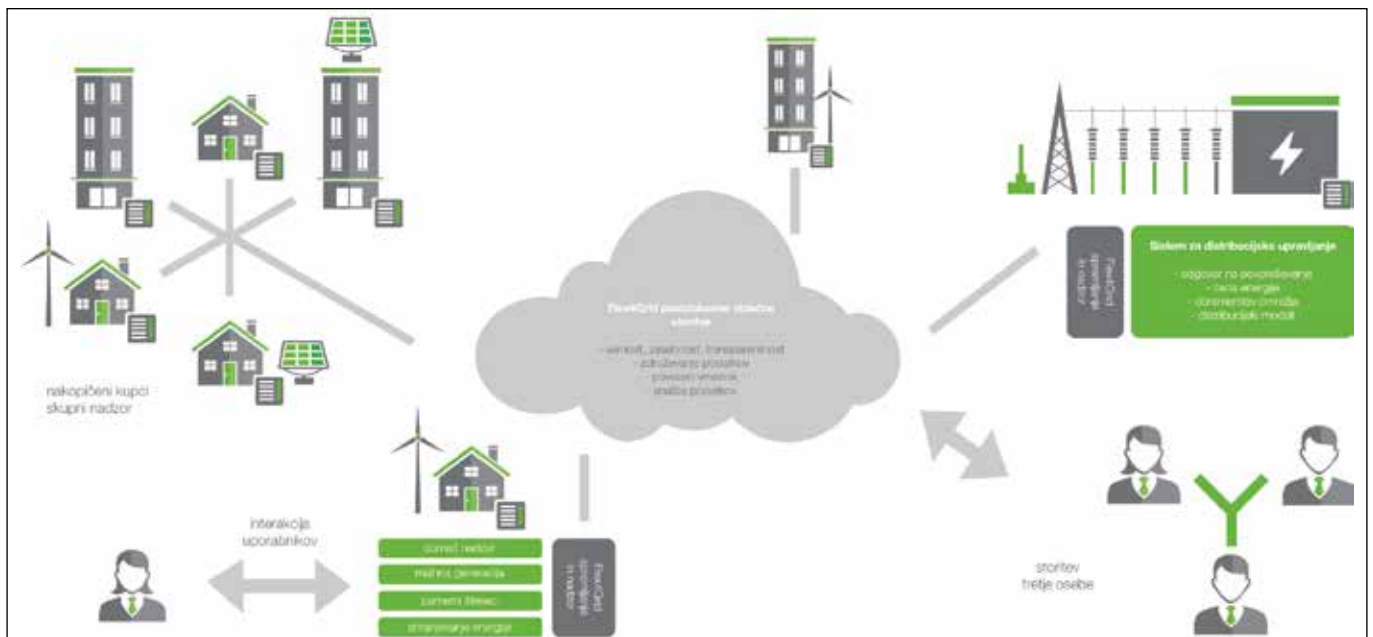
Flex4Grid bo vključeval:

- a) storitev podatkovnega oblaka z anonimiziranim vmesnikom, kjer bodo uvedeni napredni mehanizmi varnosti in zasebnosti za izmenjavo podatkov in upravljanje storitev,
- b) fleksibilnost prosumerja na področju proizvodnje in porabe električne energije in fleksibilnost odjemalca na področju porabe električne energije ter
- c) izvedljiv poslovni model, ki lahko hitro zaživi v praksi.

Validacija sistema bo izvedena v realnem okolju – piloti v treh evropskih distribucijah z različnimi scenariji. Zadnji večji pilot bo v Sloveniji na distribucijskem območju Elektra Celje in bo lahko obsegal participacijo 8.700 uporabnikov oziroma odjemalcev omrežja v pilotnem projektu dinamičnega tarifiranja. Projekt se je začel izvajati 1. januarja 2015, ko je bila podpisana pogodba z Evropsko komisijo. V projektu Flex4Grid sodeluje osem partnerjev iz Slovenije, Finske, Slovaške in Nemčije in so mešanica institucij

znanja oziroma raziskovalnih inštitutov, distributerjev električne energije ter industrijskih partnerjev. Med njimi so tudi trije iz Slovenije, kjer poleg Elektra Celje sodelujeta še podjetje Smart Com, d. o. o., in Inštitut Jožef Stefan. Projekt, katerega vrednost znaša nekaj manj kot 3,2 milijona evrov in ga Evropska komisija financira skoraj v celoti, bo trajal 36 mesecev (končan bo 31. 12. 2017) in poteka pod koordinacijo finskega raziskovalnega inštituta VTT.

Koncept



Namen aktivnosti v Flex4Grid

Namen aktivnosti v Flex4Grid je zagotoviti sistem za nove udeležence na trgu, ki bodo lahko ponujali analize agregiranih podatkov za potrebe napovedi električne energije. Ideja je, da se predvidi vpliv porabe in proizvodnje na distribucijskem omrežju (najbolje čim bolj lokalno v distribucijskem omrežju). S takšnim napovedovanjem bi se v prihodnosti izognili morebitnim izpadom električne energije (kritične storitve najvišje prioritete v kritični infrastrukturi vsake države) zaradi preobremenitev ter energetske neuravnoteženosti porabe in proizvodnje v energetske kritičnih točkah omrežja.

Flex4Grid ponuja celovit sistem za upravljanje s podatki z rešitvami za pametna omrežja, ki združuje izmenjavo podatkov med upravljavcem distribucijskega omrežja in njegovimi uporabniki z vključevanjem različnih dopolnilnih komponent. Skupaj z izgradnjo centralnega oblachnega sistema za energetske upravljanje, pametnim števecem električne energije ter pametnimi merilno-krmilnimi napravami, podprti s mobilno aplikacijo, bo imelo za posledico učinkovito upravljanje omrežja v smislu t. i. pametnega omrežja na najnižjem nivoju, torej v gospodinjstvu.

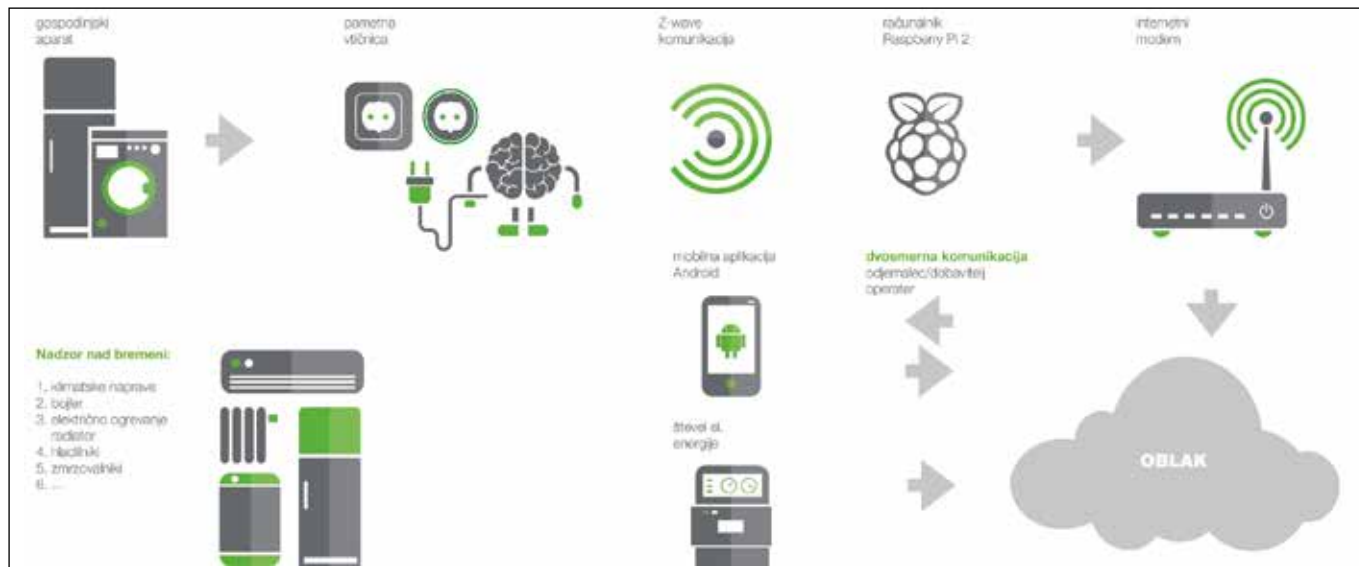
VLOGA PODJETJA ELEKTRO CELJE V PROJEKTU

V okviru projekta bodo v letu 2017 postavljeni tudi trije glavni piloti, in sicer dva v Nemčiji ter eden na distribucijskem območju Elektra Celje, v katerega bo lahko vključenih do 8.700 gospodinjstev odjemalcev električne energije. Za razliko od nemških pilotov, kjer bodo obravnavani prosumerji v manjšem številu, bodo v Sloveniji zaradi regulativnih ovir glede omejevanja proizvodnje pri proizvajalcih električne energije v pilotni projekt vključeni samo odjemalci, ki pa bodo izbrani na relativno velikem vzorcu (pilot velikih razsežnosti).





Izvedba

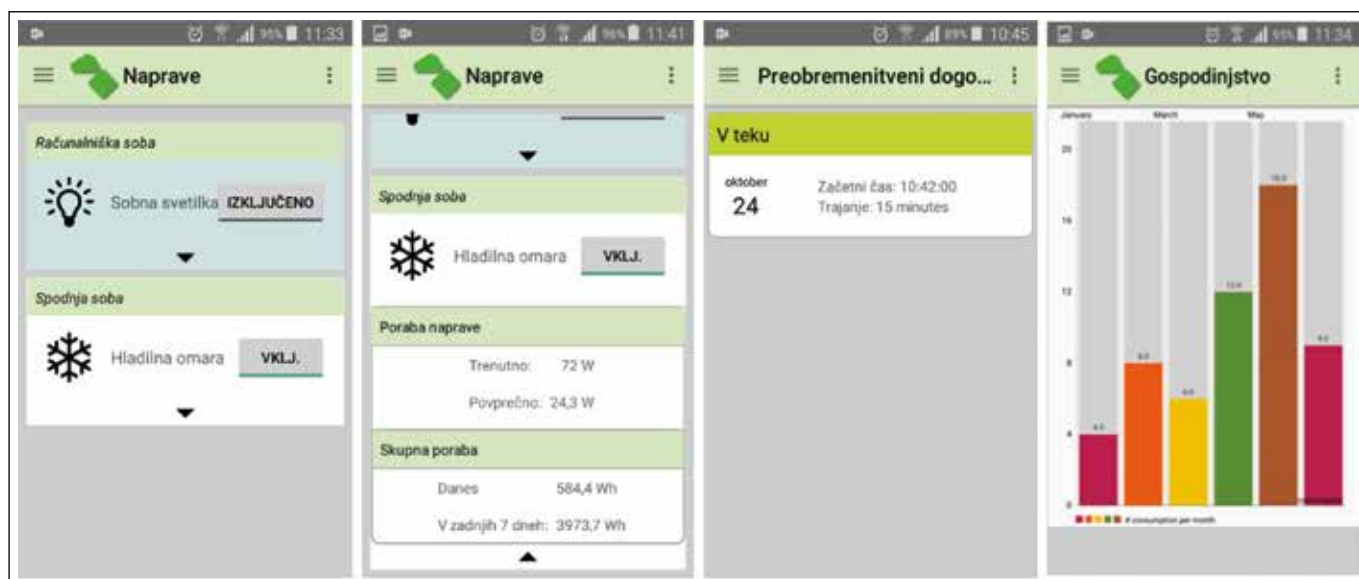


Povezava komponent in storitev v Flex4Grid

Udeleženci pilota v Sloveniji bodo prejeli merilno-krmilno napravo, sestavljeno iz centralne enote Raspberry Pi z dodanim Z-wave brezžičnim komunikatorjem, ter dve pametni vtičnici, preko katerih bodo priključili gospodinjstvene aparate. S pomočjo tega

kompleta bodo odjemalci preko mobilne aplikacije krmilili in spremljali stanje porabe električne energije izbranih gospodinjstvenih aparatov. Prav tako bodo lahko na mobilni napravi spremljali skupno porabo električne energije v njihovem gospodinjstvu in tako

ugotavljali, kateri porabniki porabijo več v odvisnosti od skupne porabe. Vsake toliko bodo na mobilne naprave dobili obvestilo, da za kratek čas zmanjšajo porabo električne energije (preobremenitveni dogodek).



Mobilna aplikacija Flex4Grid

Za upravljanje s porabo niso zanimivi vsi porabniki, ampak predvsem tisti, ki v veliki meri ne zmanjšujejo ugodja bivanja odjemalcev, če jih za kratek čas izključimo, kot npr. hladilniki, električno ogrevanje, novejša klimatske naprave, bojlerji in zamrzovalne skrinje. Ti aparati v gospodinjstvu predstavljajo večje porabnike, ki bi lahko bili za kratek čas izklopljeni in bi imeli določen vpliv na celotno porabo. Na drugi strani navedeni porabniki akumulirajo toploto ali hlad za dlje časa, zato njihov izklop za kratek čas ni problematičen.

Elektrodistribucijsko podjetje bo v okviru zakonskih omejitev ponujalo program upravljanja s porabo in prilagajanjem odjema. Program upravljanja s porabo bo ciljno usmerjen k zmanjševanju porabe v kriznih trenutkih oziroma trenutkih konične obremenitve sistema ter izboljšanju energetske učinkovitosti.

Kljub temu odjemalci morda ne želijo sodelovati v programih prilagajanja porabe, ker si nočejo zmanjševati ugodja bivanja ali pa se s prilagajanjem ne želijo obremenjevati. Omejitvam navkljub verjamemo, da v kolikor želimo, da odjemalci znižajo oziroma prilagajajo porabo, lahko to naredijo samo takrat, ko svojo porabo dobro poznajo. Z nameščanjem pametnega kompleta odjemalci spoznajo svojo porabo in se lažje odločajo. Vendar samo poznavanje porabe ni dovolj, pomembno jim je ponuditi tudi finančno spodbudo.

TESTIRANJE UČINKOVITOSTI AKTIVNEGA VKLJUČEVANJA ODJEMALCEV V PROGRAME PRILAGAJANJA ODJEMA Z UPORABO DINAMIČNEGA TARIFIRANJA

Glede na to, da je eden izmed ciljev pilotnega projekta Flex4Grid znižanje koničnih obremenitev za 3 % na določeni točki omrežja, bo ta cilj zelo težko doseči. Glavna omejitev je, da se projekt fokusira samo na gospodinjstva, ki so zelo razpršena in porabijo samo tretjino celotne energije. Omejitev predstavljajo tudi finančne spodbude za odjemalce. Z odprtjem trga z električno energije in zahtevo Evropske unije so se operaterji in dobavitelji električne energije v Sloveniji ločili. Na strani distribucijskih podjetij oziroma operaterjev omrežja je možnosti za spodbud zelo malo, ker je dejavnost zelo regulirana, za razliko od dobaviteljev, ki pa so na področju cen z električno energijo zelo fleksibilni in lahko ponudijo več.

Kljub temu je podjetje Elektro Celje izrabilo zakonsko priložnost testiranja izvedbene spodbude, ki je bila uvedena 1. 1. 2016 s sprejetjem Akta o metodologiji za določitev regulativnega okvira in metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje (Uradni list RS, 66/15, 105/15) [2]. Izvedbene spodbude so v veljavnem regulativnem obdobju osredotočene na testiranje učinkovitosti aktivnega vključevanja odjemalcev v programe prilagajanja odjema z uporabo dinamičnega tarifiranja. Potrditev projekta Flex4Grid s strani regulatorja omrežja Agencije za energijo je podlaga za uporabo pilotne dinamične tarife iz 123. člena akta, ki je omejena izključno na odjemalce električne energije, ki bodo prostovoljno pristopili v program prilagajanja odjema v okviru projekta.

123. člen akta govori o pilotni kritični konični tarifi, ki je namenjena dinamični preusmeritvi končnih odjemalcev z obremenitve sistema v času konic na obremenitev zunaj konic ob upoštevanju razpoložljivosti energije iz obno-

vljivih virov energije, energije, pridobljene v soprodukciji električne energije in toplote z visokim izkoristkom, ter porazdeljenega pridobivanja električne energije.

Kritična konična tarifa (KKT) je poskusna omrežninska tarifa za distribucijski sistem s posebno tarifno postavko za preneseno delovno energijo (kWh), ki odstopa od običajne tarifne postavke in velja v času trajanja konične obremenitve omrežja (kritični dogodek). Za izvajanje te tarife je vnaprej omejeno število kritičnih dogodkov v določenem časovnem obdobju, njihovo trajanje ter časovni pogoji obveščanja odjemalcev o nastopu kritičnih dogodkov. Distribucijsko podjetje mora o nastopu ter času trajanja KKT obvestiti končnega odjemalca najmanj 24 ur vnaprej. Isto informacijo mora istočasno objaviti na svojih spletnih straneh. Število ur KKT v koledarskem letu je 50.

Tarifne postavke za omrežnino za distribucijski sistem na prevzeto električno energijo (kWh), ki so vključene v pilotni projekt, so določene na način, da se ob neodzivnosti odjema končnega odjemalca v obdobju KKT obračuna v obdobju enega leta enaka omrežnina kot v primeru, če bi distribucijsko podjetje končnemu odjemalcu obračunal omrežnino za distribucijski sistem na podlagi običajnih tarifnih postavk. Tarifna postavka KKT nastopa v času kritične konične tarife, ki lahko nastopi v času višje tarife (VT) ali manjše tarife (MT) in je desetkrat višja od običajne tarifne postavke višje tarife (VT). V času izven KKT pa je cena višje tarife (VT) ali manjše tarife (MT) za 13 % nižja od običajnih tarifnih postavk.

ZAKLJUČKI PROJEKTA BODO IZHODIŠČE ZA PRIHODNJO ZAKONODAJO

Električna energija je po svoji naravi specifično tržno blago, saj se je ne da ustrezno skladiščiti oziroma je njeno skladiščenje povezano z visokimi stroški. Zaradi tega mora

biti proizvodnja električne energije vedno takšna, da pokriva celoten odjem. V časovnih obdobjih, ko je poraba električne energije visoka, je cena njene proizvodnje prav tako visoka, saj podjetja, ki proizvajajo električno energijo postopno, z večanjem obremenitve, zaganjajo proizvodne enote z višjimi proizvodnimi stroški.

Prav tako je v teh obdobjih elektroenergetsko omrežje bolj obremenjeno, kar lahko vodi do zamašitev in ogrozi stabilnost sistema. Elektroenergetska omrežja se načrtujejo na osnovi koničnih moči, to so najvišje moči, ki se navadno pojavljajo v omrežju zgolj nekajkrat v letu. Nova omrežja in ojačitve obstoječega omrežja sodijo med stroškovno zahtevne investicije, ki bremenijo vse odjemalce električne energije ter imajo nezanemljivi vpliv na okolje.

Prilagajanje odjema električne energije s strani odjemalcev pomeni, da odjemalci svoj odjem prilagajajo različnim cenam električne energije v časovnih intervalih ali se za prilagoditev odjema odločajo zato, ker jih v to spodbujajo programi, katerih cilj je znižati odjem v času višjih veleprodajnih cen (dobavitelji) ali v času, ko je elektroenergetski sistem ogrožen (operaterji omrežja).

S programi prilagajanja odjema električne energije bodo odjemalci svojo porabo premikali le, če jo bodo dobro poznali in če jih bodo uspele pritegniti nove inovativne ugodnejše tarife oziroma cene. S postopnim uvajanjem teh programov se želi pri odjemalcih vzpostaviti večja prožnost porabe električne energije. Hkrati pa je to priložnost, da raziščemo potencial dinamičnega tarifiranja električne energije pri gospodinskih odjemalcih in skušamo odgovoriti na vprašanja, ali so odjemalci pripravljeni prilagajati porabo, za kakšno ceno ter v kakšnem obsegu. Je pa to tudi priložnost, da s pomočjo pridobljenih rezultatov izboljšamo model in zakonodajo glede dinamičnega tarifiranja v Sloveniji.

O AVTORJU

Kristijan Koželj se je po diplomu na Fakulteti za elektrotehniko, računalništvo in informatiko v Mariboru, zaposlil v Elektru Celje. Kot vodja službe za dostop do omrežja in številne meritve se večinoma ukvarja s priključevanjem uporabnikov omrežja, podatkovnimi storitvami in s pametnim merjenjem električne energije.

VIRI, LITERATURA:

[1] Teknologian tutkimuskeskus VTT, SAE Automation, s.r.o., Smart Com d.o.o., Institut »Jožef Stefan«, Fraunhofer Institute for applied Information, Stadtwerke Bonn Energie und Wasser GmbH, Elektro Celje d.o.o., Bocholter Energie und Wasserversorgung GmbH Proposal, Horizon 2020, H2020-LCE-2014-3, LCE-07-2014, SEP-210150353, Flex4Grid.

[2] Akt o metodologiji za določitev regulativnega okvira in metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje (Uradni list RS, 66/15, 105/15).

[3] Ivan Downik, Boštjan Horvat, Kristijan Koželj, Anton Kos, Mitja Prešern, Projektna naloga za razvojni projekt Prilagoditev eIS in Merilnih centrov potrebam dinamičnega tarifiranja (interno gradivo).

[4] <https://www.agen-rs.si/>

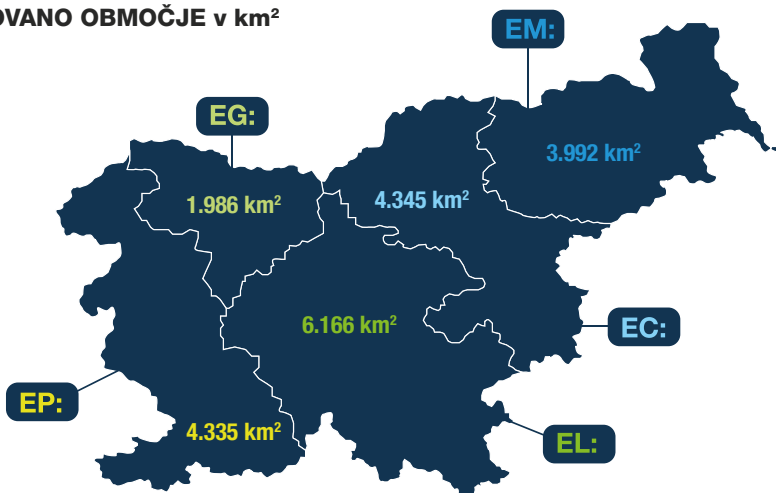
SLOVENSKA PODJETJA DISTRIBUCIJE

EM: Elektro Maribor

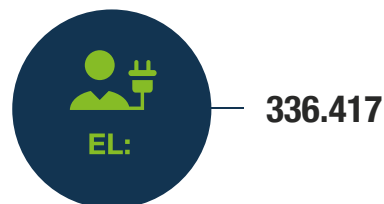
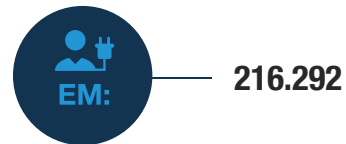
EC: Elektro Celje

EL: Elektro Ljubljana

OSKRBOVANO OBMOČJE v km²



ŠTEVILO ODJEMALCEV 31. 12. 2016

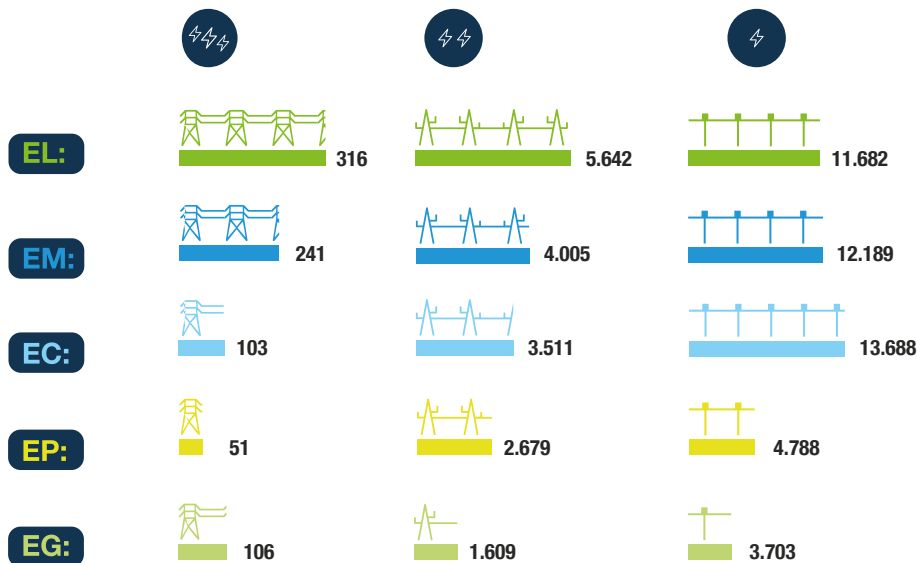


OMREŽJE v km

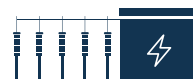
visoka napetost

srednja napetost

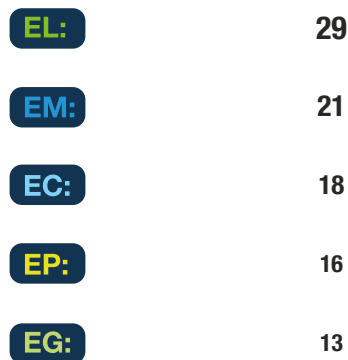
nizka napetost



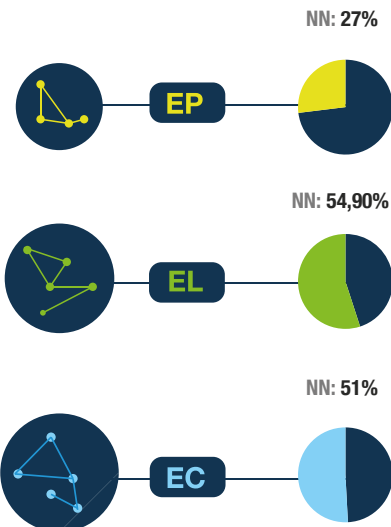
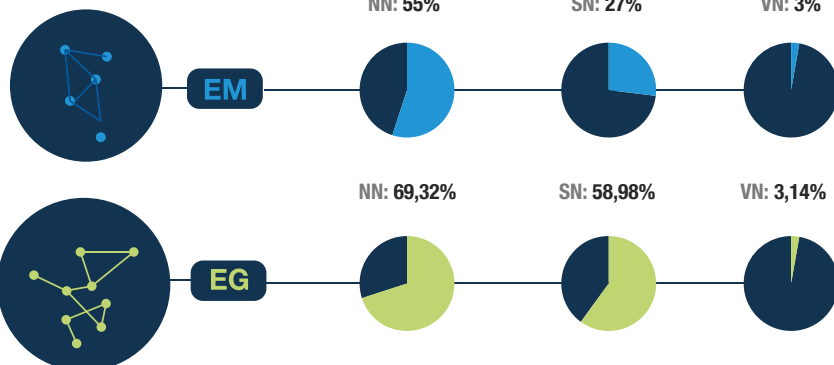
ŠTEVILO RP, RTP, TP



RTP



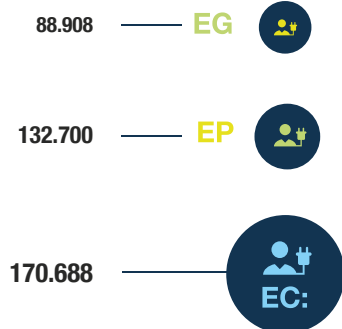
POKABLENOST



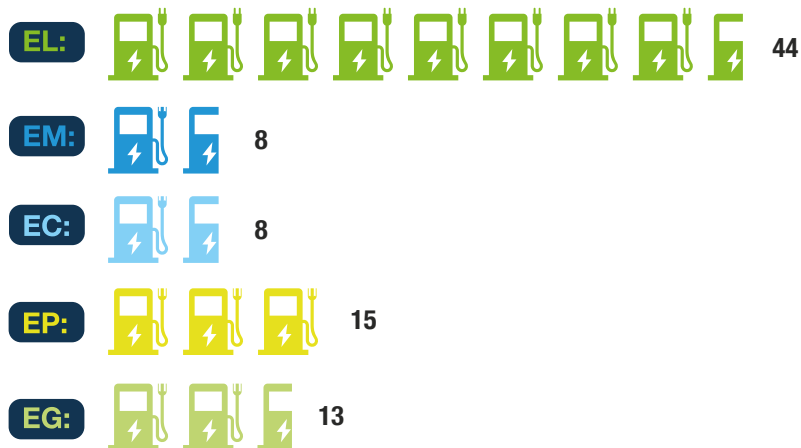
ELEKTRIČNE ENERGIJE V ŠTEVILKAH

EG: Elektro Gorenjska

EP: Elektro Primorska



ŠTEVILO ELEKTRIČNIH POLNILNIC



ŠTEVILO DISTRIBUIRANIH VIROV (SONČNE ELEKTRARNE, VETRNE ELEKTRARNE, SPTE):

	RP	TP		hidroelektrarne	sončne elektrarne	vetrne elektrarne	SPTE + ostale	skupaj	inštalirana moč (MW)
	25	5480	EL:	88	688	2	115	893	126,8
	19	3471	EM:	39	1144	1	184	1368	166,6
	14	3484	EC:	128	921	2	93	1144	103,3
	21	2409	EP:	92	353	8	29	482	72,9
	7	1370	EG:	107	375	0	80	562	71,3

SN: 22%

VN: 0%



SN: 38,10%

VN: 1,70%

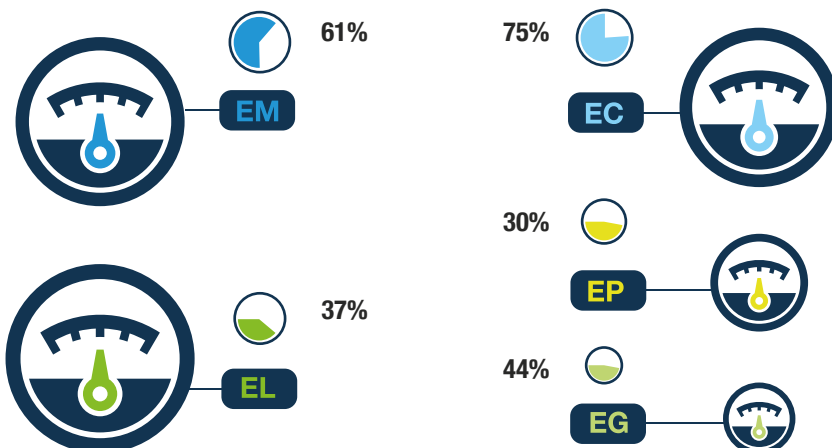


SN: 25%

VN: 0%



DELEŽ MERILNIH MEST V SISTEMU NAPREDNEGA MERJENJA:





INTEGRACIJA TEHNOLOŠKIH SISTEMOV V RAZISKOVALNO-RAZVOJNIH PROJEKTIH INCREASE IN STORY TER IZZIVI PRIHODNOSTI



Raziskovalno-razvojni projekti v Elektru Gorenjska

mag. Marjan Jerele, Elektro Gorenjska, pomočnik izvršnega direktorja

V distribucijskih podjetjih posvečamo posebno pozornost zagotavljanju zanesljivega obratovanja, prav tako pa tudi kakovosti dobave električne energije. Distribucijska omrežja se soočajo s povečevanjem števila razpršenih virov električne energije, s specifičnim obratovanjem teh proizvodnih naprav in z vgrajevanjem hranilnikov energije, ocenjujejo se tudi možnosti obratovanja mikro omrežij. S povečano vlogo odjemalcev oziroma proizvajalcev električne energije pa že prihaja do novih energetskih storitev.

V distribucijskih podjetjih smo v zadnjih letih aktivno sodelovali tudi pri izdelavi dokumentov s področja razvoja pametnih omrežij (Vizija razvoja pametnih omrežij, Program razvoja pametnih omrežij in Nacionalni demonstracijski projekt pametnih omrežij), v okviru katerih je bila identificirana vrsta projektnih sklopov, ki predstavljajo temeljne aktivnosti prihodnjega razvoja pametnih omrežij.

S področja obratovanja in vodenja distribucijskih omrežij glavne projektne sklope predstavljajo:

- povečanje spoznavnosti
- povečanje vodljivosti
- vodenje omrežja in
- informacijsko-komunikacijske tehnologije.

V nadaljevanju so po navedenih projektnih sklopih na kratko opisani posamezni tehnološki sistemi, ki jih v EG uporabljamo tudi pri izvajanju raziskovalno-razvojnih projektov.

POVEČANJE SPOZNAVNOSTI

Nizkonapetostna omrežja, do nedavnega večinoma namenjena enostranskemu razdeljevanju energije, s stališča vodenja in

obratovanja za upravljalce niso predstavljala posebnega izziva. Z vgrajevanjem razpršenih virov pa se razmere v teh omrežjih bistveno spreminjajo. Vsakokratno preverjanje pogojev za priključevanje v največji meri zadostuje za oceno sprejemljivosti kasnejšega obratovanja, vendar se kljub ustreznemu načrtovanju v praksi velikokrat izkaže, da lahko lokalno obratovanje teh enot, posebej v večjem številu, močno vpliva na lokalno kakovost napetosti.

Poznavanje trenutnih napetostnih razmer predstavlja nujen predpogoj za izvajanje regulacijskih algoritmov, namenjenih lokalnemu zagotavljanju kakovosti napetosti. V podjetju EG je za nadzor parametrov NNO zgrajen sistem obratovalnih meritev, ki temelji na uporabi mrežnih analizatorjev Iskra, družine MC750. Za potrebe razvojnih projektov so bili uporabljeni instrumenti z 1-minutno periodo odčitavanja parametrov omrežja, kar je popolnoma zadostovalo za izvajanje ustreznih regulacijskih konceptov. Odčitane vrednosti se zapisujejo v podatkovno bazo MiSmart, ki z uporabo različnih komunikacijskih protokolov tudi ostalim sistemom omogoča dostop do registriranih vrednosti.

POVEČANJE VODLJIVOSTI

Zagotavljanje kakovosti napetosti NNO je v demonstracijskem primeru EG izvedeno z uporabo regulacijskega distribucijskega transformatorja, ki zagotavlja spreminjanje višine napetosti pod obremenitvijo (OLTC – On Load Tap Changer). Za regulacijo je bil pilotno uporabljen 400 kVA transformator proizvajalca Schneider Electric, izvedba z 9 stopnjami, vsaka po 1,5 % Un. Transformator je tovarniško opremljen s krmilnikom, ki

omogoča uporabo nekaterih osnovnih regulacijskih algoritmov za upravljanje višine transformatorske napetosti. Za demonstracijo v projektu Increase je bilo poleg uporabe tovarniške regulacije na osnovi novo razvitega algoritma za koordinirano regulacijo napetosti NNO izvedeno tudi daljinsko nastavljanje ustrezne stopnje regulacijskega stikala.

VODENJE OMREŽJA

Proizvodni vir na lokalni ravni v NNO v specifičnih primerih lahko povzroči tako visoke napetosti, da je ni mogoče kompenzirati niti z uporabo regulacijskega transformatorja. V tovrstnih primerih se ustrezna višina napetosti lahko zagotovi z omejevanjem oddane moči proizvodne enote. Za omejevanje moči se lahko uporablja lokalni algoritem, integriran v sklopu razsmernika, nivo oddane moči pa je mogoče nastavljanje tudi daljinsko. V primeru projekta Increase je bil za lokalno upravljanje višine napetosti uporabljen regulacijski upor z interno vgrajenim algoritmom z možnostjo daljinskega nastavljanja karakteristike omejevanja.

Za nadzor in vodenje distribucijskih omrežij podjetja uporabljamo najsodobnejše sisteme SCADA, s katerimi poleg energetskih objektov zanesljivo upravljamo tudi naprave v SN-omrežju. Čeprav je SCADA EG pripravljena tudi na vodenje NNO, smo se pri izvedbi razvojnih projektov odločili za uporabo nadzornega sistema proizvajalca Sipronika, ki se sicer uporablja za daljinski nadzor in krmiljenje SN-omrežja. S postavitvijo testnega okolja SCADA je bila zagotovljena varnost obratovanja obstoječega sistema, hkrati pa omogočeno izvajanje različnih demonstracijskih scenarijev.

INFORMACIJSKO-KOMUNIKACIJSKE TEHNOLOGIJE

Za izvajanje regulacijskih algoritmov v realnem času je treba zagotoviti tudi ustrezne prenose podatkov med posameznimi gradniki distribuiranega sistema. Kot komunikacijski medij je bilo v EG uporabljeno lastno širokopasovno omrežje WiMax, ki je v celoti zadostilo zahtevam projektov. Na posameznih lokacijah v NNO je bila nameščena ustrezna komunikacijska oprema, ki je zagotavljala obojestransko komunikacijo – tako pridobivanje merilnih vrednosti kot tudi nastavljanje regulacijskih parametrov vgrajene procesne opreme.

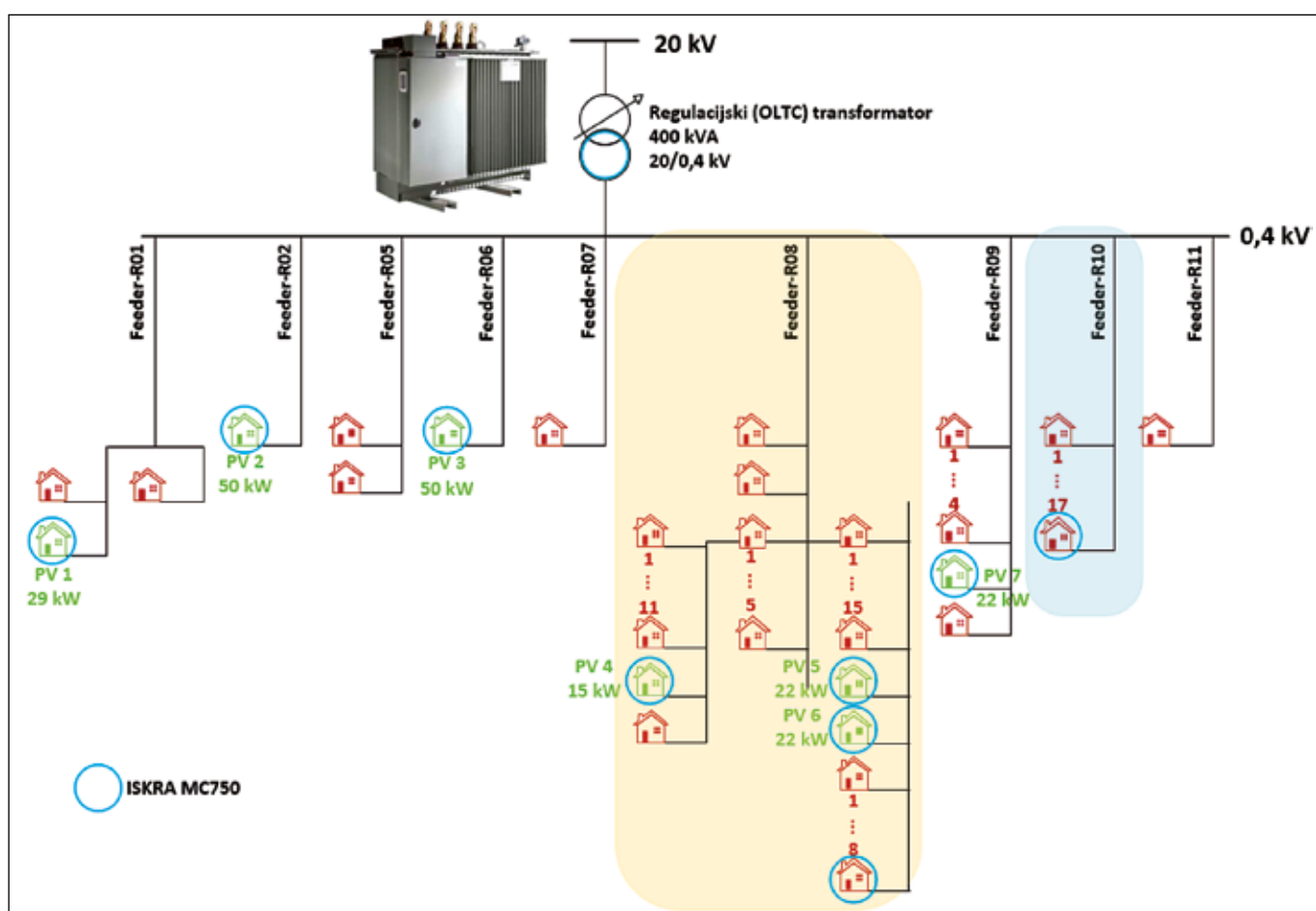
RAZISKOVALNO-RAZVOJNI PROJEKTI EG

Podjetje Elektro Gorenjska, d. d., na področju razvoja sistemov vodenja in obratovanja distribucijskega omrežja aktivno sodeluje v dveh mednarodnih, s strani EU sofinanciranih raziskovalno-razvojnih projektih.

Projekt Increase

V okviru projekta INCREASE je bila razvita in izvedena praktična demonstracija daljinsko koordinirane regulacije napetosti v NNO TP Suha z uporabo naprednega krmilnega algoritma in regulacijskega distribucijskega transformatorja 20/0.4 kV.

Enopolna shema NNO Suha je prikazana na sliki 1. V omrežju je priključenih sedem sončnih elektrarn s skupno močjo 210 kW. Obratovanje elektrarn na posameznih lokacijah občasno povzroča visoke lokalne napetosti, pri nekaterih odjemalcih pa se kot posledica obremenitev istočasno pojavljajo večji padci napetosti. Trenutna razlika napetosti med posameznimi točkami omrežja tako lahko znaša tudi do 15 V.



Slika 1: Enopolna shema NNO Suha

Principielna shema demonstracijskega primera je prikazana na sliki 2. Za pridobivanje informacij o trenutnem stanju parametrov električnega omrežja je bilo vgrajenih 10 mrežnih analizatorjev MC 750, in sicer na vseh lokacijah priključenih elektrarn, dveh lokacijah odjemalcev z največjimi padci napetosti in enim v transformatorski postaji. Meritve vseh parametrov se s pomočjo priključenih modemov WiMAX vsako minuto prenašajo v podatkovno bazo strežnika obratovalnih meritev (MiSmart).

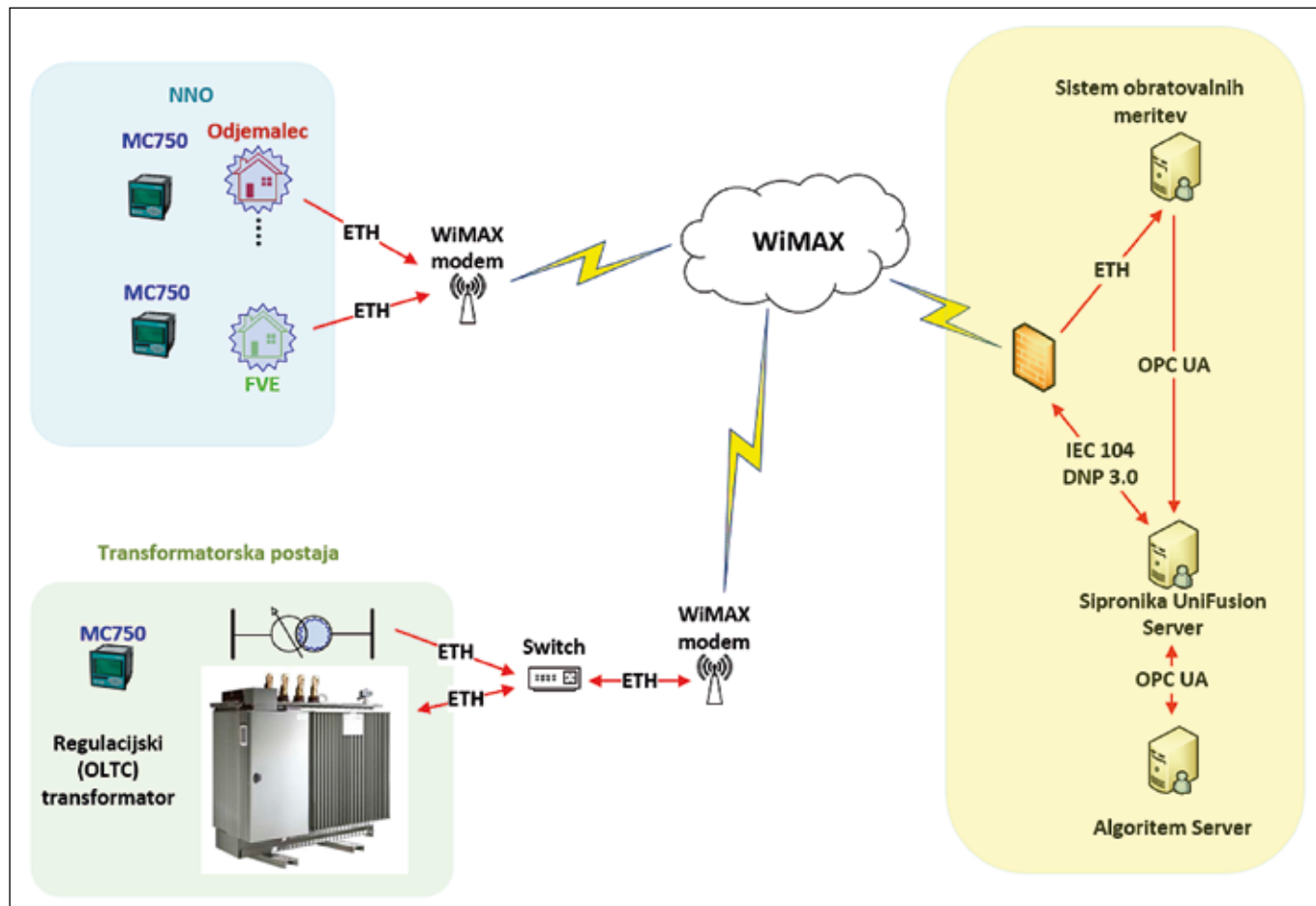
Za nadzor in vodenje transformatorske postaje in regulacijskega transformatorja je uporabljena SCADA na osnovi platforme UniFusion. Le-ta poleg osnovnih SCADA funkcionalnosti zagotavlja tudi povezave med podatkovno bazo MiSmart in strežnikom, na katerem se izvaja regulacijski algoritem. V ta namen se s pomočjo protokola OPC UA zajemajo trenutne izmerjene vrednosti napetosti, ki se jih posreduje strežniku z regulacijskim algoritmom.

Regulacijski algoritem na podlagi pridobljenih meritev in glede na želeno (nastavljeno) najvišjo in najnižjo vrednost napetosti omrežja ovrednoti ustreznost trenutnega stanja celega NNO in v primeru odstopanj predlaga spremembo stopnje regulacijskega transformatorja. Na omenjeni način regulacijski sistem zagotavlja, da se najnižja in najvišja želena vrednost napetosti NNO nahajata znotraj nastavljenega napetostnega okna.

Za prenos podatkov in izvajanje funkcij daljinskega nadzora in vodenja je bilo uporabljeno omrežje WiMAX.

Projekt Increase je bil v letu 2016 uspešno zaključen, koordinirana regulacija napetosti pa se bo po zaključku dodatnih testiranj

prenesla v obstoječi sistem vodenja in ostala v praktični uporabi.



Slika 2: Principialna shema daljinske koordinirane regulacije napetosti

Projekt Story

V okviru projekta STORY sta predvideni dve demonstraciji uporabe večjega hranilnika energije. V prvem primeru je priključitev hranilnika predvidena na lokaciji transformatorske postaje Suha, v drugem primeru pa na lokaciji podjetja v TP Elektro. Delovanje hranilnika bo krmiljeno z naprednim procesnim sistemom, ki bo zagotavljal optimalno izbiro režima delovanja hranilnika glede na trenutno porabo omrežja in proizvodnjo električne energije iz sončnih

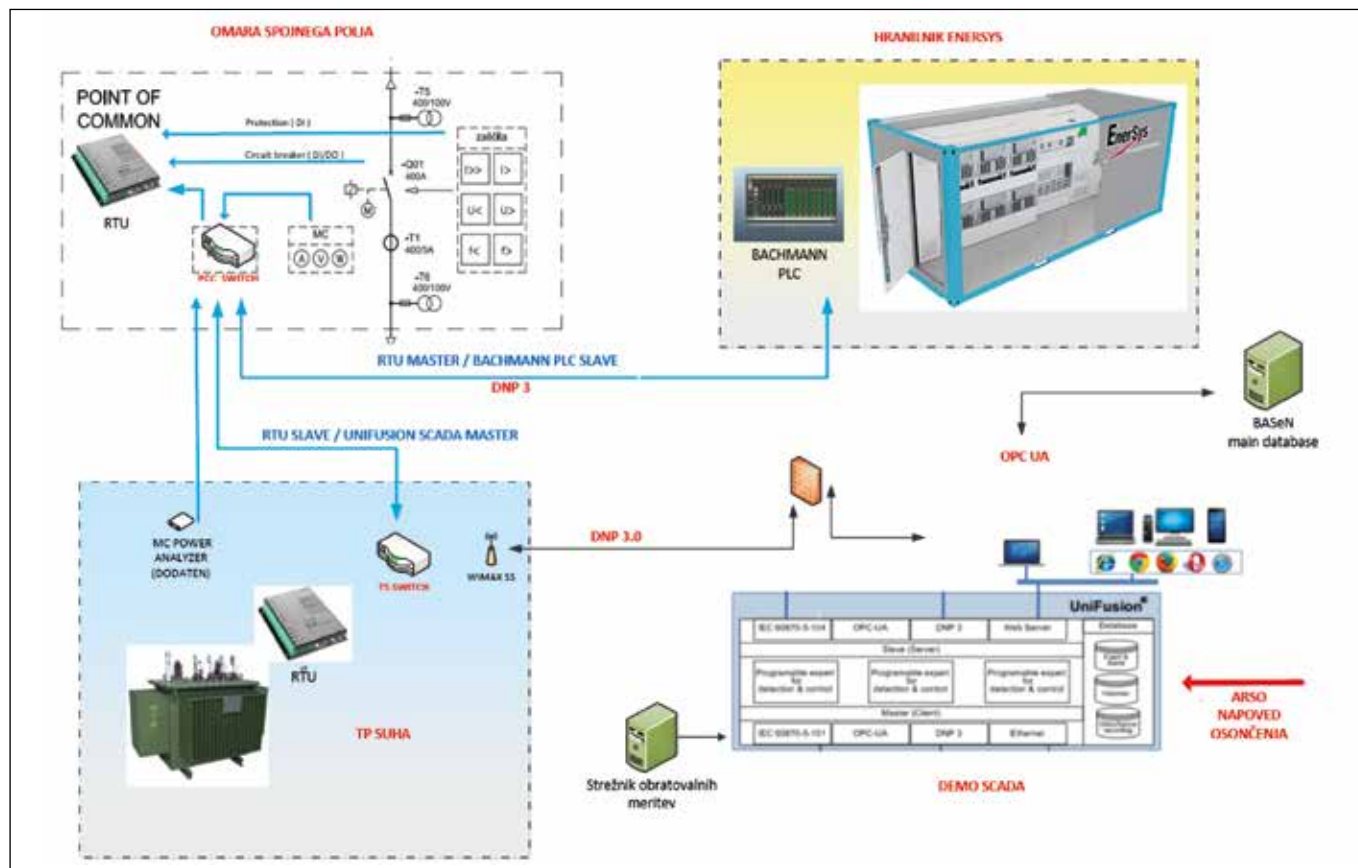
elektrarn. V okviru projektnih ciljev je predvidena izvedba izravnave in prerezporejanja koničnih obremenitev, kompenzacija jalove moči in sistemske storitve nudenja terciarne rezerve.

Principialno shemo demonstracijskega projekta v TP Suha prikazuje slika 3. Hranilnik Enersys bo energetsko priključen na transformatorske zbiralke preko omare spojnega polja. V omari bo poleg ustrezne zaščite in močnostnega stikala vgrajena tudi končna

postaja (RTU), ki bo kot procesno-komunikacijski računalnik z ustreznim krmilnim algoritmom zagotavljal tudi ustrezno vodenje hranilnika.

Demonstracijski sistem SCADA bo zagotavljal povezavo med posameznimi gradniki sistema, za izvajanje krmilnega algoritma pa bo pridobljena tudi napoved Agencije Republike Slovenije za okolje za osončenje v prihodnjih 36 urah.





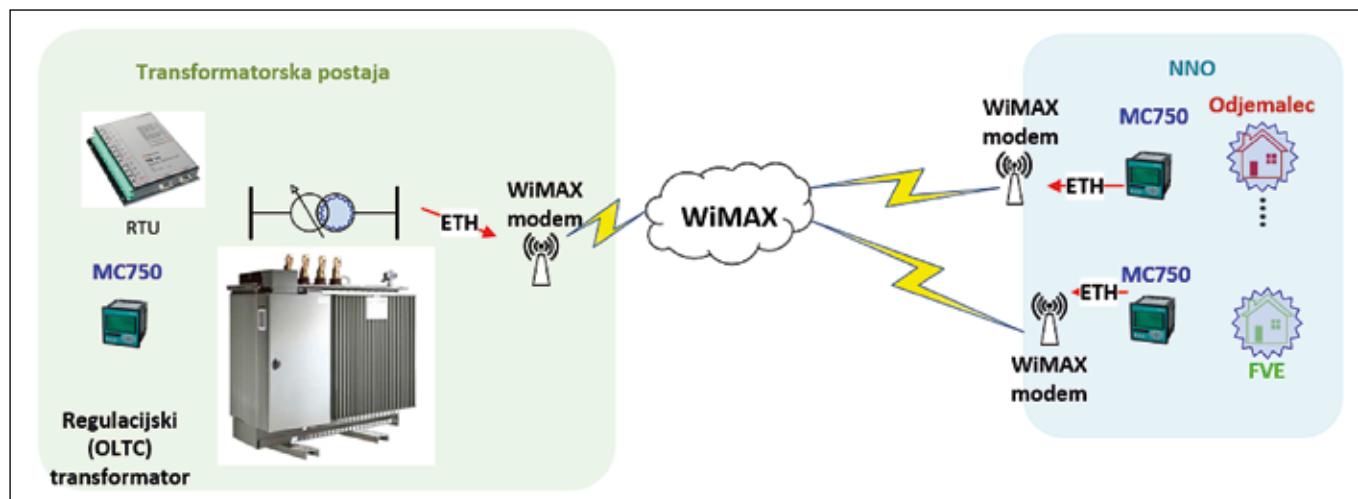
Slika 3: Principielna shema demonstracijskega projekta STORY

IZZIVI PRIHODNOSTI

Na osnovi strateških dokumentov EU, predvidenega razvoja elektroenergetskih sistemov, prihajajočih tehnologij in pridobljenih izkušenj se nam v EG porajajo izzivi, s katerimi se bomo najverjetneje srečali že v bližnji prihodnosti.

Lokalna koordinirana regulacija napetosti v NNO

Izkušnje, pridobljene v projektu Increase, so nas opozorile tudi na morebitne težave pri zagotavljanju ustrežne zanesljivosti kompleksnih regulacijskih sistemov. Za izboljšanje zanesljivosti je treba število teh sistemov ustrezno omejit, izvajanje regulacijskih procesov pa zagotoviti na lokalni ravni. Tehnična rešitev koordinirane regulacije napetosti na lokalni ravni je predstavljena na sliki 4. Ta temelji na instalaciji končne postaje (RTU) na lokaciji transformatorske postaje, neposredno povezane tudi z regulacijskim transformatorjem. V sklopu RTU bi se izvajal krmilni algoritem za koordinirano regulacijo napetosti, podatke o stanju napetosti v omrežju pa bi si RTU zagotavljal z direktnim pozivanjem mrežnih analizatorjev, vgrajenih v NNO. Širokopasovno omrežje WiMAX tovrstno komunikacijo namreč omogoča. Ker bi se celotna regulacija izvajala lokalno, bi SCADA v DCV služila zgolj za nadzor delovanja sistema.



Slika 4: Lokalno izvajanje koordinirane regulacije napetosti

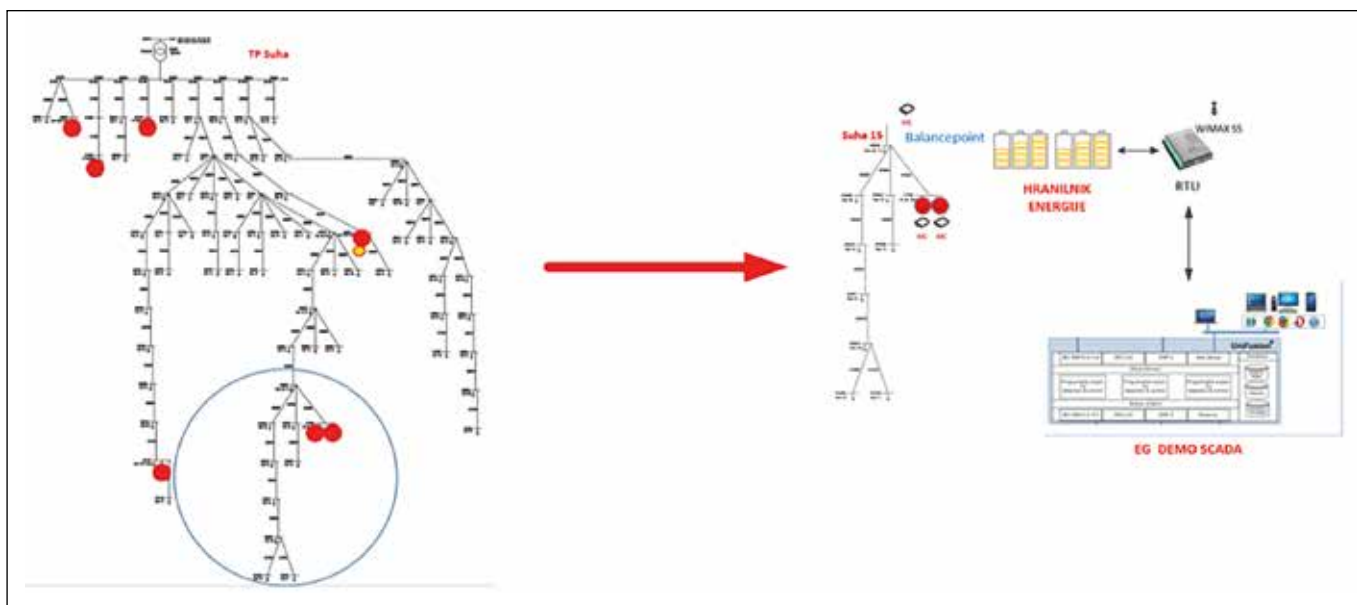


Obratovanje nizkonapetostnih mikro omrežij z uporabo manjših hranilnikov energije

Lokalne težave zaradi neustrezne kakovosti napetosti, lokalno preobremenjevanje omrežij in padec zanesljivosti napajanja bodo le nekatere od možnih težav zaradi vgradnje večjega števila

Cenovno ugodni hranilniki električne energije bodo v prihodnosti najverjetneje lahko reševali prenekatero od teh težav. Vključevanje hranilnikov v manjše dele NNO in ustrezno vodenje le-teh bo zagotavljalo obratovanje tako imenovanih mikro omrežij, ki bodo glede na vrsto izvedbe lahko zagotavljala celo otočno obratovanje.

razpršenih virov v NNO. Primer tovrstnega demonstracijskega projekta je prikazan na sliki 5, kjer bi bilo hranilnik z uporabo enostavnega lokalnega krmilnega algoritma možno uporabiti za izravnava-nje lokalne obremenitve, izboljševanje kakovosti napetosti in kompenzacijo jalove energije.



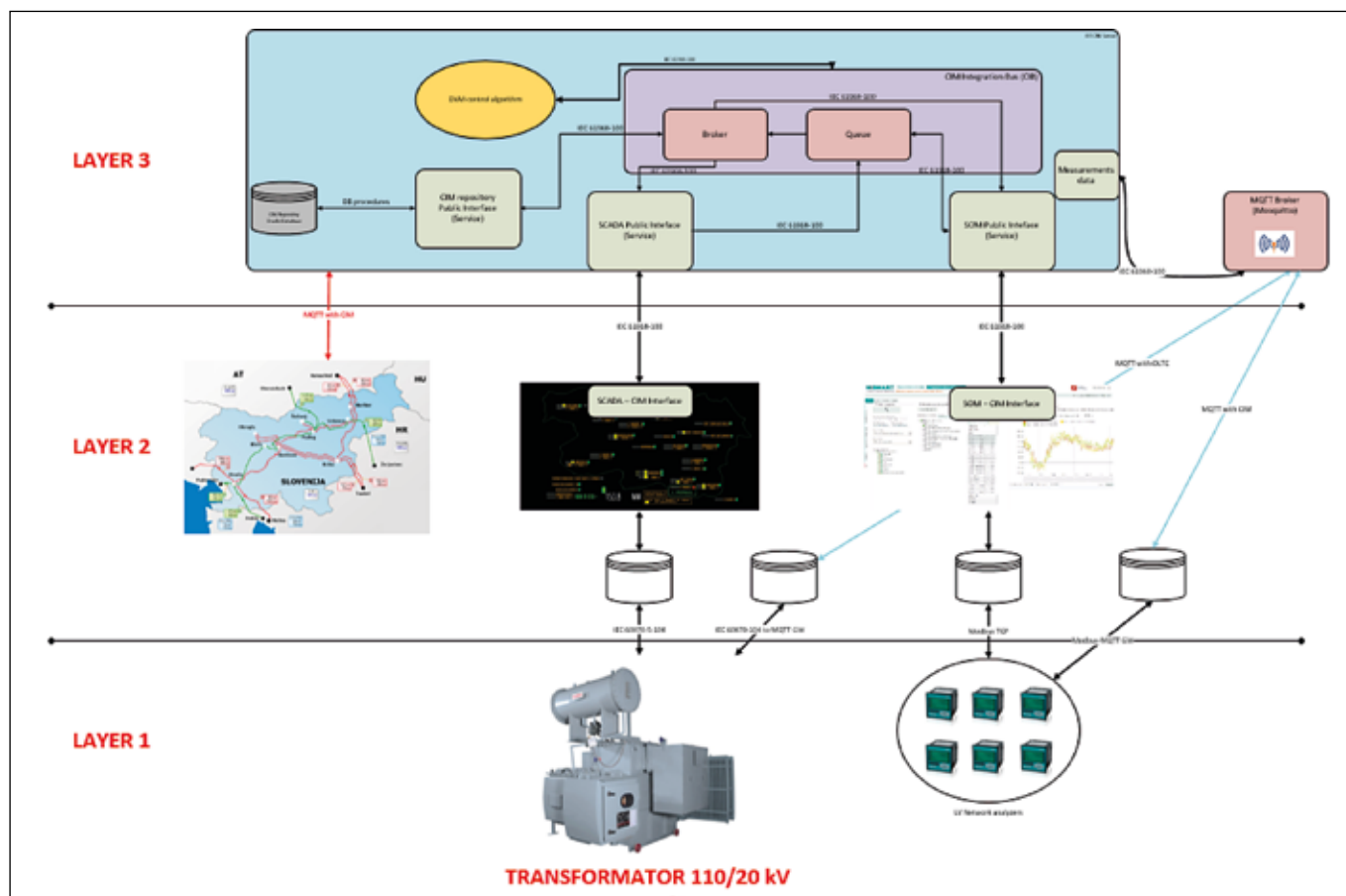
Slika 5: Demonstracijski primer vgradnje hranilnika energije v NNO

Storitev razbremenjevanja distribucijskega sistema za potrebe sistemskoga operaterja prenosnega omrežja

Povečevanje proizvodnje iz obnovljivih virov in zaustavljanje velikih sistemskih elektrarn (zapiranje nuklearnih elektrarn, nerentabilnih termoelektarn) so le nekatera od dejstev, s posledicami katerih se pri obratovanju srečujejo sistemski operaterji prenosnih omrežij. V okviru celotnega elektroenergetskega sistema se zato iščejo potenciali, ki bi omogočili dovolj zanesljivo in varno obratovanje v novonastalih razmerah. Sodelovanje med operaterji distribucijskih in prenosnih omrežij zato postaja eden od ključnih teme-

ljev bodočega obratovanja EE-sistema. Razbremenjevanje distribucijskega sistema, imenovano tudi Conservation Voltage Reduction (CVR) ali Dinamic Voltage Management (DVM), temelji na znani odvisnosti spremembe odjema od spremembe višine napetosti v sredjenapetostnem distribucijskem omrežju. Na podlagi različnih virov in meritev pričakovano razmerje med spremembo napetosti in moči znaša za $dP/dU = 0,9$ in $dQ/dU=2$. Z ustrezno redukcijo napetosti, seveda le tolikšno, kolikor še dopušča najnižja vrednost v omrežju, je mogoče v primeru potreb deloma znižati odjem distribucijskega omrežja. Redukcijo bi izvajalo distribucijsko podjetje na zahtevo sis-

temskega operaterja prenosnega omrežja. Principielna shema je prikazana na sliki 6. Predlagani sistem bi na podlagi obremenitev energetskega transformatorja in meritev trenutnega stanja napetosti v distribucijskih transformatorskih postajah izračunaval razpoložljivo regulacijsko moč, ki bi jo kot določeno sistemsko rezervo lahko zagotovil operaterju prenosnega omrežja. Izvedbo redukcije bi bilo možno realizirati z različnimi nivoji integracije sistemov obeh upravljalcev in ob tem zagotoviti tudi različne načine aktivacije. Glede na poznavanje trenutnih tehnologij bi bilo za izvajanje storitve mogoče pričakovati odzivni čas v intervalu med 5 in 10 minut.



Slika 6: Principialna shema sistema razbremenjevanja distribucijskega omrežja

O AVTORJU

Mag. Marjan Jerele je po diplomu na fakulteti za elektrotehniko na Fakulteti za organizacijske vede v Kranju pridobil naziv magister znanosti. V Elektru Gorenjska je zaposlen od leta 1996 kot inženir za zaščito in meritve. Med letoma 2001 in 2006 je opravljal funkcijo tehničnega direktorja. Zadnjih deset let kot pomočnik izvršnega direktorja enote Distribucijsko omrežje aktivno sodeluje v številnih razvojnih projektih, s poudarkom na novih tehnologijah v distribuciji.



ELEKTRIČNE POLNILNICE KOT POGOJ ZA ŠIRITEV E-MOBILNOSTI



Vzpostavljanje infrastrukture za polnjenje električnih vozil v Sloveniji

Uršula Krisper, Elektro Ljubljana, vodja službe za napredne storitve

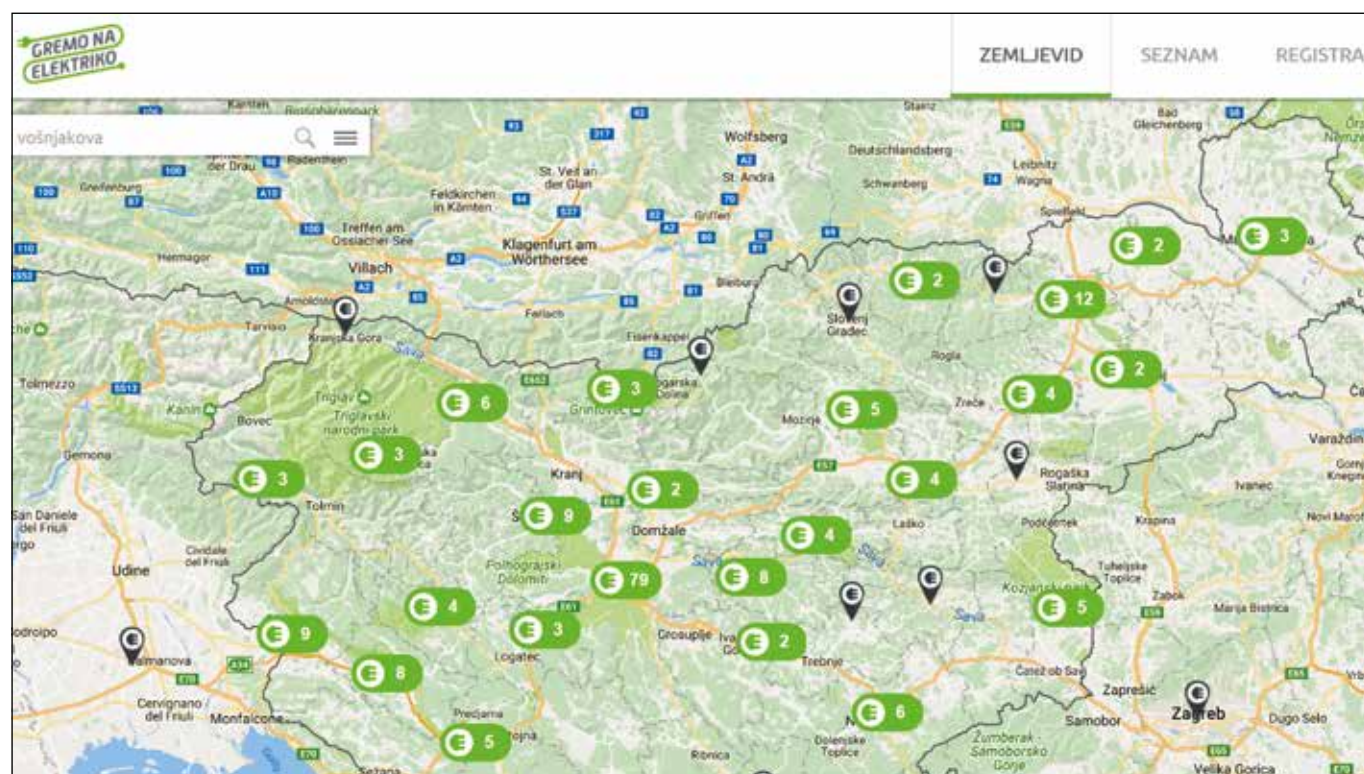
ZAČETKI POSTAVLJANJA POLNILNIC

Prve polnilne postaje (v nadaljevanju PP) za električna vozila (EV) so se po Sloveniji začele postavljati že v letu 2010. Prva javna polnilnica je bila postavljena na Miklošičevi cesti v Ljubljani kot plod sodelovanja Elektra Ljubljana, podjetja za distribucijo električne energije, d. d., in pobudnika projekta avstrijskega Kelaga, ki je pravzaprav zastopal nemški RWE, podjetje, ki je bilo glavni sponzor projekta S Teslo od Berlina do Istanbula.

Tej prvi javni PP so sledile še številne po vseh distribucijskih podjetjih po Sloveniji. Intenzivnost vlaganja v tovrstne naložbe je bila različna. Tako lahko do konca 2016 razpolagamo z naslednjimi podatki o številu javnih PP po Sloveniji, ki so v lasti ali upravljanju distribucijskih podjetij:

• Elektro Ljubljana, d. d.	44
• Elektro Maribor, d. d.	8
• Elektro Celje, d. d.	8
• Elektro Gorenjska, d. d.	7
• Elektro Primorska, d. d.	3
• SODO, d. o. o.	26

Število PP je naraščalo z različno dinamiko. Od 2010 do 2013 je bil prvi pozitivni val, saj je bila postavljena dobra tretjina polnilnic, nato je sledila umiritev vse do 2016. V letu 2016 se je neposredno na omrežje priključilo 26 javnih polnilnic na enosmerni tok ali DC PP (ultrahitro polnjenje), vzporedno s tem so na novo postavili tudi več kot polovico polnilnic na izmenični tok (AC PP, ki omogočajo hitro polnjenje). Vsaka polnilnica se je postavljala po konceptu ena PP ter eno priključno merilno mesto (PMM). Lastnik priključnega mesta je bil investitor, in sicer v primeru DC PP SODO, v primeru AC PP pa distribucijska podjetja.



IZZIVI ALI PRILOŽNOSTI ZA VLAGATELJE

Koncept postavitve ene PP in pripadajočega PMM je zahteval izvedbo postopka priključevanja. Po oddani vlogi je bilo treba pridobiti soglasje za priključitev, nato pa vložiti vlogo za priključitev. Sledila je pogodba o priključitvi, ob kateri se je vzporedno sklenila pogodba o dobavi električne energije, ki je bila osnova za sklenitev pogodbe za priključitev na distribucijsko omrežje. Rezultat postopka je bila priključitev PP na omrežje, zagon in dajanje v obratovanje. Celoten postopek pa je imel za posledico stroške, ki sodijo k investiciji. Za primere AC PP se je sklepalo soglasje do 43 kW moči, z razlogom kasnejše stroškovno ugodnejše uvrstitve v vrsto odjema in plačila uporabe omrežij in prispevkov ter dajatev, ki veljajo za moč. DC PP pa imajo za razliko od AC svojo odjemno skupino na ceniku uporabe omrežij, ki je po ekonomski analizah ugodnejša od siceršnje odjemne skupine z merjeno močjo na nizki napetosti. Z razlago uvrstitve PP po odjemnih skupinah želimo poudariti, da se je izbira moči za AC PP določala na podlagi predhodnih ekonomskih analiz in izbire ugodnejše variante.

Poleg teh zagonskih stroškov je treba ob postavitvi prišteti še stroške gradbenih del, zavarovanja in označbe cestišča. Vzporedno z gradbenimi deli je treba poskrbeti še za ustrezno prometno signalizacijo in oznako parkirnih površin. To določajo običajno občine same in tudi prevzamejo nase s tem povezane stroške.

Opisani postopek postavitve v ozadju skriva poslovni model, ki je obveljal kot sprejemljiv za večino slovenskih občin kakor tudi za distribucijska podjetja kot vlagatelje: občine dajo na razpolago javno zemljišče, distribucijsko podjetje pa izdelava priključek in postavi PP.

IZBOR TEHNIČNIH KARAKTERISTIK

Za javne polnilnice se največkrat razmišlja o možnostih hitrega polnjenja. To pomeni, da naj bi polnjenje pri 22 kW za standardno vozilo, ki se ga dobi na trgu, trajalo največ dobro uro. Tendanca po tem, da se omogoči čim večjo moč polnjenja, temelji na tem, da se v prihodnosti zagotovi večja fluktuacija vozil. Zato večina AC PP razpolaga z dvema vtičnicama (vsaka do 22 kW). Investitor torej ne omejuje toka polnjenja že na priključni strani, temveč omogoča vozilu, da glede na svoje karakteristike določi moč polnjenja.

Vedno velja, da je vozilo tisto, ki diktira polnjenje, polnilnica pa to le omogoča.

V Ljubljani, kjer je 26 polnilnic v lasti Elektra Ljubljana, d. d., imamo na voljo polnilnice z naslednjimi karakteristikami:

Omogočeno je polnjenje dveh vozil hkrati, 2 x 7-polna vtičnica (IEC 62196 Type2 Mode 3), ki omogoča polnjenje do 22 kW in podpira mednarodni standard IEC 62196, vtičnica zaklene vtičač v vtičnico med procesom polnjenja, ob izpadu napajanja se vtičači avtomatsko odklenejo iz vtičnice, elektronska oprema polno podpira mednarodni standard polnjenja IEC 61851, vgrajena sta dva števec električne energije razreda točnosti klasa 1, komunikacijski vmesnik, ki služi za indikacijo o statusu polnilne postaje, čitalnik pametnih kartic RFID, varovalčni ločilnik na dovodu napajanja v postajo, s čimer vzdrževalec lahko prekine napajanje postaje v eni točki, pretokovna zaščita vsake vtičnice posebej in skupna za celotno postajo, diferenčna zaščita RCD tipa B oziroma B+, usmerjevalnik GPRS, komunikacija s centrom vodenja upravljavca polnilne infrastrukture oziroma integracija polnilne postaje v sistem vodenja upravljavca polnilne infrastrukture.

OBRATOVANJE IN NUĐENJE STORITEV

Pri obratovanju PP pa se je treba zavedati, da so PP vsakodnevno podvržene aktivnostim s strani uporabnikov, ki lahko povzročijo tudi nenormalna stanja, ki se kažejo v motenem delovanju. Zato je treba že pred postavitvijo razmišljati, kako se bo vzpostavila podporna služba, ki bo na voljo strankam, kakor tudi služba, ki bo znala odpravljati motnje delovanja. V segment tekočih stroškov sodijo sproti stroški vzdrževanja in servisiranja ter seveda stroški električne energije.

Ob dejstvu, da je v Sloveniji registriranih okoli 500 EV in da je na voljo več javnih polnilnic, kot pa je trenutno povpraševanje, ter da nudenje storitev polnjenja poteka brez čakalnih vrst, ne prihaja do pogostih motenj delovanja ali okvar na PP. Dejstvo pa je, da se bodo s povečevanjem povpraševanja po storitvah polnjenja povečevali sproti stroški, in sicer stroški porabljene električne energije z vsemi prispevki, takсами in dajatvami, stroški vzdrževanja in servisiranja ter stroški dela. Za obvladovanje informacij o obratovanju PP je obvezna vzpostavitev sistema upravljanja. Sodobni sistemi upravljanja omogočajo integracijo

PP različnih proizvajalcev. S tem se odpira smiselnost enotnega sistema upravljanja za vse povezljive PP v Sloveniji. Enoten sistem, ki upravlja PP iz enega mesta, je primernejši pristop od več sistemov, ki so med seboj integrirani. Lokalno omogočanje polnjenja je šele prvi korak, ki ga je treba dopolniti s ponujanjem storitev na mednarodni ravni. Ob vse večjem tranzitu skozi Slovenijo je gostovanje logičen korak. Večji in enotnejši, kot je upravljalec polnilnih postaj oziroma ponudnik storitev polnjenja, bolj smiselno je vlagati v gostovanje. Vključitev in vzpostavitev gostovanja namreč pomeni fiksne stroške (letna pristojbina) in še sprotne stroške ob vsaki izvedeni transakciji.

NADZOROVANO POLNLENJE

V prihodnosti se ne bo postavljalo posameznih PP, temveč jih bo eno PMM vključevalo pet ali deset. V teh primerih in ob sočasnem povpraševanju po polnjenju bo treba implementirati orodja za nadzor nad polnjenji. Pristop omejevanja moči je že ustaljena praksa in se lahko izvede na programski ravni za posamezno polnilnico. Upravljanje skupine polnilnic mora prevzeti njihov nadzorni sistem. Tako se bo na omrežje, brez občutnih razširitev, lahko priključilo večje število PP. Opisano omejevanje moči je priporočljivo tudi za vse zasebne investitorje, ki si v svojih poslovnih stavbah ali domovih nameščajo polnilnice, pa za to ne bodo povečevali moči PMM.

UPORABNIKI IN POVPRŠEVANJE PO STORITVAH POLNLENJA

Razvoj storitev polnjenja bomo pokazali na podatkih Elektra Ljubljana, d. d. Podjetje je največji delež PP namestilo v letu 2016.

Skupina Elektro Ljubljana ima v svojem portfelju nameščenih in delujočih skupno 44 polnilnih postaj (brez dveh za lastne potrebe). V letih od 2010 do 2013 se je na javnih površinah postavilo 17 PP. Preskok pri postavitvi PP je bil v letu 2016, ko je podjetje Elektro Ljubljana postavilo in dalo v obratovanje dodatnih 26.

Pobuda za postavitev 26 novih PP v mestu Ljubljana je prišla s strani Mestne občina Ljubljana (MOL). V projekt je bil vključen tudi Ljubljanski urbanistični zavod (LUZ) in LPT, d. o. o., ki je pripravil večletno prostorsko zasnovo implementacije PP za območje mesta Ljubljana, skladno z evropskimi smernicami (razvoj prometa v mestih do 2020). LPT, d. o. o., je potrdil predlagane

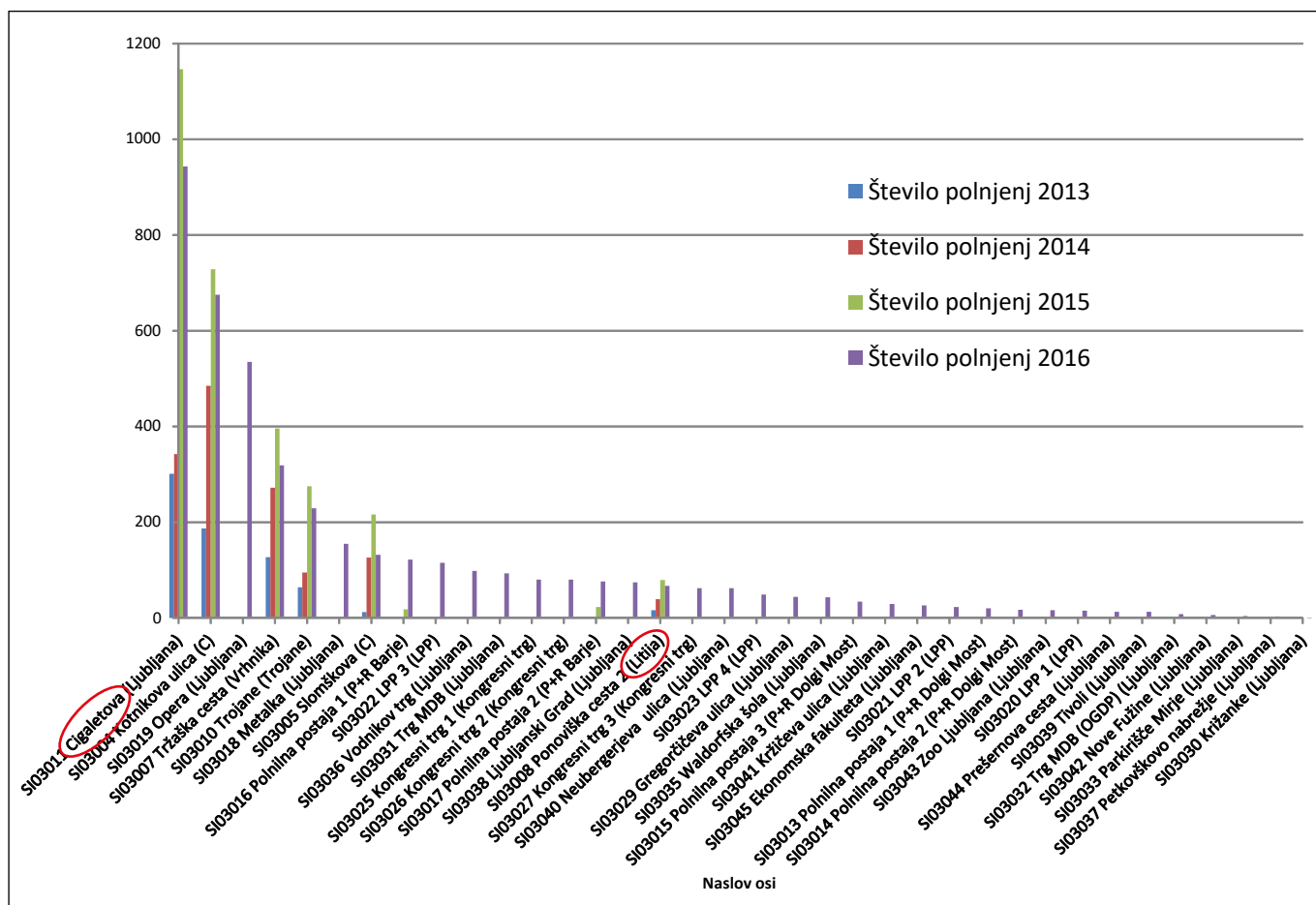


lokacije glede na lastništvo zemljišča (javno zemljišče). Oba akterja sta upoštevala tudi priporočila oziroma pogoje za vzpostavitev novega priključno-merilnega mesta, ki jih je podal investitor Elektro Ljubljana, d. d. Februarja 2016 je MOL izdal odločbo oziroma dovoljenje o namenski uporabi javnih parkirnih površin za postavitve PP. To je bil mejnik za pričetek dejanske namestitve PP.

Informacije o povpraševanju po storitvah polnjenja lahko razberemo iz grafa o številu polnjenj na posamezni polnilnici:

- najbolj obiskane so polnilnice v središču mesta Ljubljana
- nove PP v centru mesta so prevzele polnjenja iz predhodno postavljenih (migracija)
- število polnjenj v mestih izven prestolnice prav tako iz leta v leto narašča.

Podobno sliko glede povečanega zanimanja za storitev polnjenja je razbrati tudi iz grafa porabljenih kWh. Razvidno je, da so najbolj obiskane polnilnice v ožjem centru mesta Ljubljana, slabše tiste izven.

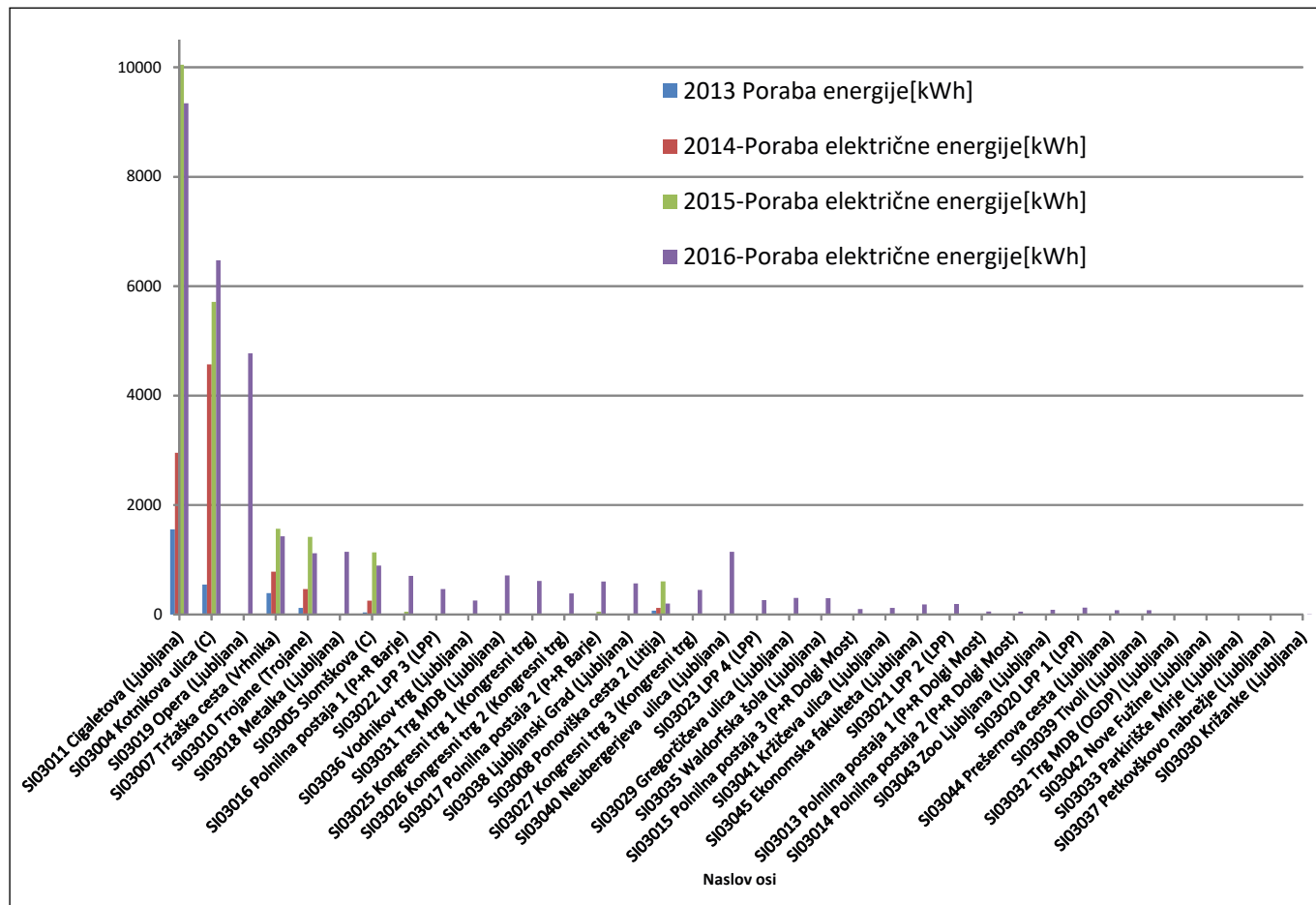


ELEMENT BODOČEGA DISTRIBUCIJSKEGA OMREŽJA

Električna mobilnost je glede na število polnjenj še v fazi razvoja; množičnejše uporabe električnih vozil še ni zaznati. Točne napovedi razvoja trga storitev polnjenja le

na javni infrastrukturi ne moremo podati in to kljub sprejetim direktivam o popolni električni mobilnosti v prihodnosti (https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies_sl). Dejstvo pa je, da je električna mobilnost prisotna in da postavitve polnilne infrastrukturu

re pomeni priložnost za distribucijska podjetja. Pojasnilo je dejstvo, da je področje po strokovni plati najbližje le njim. Zato je treba polnilnice že zdaj obravnavati kot element bodočega distribucijskega omrežja s svojimi karakteristikami.



O AVTORICI

Uršula Krisper se je po diplomski na fakulteti za elektrotehniko zaposlila v podjetju Elektro Ljubljana v službi za merjenje električne energije, kjer se je ukvarjala tudi z uvajanjem sistema daljinskega zajemanja števnih podatkov in s prenovo sistema MTK. Med letoma 2001 in 2008 je bila na področju prodaje električne energije zadolžena za vzpostavljanje trga in prodajo ključnim kupcem. Od leta 2008 naprej se je posvetila energetskega svetovanju in razvoju dodatnih storitev za gospodinjstva odjemalce. V zadnjih osmih letih, odkar je prevzela vodenje službe za napredne storitve, deluje predvsem na področju uvajanja polnilne infrastrukture za električna vozila, upravljanja s porabo električne energije in sodelovanja v mednarodnih projektih.



PAMETNA OMREŽJA

Slovensko-japonski raziskovalno-razvojni demonstracijski projekt NEDO

mag. Bogomil Jelenc, Elektro Maribor, koordinator projekta



ZGODOVINA SODELOVANJA

Slovensko-japonsko sodelovanje na področju pametnih skupnosti in pametnih omrežij sega v leto 2012, ko je Slovenska tehnološka agencija (sedaj Javna agencija RS za spodbujanje podjetništva, internacionalizacije, tujih investicij in

tehnologije – SPIRIT Slovenija) podpisala sporazum o sodelovanju z japonsko agencijo za nove energetske in industrijske projekte – NEDO. Namen sporazuma je krepitev povezovanja in tehnološkega sodelovanja med slovenskimi in japonskimi podjetji na področju naprednih energetskih in industrijskih tehnologij.

Sklenitev sodelovanja pri izvedbi demonstracijskega projekta oziroma več demonstracijskih projektov na izbranih tehnoloških področjih je bila sprejeta z izborom treh potencialnega skupnega demonstracijskega projekta.

Demonstracijski projekt pametne skupnosti in pametna omrežja zajema tri področja, in sicer:

- razvoj in prikaz delovanja (demonstracija) integriranega sistema upravljanja distribucijskih omrežij (Distribution Management System, DMS) za skupno uporabo v slovenskih distribucijskih podjetjih, ki bo hkrati interoperabilen v sklopu različnih tehnoloških sistemov v uporabi;
- razvoj in prikaz delovanja (demonstracija) integriranih rešitev na področju upravljanja s porabo (Demand Side Management / Demand Response, DR), s katerimi bo omogočeno učinkovito prilagajanje odjema distribucijskih omrežij glede na predvideno povečevanje porabe električne energije in proizvodnje iz razpršenih virov, čemur lahko sledi nameščanje pametnih števcov in prikaz delovanja (demonstracija) ustreznega uravnavanja odjema v okviru različnih storitev, ki jih izvajajo distribucijska podjetja;
- uvedba in prikaz delovanja (demonstracija) sistema celostnega upravljanja z energijo (Energy Management System – EMS), ki bo omogočal nadzor in vodenje celostne preskrbe z energijo v urbanih območjih.

V dogovore za izvedbo demonstracijskega projekta pametnih omrežij in pametnih skupnosti se je konec leta 2015 vključil sistemski operater prenosnega elektroenergetskega omrežja ELES, ki od SPIRIT Slovenija prevzema koordinacijo projekta in sodelovanje z NEDO. ELES je 3. februarja 2016 podpisal pismo o nameri sodelovanja z japonsko agencijo NEDO. ELES je z japonsko stranjo pripravil končni vsebinski obseg partnerstva, izvedbeni načrt in izbor izvajalcev.

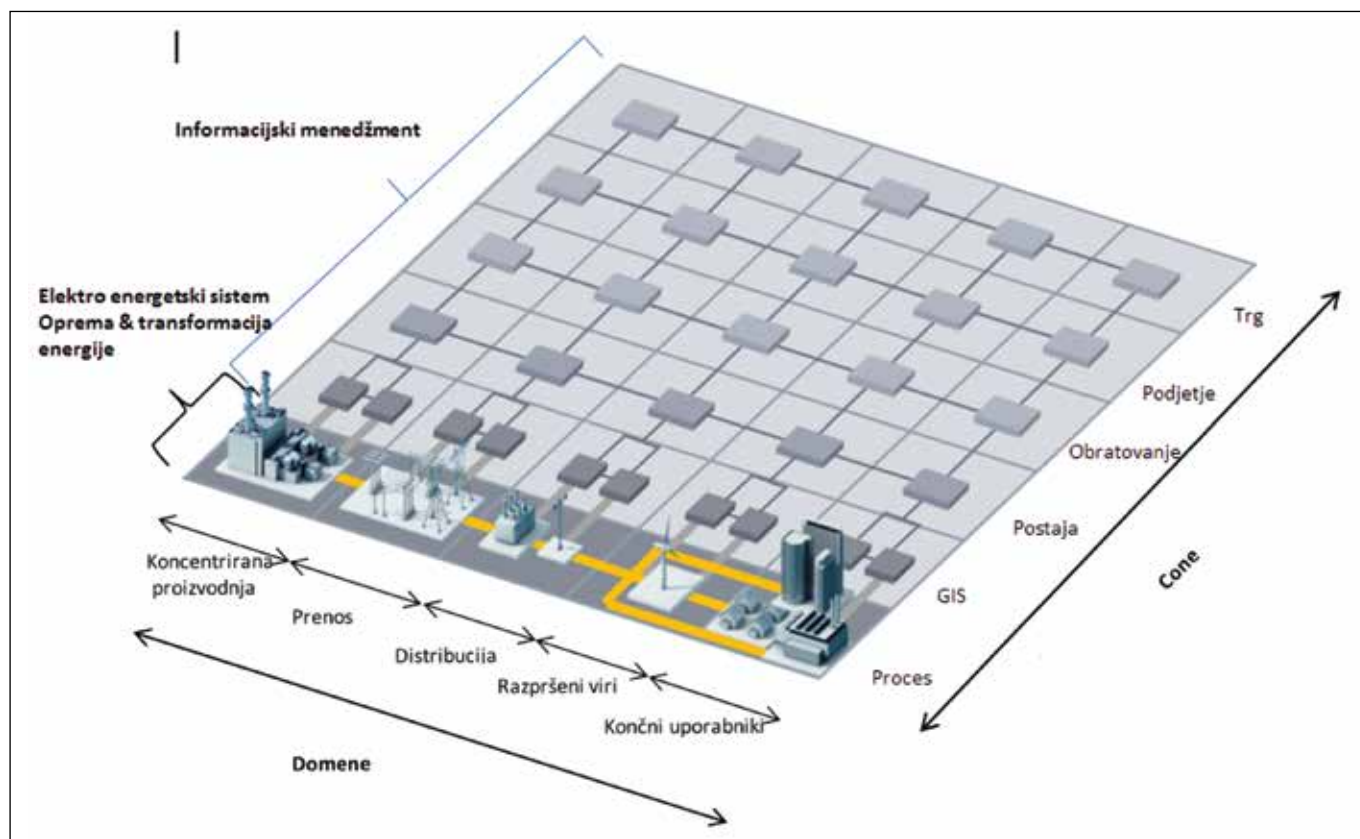
ELES tako s svojim delovanjem podpira uporabo študije izvedljivosti za identifikacijo in izvedbo skupnega slovensko-japonskega demonstracijskega projekta na področju pametnih skupnosti in pametnih omrežij v Sloveniji ^[1], ki jo je na podlagi javnega naročila ter izsledkov terenskih analiz, ki so jih v preteklih letih izvajali japonski partnerji, izdelala Fakulteta za elektrotehniko Univerze v Ljubljani. Na podlagi ugotovitev teh aktivnosti je bila natančno določena oblika partnerstva in sklenjen je bil sporazum o sodelovanju med slovenskimi in japonskimi predstavniki.

Japonsko-slovensko sodelovanje ima tudi cilj spodbujanja novih pristopov za zagotavljanje sistemskih storitev v elektroenergetskem sistemu, uporabo izdelkov v sistemskih aplikacijah, ki še niso na tržišču, ustrezno uporabo prostorskih in demografskih značilnosti Slovenije ter omogočanje dolgoročnih strateških partnerstev med slovenskimi in japonskimi podjetji.

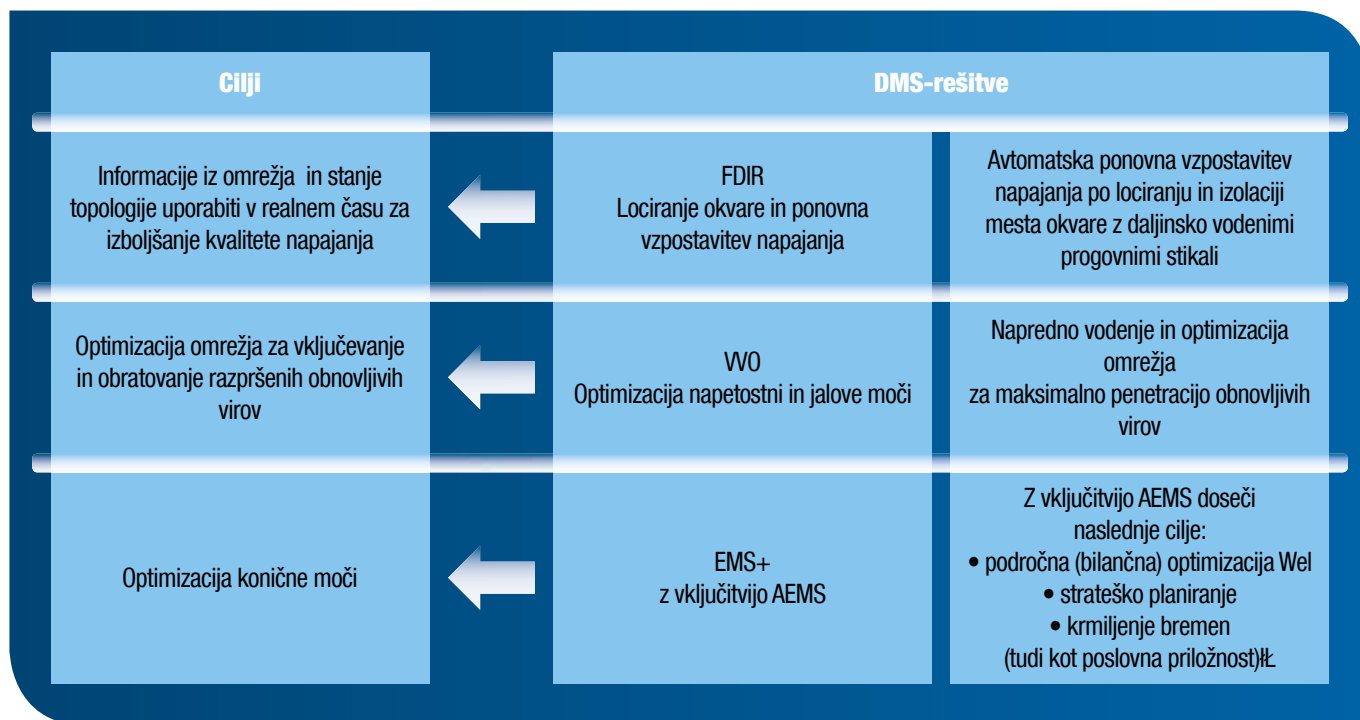
CILJI IN IZZIVI PROJEKTA NEDO

Projekt NEDO zajema praktično vse domene arhitekturnega modela evropskih pametnih omrežij CEN-CENELC-ETSI ^[2].

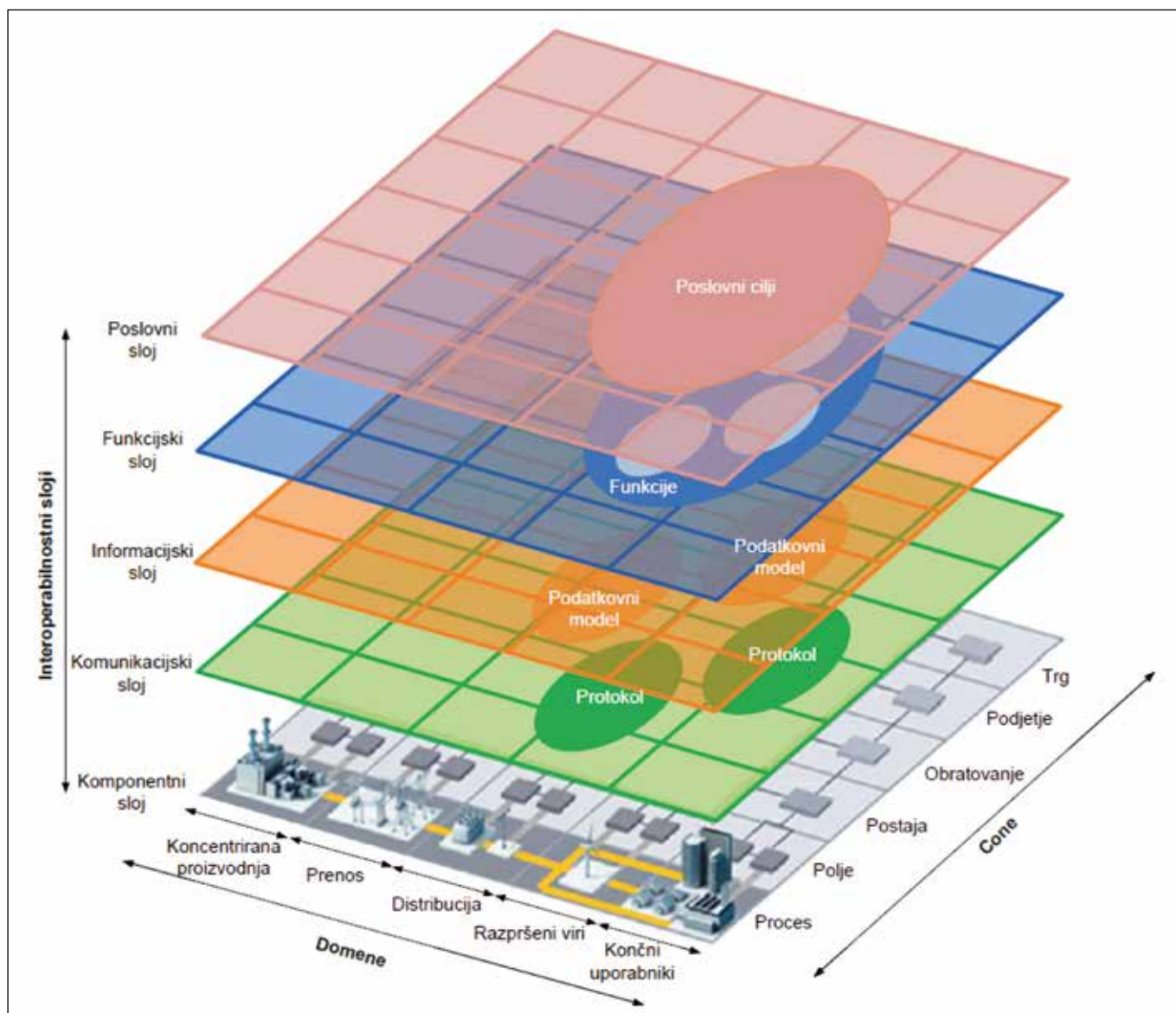




Arhitekturni model evropskih pametnih omrežij



Podroben pregled DMS-rešitev pokaže večplastno interoperabilnostno povezovanje različnih slojev arhitekturnega modela evropskih pametnih omrežij.



Interoperabilnostno povezovanje različnih slojev arhitekturnega modela evropskih pametnih omrežij

SPOZNAVNOST IN VODLJIVOST

Z večanjem deleža razpršenih virov se razmere v omrežju spreminjajo do te mere, da so v določenih primerih obratovalna stanja zelo blizu predpisanih mejnih vrednosti ali jih celo presežejo. Omrežje je namreč bilo načrtovano in grajeno za prenos električne energije iz VN-nivoja v SN- in NN-omrežje. Za obratovanje omrežij z visokim deležem razpršenih virov znotraj predpisanih standardov je tako potrebno poznavanje spremenljivk stanja omrežja (fazne napetosti vozlišč in fazni toki vej), ki so temeljni pogoj za analizo sistema. To imenujemo spoznavnost (observabilnost) sistema in brez tega ni mogoče zagotoviti vodljivosti (kontrolabilnosti) sistema, ki je končni cilj vsakega systemskega operaterja. Večji nadzor nad elementi omrežja ne omogoča zgolj usklajeno delovanja letih, ampak tudi boljše izrabo infrastrukture in s tem tehnično in ekonomsko optimalno obratovanje omrežja. V splošnem večja vodljivost prinese zmožnost nadzora nad

pretoki moči, kar omogoča nižanje konične obremenitve, vzdrževanje napetosti znotraj predpisanih mej in zmanjševanje izgub v omrežju. Z ustreznim merilnim sistemom in primarno opremo (odklopniki) je mogoče izvesti tudi sistem za določanje mesta okvare v omrežju in ponovno vzpostavitev napajanja po okvari, kar lahko pomembno zmanjša čas trajanja prekinitve napajanja porabnikov.

Aktivnosti, ki so osnova za spoznavnost, tako obsegajo:

- vzpostavitev naprednega merilnega sistema za trajno spremljanje stanja SN- in NN-omrežja,
- ocenjevalnik stanja (state estimator) za oceno stanja omrežja v točkah, kjer meritve niso na voljo,
- vzpostavitev naprednega merilnega sistema za trajno spremljanje kakovosti električne energije v SN- in NN-omrežjih,
- napredna vizualizacija napetostnih profilov in obremenitev,

- določanje lokacije mesta okvar.

Ena izmed prvih težav, ki se pojavljajo z večanjem deleža RV v omrežjih, so prav gotovo neustrezne napetostne razmere. Rešitev tega problema je sicer mogoča z ojačenjem omrežja, vendar pa to zahteva visoke investicije v omrežje, praviloma pa tudi podaljšani čas do izvedbe. Druga možna rešitev je uporaba sodobnih pristopov vodenja omrežja, ki temeljijo predvsem na uporabi informacijsko-komunikacijskih tehnologij, vključevanju virov in porabnikov v vodenje omrežja ter na sodobnih algoritmih za regulacijo napetosti. To pa so aktivnosti s področja vodljivosti:

- regulacija napetosti s pomočjo VN/SN in SN/NN regulacijskih transformatorjev ter vodenje razpršenih virov,
- vodenje omrežja ob visokem deležu razpršenih virov, ki vključuje tudi optimizacijo delovanja omrežja in kompenzacijske naprave.

Posledično je glavni cilj spoznavnosti in vodljivosti povečanje spoznavnosti, ki je osnova za izvedbo ustrezne vodljivosti. Izvedba naprednih sistemov regulacije napetosti v distribucijskem omrežju z zagotovitvijo dovolj meritev napetosti v različnih točkah omrežja in ustrezne primarne opreme (odklopnikov) je tako jedro projekta NEDO.

Implementacija v realnem omrežju bo prinesla nujne izkušnje, potrebne za optimizacijo delovanja in razvoja omrežja. Podredni cilj pa je prikaz funkcionalnosti FDIR (lociranje in izolacija okvare ter ponovna vzpostavitev napajanja), ki lahko znatno poveča neprekinjenost oskrbe z električno energijo. Vse omenjeno je združeno v del projekta NEDO pod kratico DMS. Projekt NEDO pa

se s tem še ne konča. Za optimizacijo konične moči (tudi kot novo poslovno priložnost) projekt NEDO vključuje tudi segment aktivnega vključevanja bremen oziroma izravnano konic oziroma prilagajanje odjema (Demand Response).^[1]

Širši cilj v okviru segmenta aktivnega vključevanja odjema je vzpostaviti platformo za fleksibilen odjem, ki bo omogočala pregledno in nediskriminatorno aktivno vključevanje odjemalcev v sistem. Platforma bo povezana z ostalimi distribucijskimi sistemi (merilni center, DMS itd.) in s prenosnimi sistemi (napoved porabe, SCADA, EMS), s čimer se bo zagotovilo, da si posamezni ukrepi v omrežju ne bodo nasprotujoči in ne bodo imeli medsebojnih kolizij. Celotno

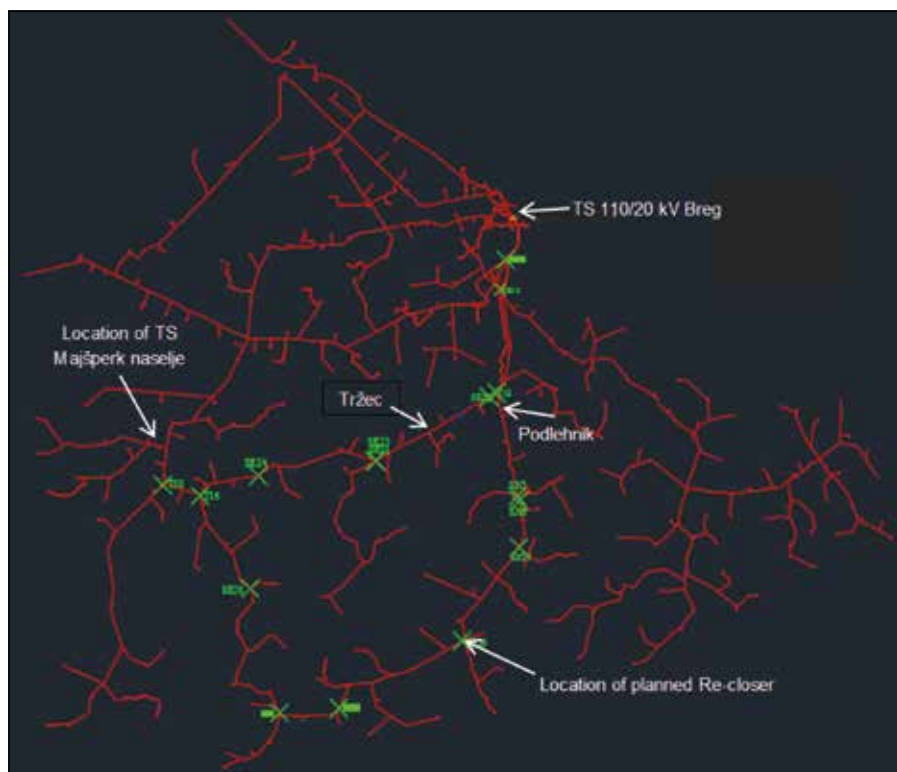
platformo za aktivno vključevanje odjema sestavlja vrsta sistemov, ki so medsebojno povezani s standardiziranimi protokoli izmenjave podatkov. Pilotni projekt, v okviru katerega se bo preizkusil mehanizem kritične konične tarife, pokriva eno izmed možnosti vključevanja aktivnega odjema, ki je osredotočena na distribucijsko omrežje. Ključna je sinergija z ostalimi sistemi vključevanja aktivnega odjema, ki bodo vzpostavljeni v okviru projekta NEDO s ciljem optimizacije stroškov vključevanja aktivnega odjema v delovanje elektroenergetskega sistema.

DMS – AVTOMATSKO LOCIRANJE IN IZOLACIJA OKVARE IN PONOVA VZPOSTAVITEV NAPAJANJA

Kot je že bilo omenjeno, FDIR pomeni avtomatsko lociranje okvare, njeno izolacijo in vzpostavitev napajanja neokvarjenih delov (sektorjev) omrežja.

Na območju Elektra Maribor bo v okviru segmenta DMS nameščenih 16 daljinsko vodenih stikal na trasi dveh 20 kV daljnovodov, ki imata stično točko. S takšno konfiguracijo bo na obeh daljnovodih ustvarjenih 17 sektorjev, ki se jih bo lahko v primeru okvare osamilo (izoliralo). Tako bo hkrati omogočena izvedba ponovnega napajanja vseh neokvarjenih sektorjev.

Vsako stikalo bo imelo meritev napetosti na obeh straneh, standardni nabor zaščit in avtomatski ponovni vklop. V povezavi s programskim orodjem DMS bo tako omogočena izvedba in testiranje funkcionalnosti Lociranja okvare in ponovne vzpostavitve napajanja (FDIR), ki samodejno določi sektor, na katerem je okvara. V nadaljevanju ta sektor izolira in nato samodejno izvede stikalne manipulacije za ponovno vzpostavitev napajanja ostalih sektorjev.



Geografski prikaz lokacij daljinsko vodenih stikal

DMS – KOORDINIRANA REGULACIJA NAPETOSTI

Koordinirana regulacija napetosti se bo testirala v distribucijskem omrežju, napajanjem iz ene RTP. V omrežje se bo vgradilo dodatne aktivne elemente – SN/NN regulacijske transformatorje. Cilj je izboljšati regulacijo napetosti na NN-nivoju z upoštevanjem prispevka SN/NN regulacijskega transformatorja. Pomemben cilj projekta je tudi oceniti potencialne težave pri interakciji med VN/SN regulacijskim transformatorjem in SN/NN regulacijskim transformatorjem.

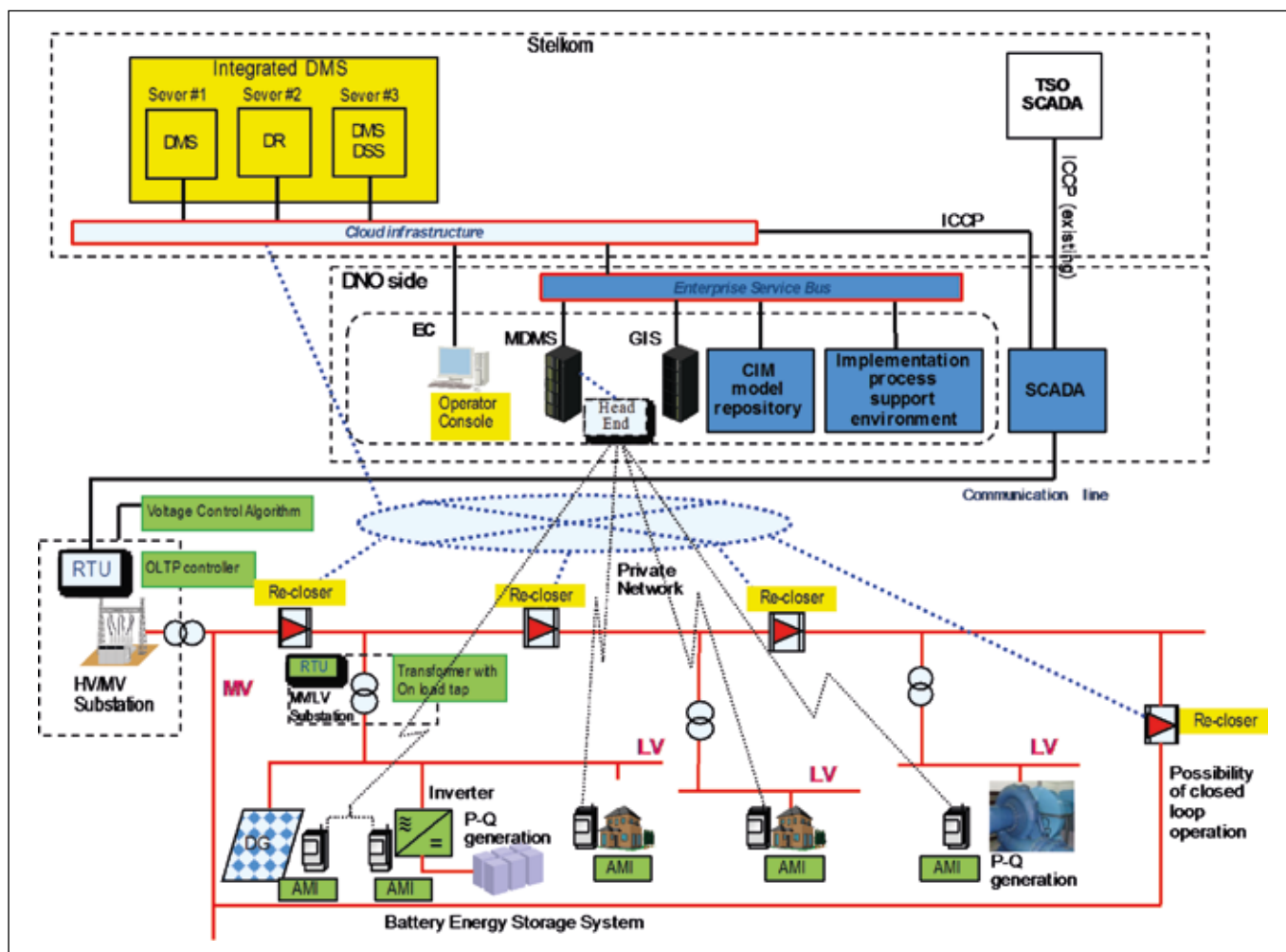
V okviru aktivnosti se bo analiziralo in primerjalo naslednje principe regulacije napetosti:

- Klasičen pristop: regulacija napetosti s pomočjo VN/SN regulacijskega transformatorja (meritve napetosti v eni točki).
- Regulacija napetosti v NN-omrežju s pomočjo SN/NN regulacijskega transformatorja: regulacija napetosti v NN-omrežju s pomočjo regulacijskega transformatorja (več merjenih točk v omrežju).
- Koordinirana regulacija napetosti: koordinirano vodenje VN/SN regulacijskega transformatorja in SN/NN regulacijskih transformatorjev.

Sistem regulacije napetosti bo implementiran na dveh nivojih:

- Hitachijev sistem Integrated DMS ponuja pregled nad celotnim distribucijskim omrežjem in omogoča optimizacijo delovanja omrežja.
- Lokalni sistem regulacije napetosti na SN-nivoju se uporablja v razmerah, ko je prekinjena komunikacija z integriranim DMS-sistemom.

Za potrebe meritev napetosti bo v SN- in NN-omrežju na različnih točkah nameščenih 70 meritev napetosti, ki se bodo prenašale v DMS.



Shema projekta NEDO

GLAVNI IZZIV PROJEKTA

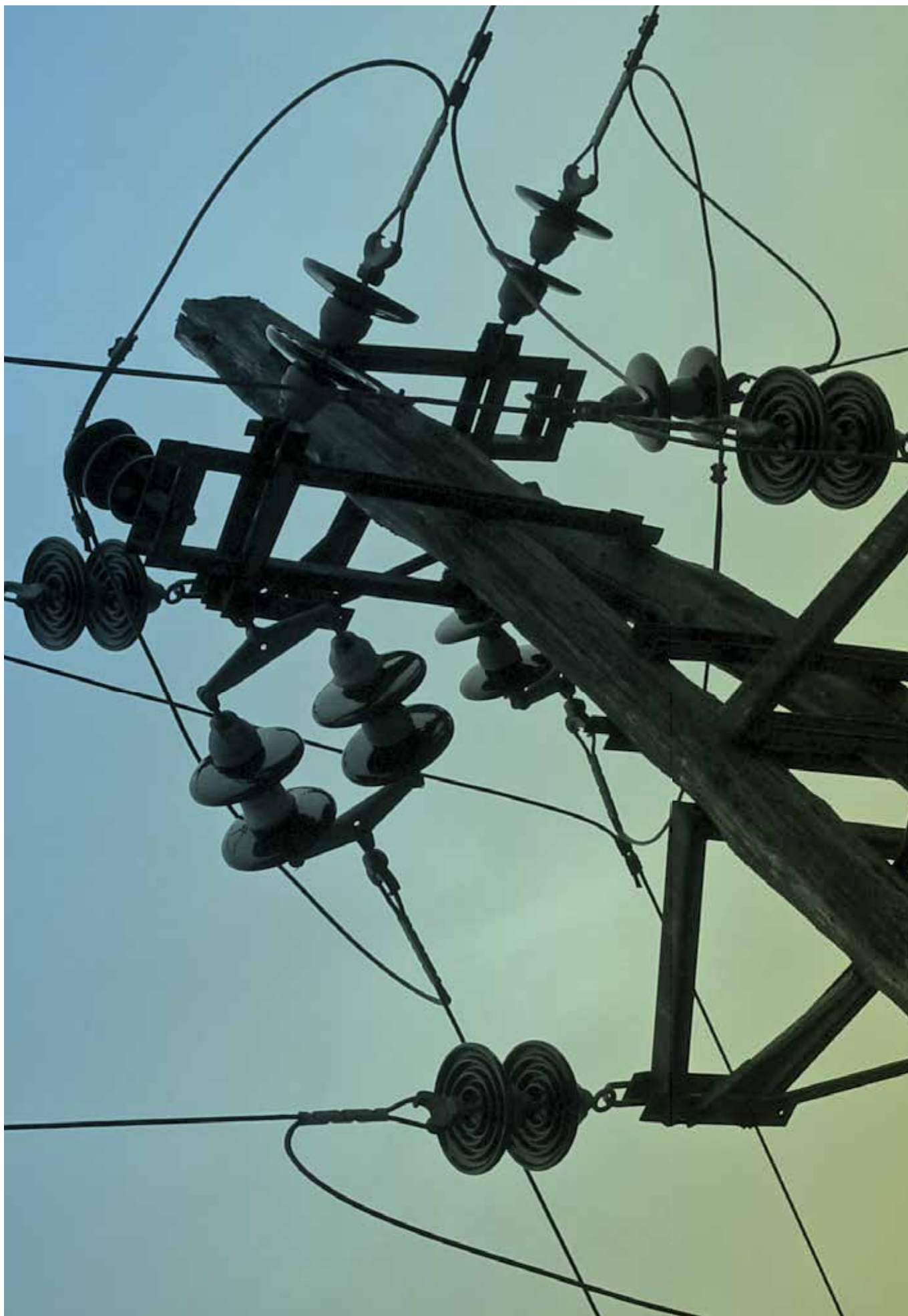
Glavni izziv projekta bo integrirati različne informacijske sisteme v skladu z arhitekturnim modelom evropskih pametnih omrežij. Razviti in raziskati bo treba napredne pristope systemske integracije in semantičnih mrež, ki bodo omogočale integracijo obstoječih (MDMS, SCADA, CIM) z v projektu vpeljanimi (integriran DMS, DRCS) z uporabo oblačne storitve, kot je nakazano na zgornji sliki.

O AVTORJU

Bogomil Jelenc je po diplomi na Fakulteti za elektrotehniko, računalništvo in informatiko Univerze v Mariboru pridobil še naziv magister znanosti. Njegova raziskovalna področja zajemajo problematiko obratovanja, daljinskega vodenja distribucijskega elektroenergetskega omrežja in naprednih funkcionalnosti za podporo distribucije električne energije (DMS/EMS).

VIRI:

- ^[1] Pametne skupnosti in pametna omrežja, študija izvedljivosti, Univerza v Ljubljani, Fakulteta za elektrotehniko, junij 2015
- ^[2] https://www.researchgate.net/figure/271266299_fig3_Fig-4-CENCENELECTSI-Smart-Grid-Architecture-Model-43
- ^[3] Master document; EM Scope of Activities; Hitachi / Elektro Maribor, d. d., marec 2017
- ^[4] Master document, EM Specification, Hitachi/Elektro Maribor, d. d., marec 2017





KOMUNIKACIJSKE REŠITVE ZA PODPORO PAMETNIM OMREŽJEM



Postavitev trajnostne in robustne komunikacijske infrastrukture za večjo spoznavnost obratovanja distribucijskega omrežja – projekt SUNSEED

Jurij Jurše, Elektro Primorska

Družba Elektro Primorska je od leta 2014 kot partner vključena v evropski projekt SUNSEED (Sustainable and Robust Networking for Smart Electricity Distribution). Projekt predlaga razvojni pristop uporabe že prisotnih in razvijajočih se telekomunikacijskih omrežij in tehnologij operaterja distribucijskega omrežja in operaterja telekomunikacijskih omrežij. Namen je postaviti enovito in enostavno povezljivo komunikacijsko infrastrukturo skupaj z ustreznimi poslovnimi modeli, ki bo omogočala uporabo odprtih servisov v bodočih pametnih omrežjih. Sodobna komunikacijska infrastruktura z ustrežno dolgoročno prenosno zmogljivostjo in dobro zanesljivostjo je namreč osnovni temeljni gradnik za uvedbo pametnih omrežij. Koncept pametnega omrežja namreč zahteva masovno komunikacijsko povezovanje elektroenergetskih naprav vzdolž celotnega distribucijskega omrežja vse do končnih aktivnih uporabnikov (odjemalci, proizvajalci). Primarna vloga projekta je zagotoviti testni poligon.

Distribucijska podjetja, ki v Sloveniji pogodbeno zagotavljajo storitve distribucijskega systemskega operaterja, praviloma nimajo zagotovljenih niti finančnih in človeških virov niti ne razpolagajo z ustreznim strokovnim znanjem za vzpostavitev svojega tako kompleksnega paralelnega komunikacijskega omrežja.

BREZ SODOBNIH ROBUSTNIH KOMUNIKACIJ IN INFORMACIJSKIH STORITEV NI PAMETNIH OMREŽIJ

Globalne politike so v okviru strategij prehoda v nizkoogljično družbo spodbudile in sprožile masovno priključevanje razpršenih (obnovljivih) virov energije v distribucijsko omrežje. Posledica tega so nove obratovne razmere v klasičnem distribucijskem omrežju, ki se kažejo predvsem v precejšnjem nihanju napetosti, večji možnosti za neselektivnost zaščite in pojavu raznih

skih omrežij kot celote. Celotno shemo pametnih omrežij lahko ponazorimo s petimi plastmi, ki jih prikazuje slika 1. Elementi omrežja (komponente) postajajo vedno bolj povezani preko komunikacijskih poti, njihovi podatki pa so skozi ustrezno integracijo sistemov na voljo različnim funkcijam, ki omogočajo učinkovito upravljanje omrežja. Vse to pomeni možnost za nove poslovne modele, procese in servise, ki lahko vodijo k večji konkurenčnosti poslovanja distribucijskih podjetij.

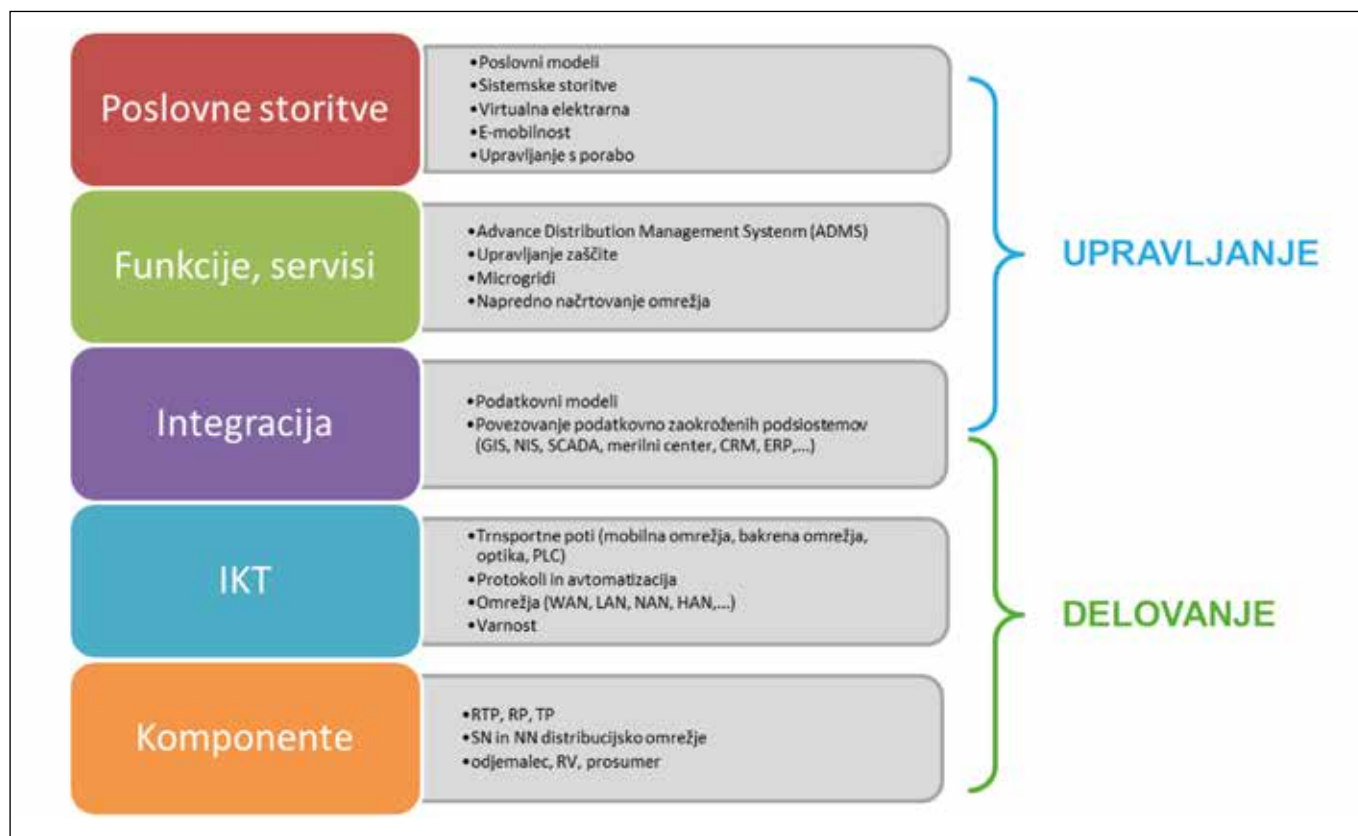
Po izvedbi številnih pilotnih projektov se v naslednjih letih dokaj zanesljivo pričakuje tudi razvoj novih storitev in poslovnih modelov, kot so upravljanje s porabo, delovanje v okviru virtualne elektrarne ali e-mobilnosti, ki bodo klasične odjemalce in proizvajalce aktivirali v smislu prilagajanja porabe in proizvodnje za doseganje ugodnejših ekonomskih učinkov.

motenj v omrežju, ki poslabšujejo kakovost dobave električne energije končnim odjemalcem. Našteto predstavlja precejšen izziv za prilagoditev delovanja in načrtovanja distribucijskega omrežja v širšem pomenu, torej ne samo energetske infrastrukture, temveč nujno tudi podporne komunikacijske infrastrukture.

Tehnološki in konceptualni preskok je tako velik, da lahko govorimo o novi generaciji pametnih omrežij, ki bistveno spreminja princip delovanja in upravljanja distribucij-

Pametna omrežja skušajo z uvedbo naprednih funkcionalnosti, ki temeljijo na informacijskih tehnologijah, bolje izkoristiti obstoječo primarno energetskega infrastrukture in zakasnit klasično načrtovane investicije v omrežje. Predstavljajo novo generacijo učinkovitega delovanja omrežij, ki je usmerjena k novim inovativnim storitvam za

vedno bolj ozaveščene uporabnike omrežja. Eden izmed ključnih temeljnih gradnikov zanje so robustna in zmogljiva komunikacijska omrežja, ki omogočajo integracijo podatkov v realnem času iz številnih senzorjev v omrežju. Na osnovi le-teh se lahko ob ustrezni integraciji tehničnih sistemov (GIS, AMI, SCADA) uporabijo napredne funkcionalnosti za upravljanje omrežij (DMS). Dodatna možnost je informacijsko povezovanje različnih deležnikov za oblikovanje trga systemskih storitev za podporo obratovanju distribucijskega omrežja.



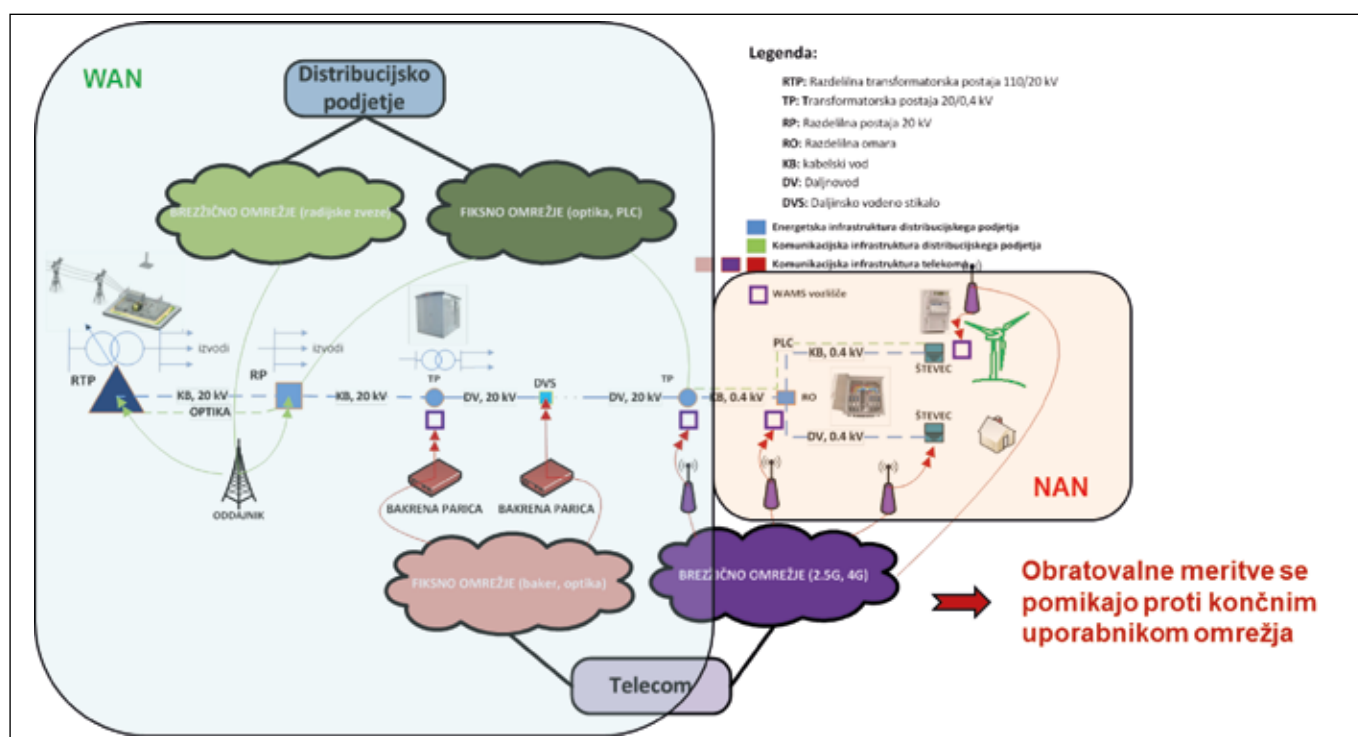
Slika 1: Vertikalna povežljivost funkcionalnih plasti pametnih omrežij

PROJEKT SUNSEED – PREKRIVANJE ENERGETSKEGA IN KOMUNIKACIJSKEGA OMREŽJA

Obstoječa komunikacijska infrastruktura, s katero razpolagajo distribucijska podjetja, je visoko zanesljiva in preizkušena, vendar ne omogoča sinhroniziranega prenosa in obdelave večjih količin podatkov v realnem

času in praktično ni prisotna vzdolž srednje-napetostnega (SN) in nizkonapetostnega (NN) omrežja. Po drugi strani se v pametnih omrežjih lokacije senzorjev (obratovalnih meritev) vedno bolj pomikajo proti končnim uporabnikom (slika 2). Na teh lokacijah je prisotno praviloma le komunikacijsko omrežje Telekoma, ki pa se neprestano

razvija in dopolnjuje. Problem povezovanja razpršenih končnih uporabnikov, ki so oddaljeni od dostopnih komunikacijskih omrežij, je v angleškem jeziku poimenovan kot Last Mile Connection. Običajno se ta problem rešuje z mobilnimi brezžičnimi omrežji (mobilna omrežja, WiFi) in s komunikacijami po energetskih vodnikih (PLC).



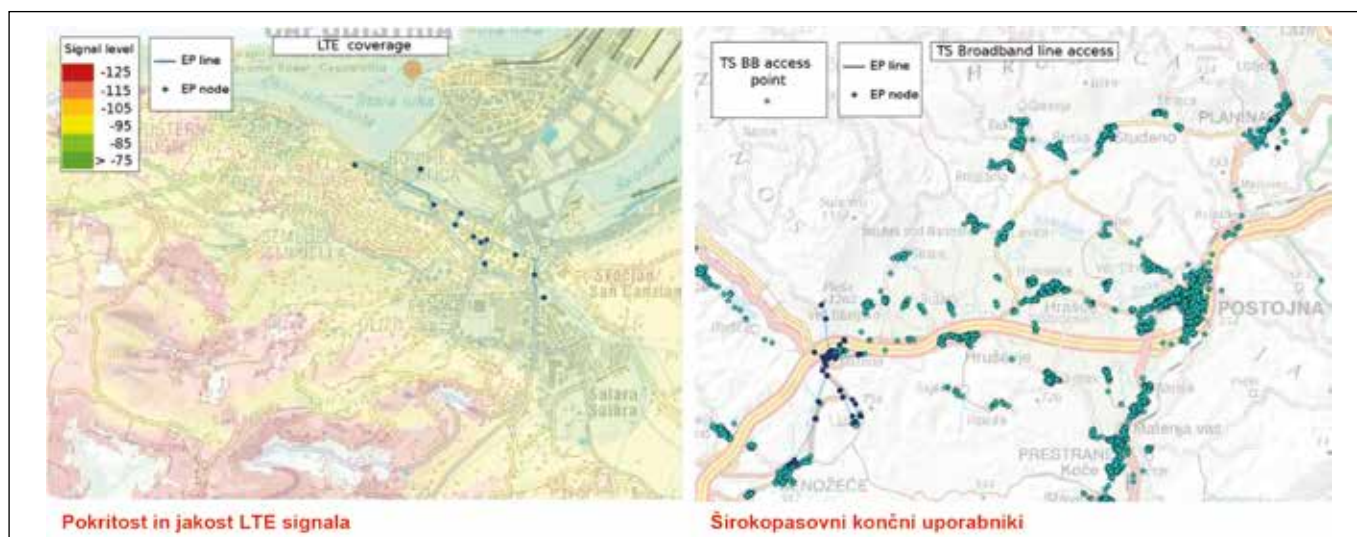
Slika 2: Številne merilne senzorje lahko povežemo s prekrivanjem distribucijskega in Telekomovega omrežja



Alternativa je postavitve konceptualno povsem novega komunikacijskega omrežja, ki bi bil v lasti in upravljanju distribucijskega podjetja. Takšna rešitev bi pomenila precejšnje začetne investicijske stroške, poleg tega bi bilo treba infor-

Osnovna ideja projekta SUNSEED je, da lahko operater telekomunikacijskega omrežja (Telekom) in operater distribucijskega omrežja (Elektro Primorska) skupaj z uporabo sinergij zgradita varno in zanesljivo komunikacijsko omrežje za podporo pametnim omrežjem.

macijsko-komunikacijsko službo tehnološko in kadrovske bistveno okrepiti. Njene kompetence bi se povsem izenačile z osnovnimi dejavnostmi, kot sta obratovanje omrežja in distribucija električne energije.



Slika 3: Primeri prekrivanja komunikacijskega in distribucijskega sredjenapetostnega omrežja

Z analizami prekrivanja obeh omrežij se je izkazalo, da Telekomovo omrežje zelo dobro geografsko prekriva distribucijsko omrežje. Rezultati analiz za prekrivanja signala LTE na testnem poligonu distribucijskega omrežja v Kopru in prekrivanja širokopasovnih priključkov končnih uporabnikov z distribucijskim omrežjem na območju Razdrtega prikazuje slika 3.

Koncept pametnih omrežij v prvi vrsti zahteva zagotovitev spoznavnosti celotnega (tudi nizkonapetostnega) distribucijskega omrežja. Posledično obstaja velik potencial za vgradnjo naprednih merilnih senzorjev (znanih pod sistemom Wide Area Measurement System – WAMS z merilniki fazorjev napetosti, merilnik kakovosti električne energije, kontrolne meritve v transformatorskih postajah ipd.), ki se bodo vgrajevali na vseh napetostnih nivojih, kjer pa distribucijska podjetja praviloma ne razpolagajo z ustreznimi komunikacijskimi omrežji in tehnologijami. Poleg investicij v lastna omrežja, ki je draga in organizacijsko kompleksna rešitev, je vsaj kratkoročno

možno učinkovito oblikovati poslovne modele za prekrivanje omrežij distribucijskih podjetij in komunikacijskih omrežnih operaterjev.

VLOGA SPOZNAVNOSTI OBRATOVALNIH STANJ V PAMETNIH OMREŽJIH

Robustnost in zmogljivost prihajajočih komunikacijskih omrežij, prilagojenih zahtevam pametnih omrežij, omogoča vgradnjo naprednih merilnih senzorjev za povečanje spoznavnosti celotnega distribucijskega omrežja.

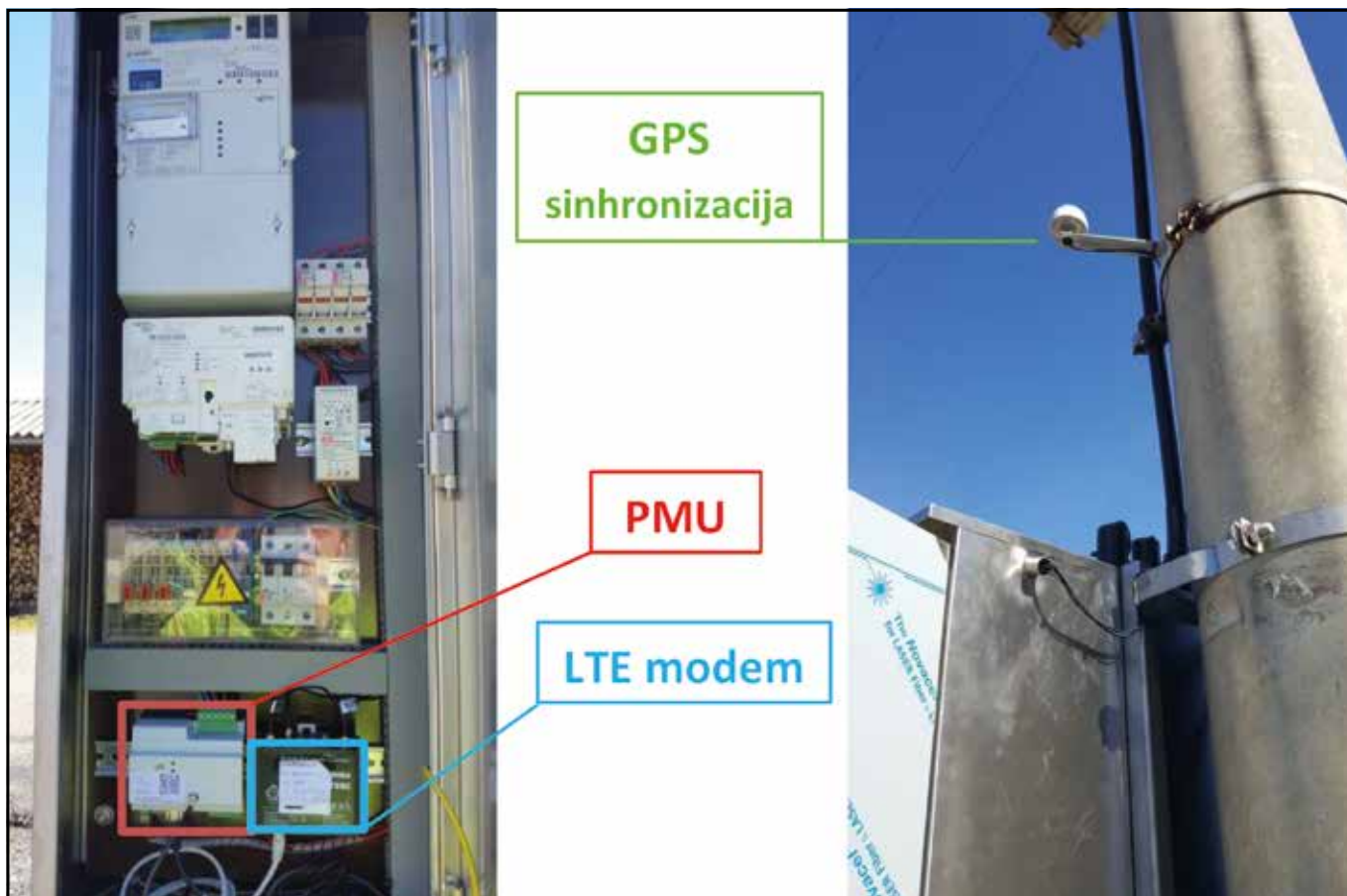
Eden izmed temeljnih ciljev distribucijskih podjetij na tem področju bi moral biti postavitve celostnega sistema obratovalnih meritev, ki bi z minimalnim številom merilnih senzorjev v omrežju zagotovil primerljivo spoznavnost stanj omrežja v realnem času.

Zasnova koncepta meritev je bila v projektu SUNSEED preizkušena z razvojem t. i. vozlišč WAMS z napravo za merjenje fazorjev napetosti, ki pa so že dobro preizkušena v prenosnem omrežju (ang. Phasor Measure-

ment Unit – PMU). Zaradi neizrazitega spreminjanja velikosti napetostnega kota vzdolž distribucijskega omrežja v primerjavi s prenosnim omrežjem (nizke obremenitve, nižje impedance) mora biti PMU v distribucijskem omrežju bistveno bolj občutljiv in časovno natančno sinhroniziran, kar predstavlja precejšen izziv. Po prvih ugotovitvah je smiselno izvajati meritve PMU vsaj na sekundarni strani energetske transformatorje VN/SN v razdelilnih transformatorskih postajah in primarni ali sekundarni strani distribucijskih transformatorjev SN/NN v transformatorskih postajah.

Primer inštalacije vozlišča WAMS v transformatorski postaji prikazuje slika 4. Na PMU je priključena GPS-antena zaradi sinhronizacije meritev z referenčnimi v RTP, kar je bistveno pri zagotavljanju primerljivosti in

nadaljnje obdelave. Merilni podatki (velikost in koti vseh faznih napetosti ter frekvenca) se pošiljajo preko LTE-omrežja na vsakih 50 ms in pomenijo bistven tehnološki preskok za meritve v distribucijskem omrežju.



Slika 4: Vozlišče WAMS v transformatorski postaji



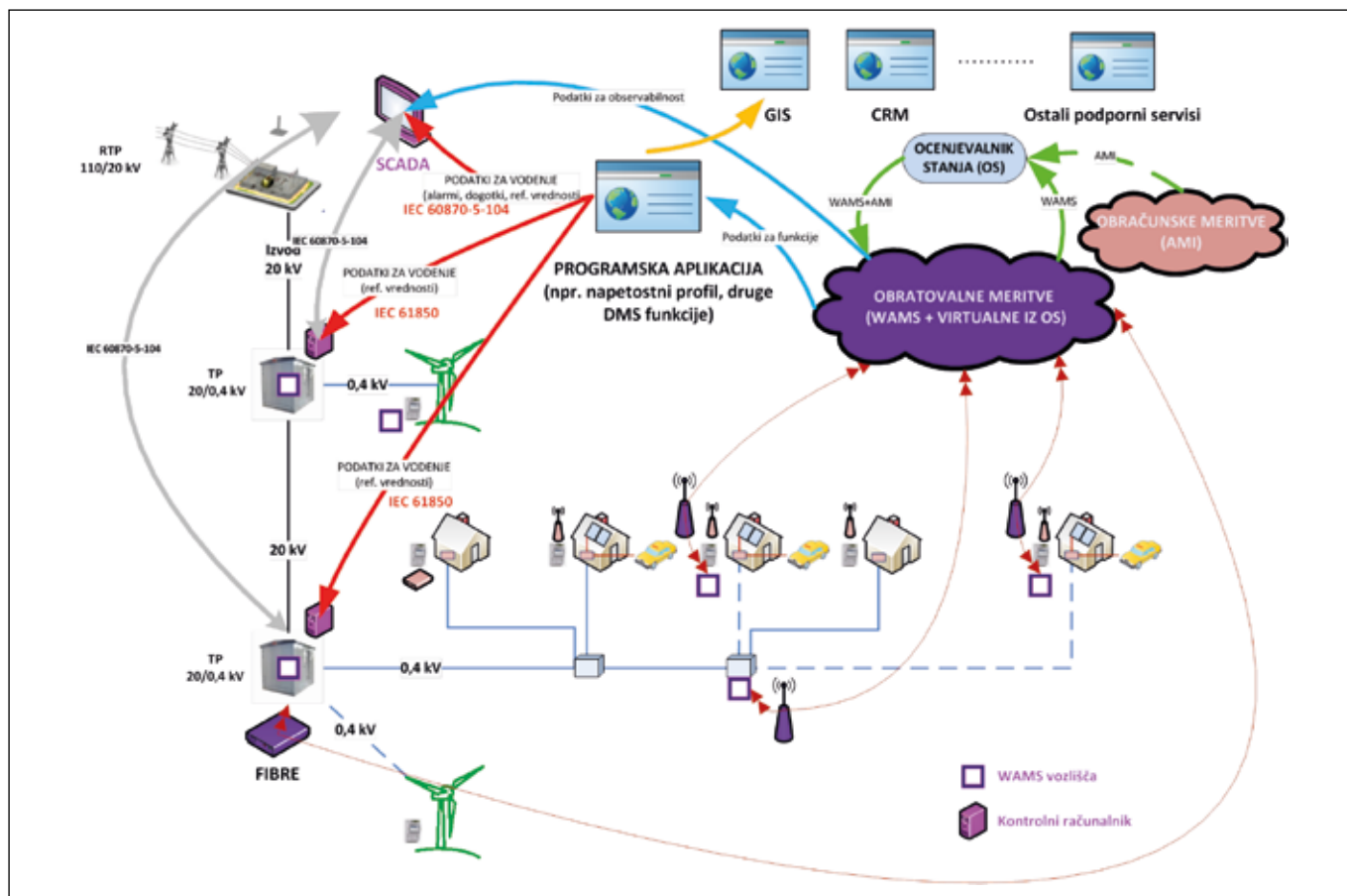
Natančno časovno sinhronizirane meritve fazorjev napetosti v različnih točkah distribucijskega omrežja omogočajo številne nove možnosti v smislu vodenja in obratovanja omrežja. Najpreprostejša, a izredno uporabna aplikacija, je odkrivanje in ozna-

čevanje absolutnega faznega zaporedja vodnikov vzdolž omrežja. Fazorji napetosti omogočajo še spremljanje prehodnih pojavov, analizo sinusnih signalov (kakovost napetosti) in obvladovanje napetostnih nesimetrij v nizkonapetostnem omrežju. Ena izmed ključnih funkcionalnosti bi bil ocenjevalnik stanja ob znani topologiji omrežja.

Ocenjevalnik stanja omogoča določitev virtualnih (izračunanih) meritev v vseh vozliščih in vejah, kjer ni merilnih naprav. Ravno tako zazna napačne meritve v omrežju. Merjenje fazorjev napetosti omogoča ocenjevanje ločeno za vsako fazo. Njegova natančnost se poveča s psevdomeritvami, dobljenimi iz pametnih števecov, ki lahko zagotavljajo podatke vsaj o delovni in jalovi moči v petnajstminutnih intervalih. Ocenjevalnik stanja je ključna funkcionalnost za učinko-

vito in stroškovno sprejemljivo zagotavljanje spoznavnosti omrežja, ki se v nadaljnjih korakih enostavno nadgradi s kontrolabilnostjo, kjer bi se pravzaprav šele pokazala dodana vrednost pametnih omrežij. Merilni in komunikacijski performansi meritev PMU namreč omogočajo nove algoritme zaščite, regulacije napetosti in posledično celo obratovanja v zaprtih zankah. Na tem konceptu temeljijo sodobne DMS (Distribution Management System) funkcionalnosti, ki so osnova za učinkovito upravljanje omrežja in se vedno bolj usmerjajo k decentraliziranemu principu vodenja omrežja. To pomeni, da del vloge centralnega sistema vodenja (SCADA) v distribucijskih centrih vodenja prevzamejo lokalni avtonomni sistemi (npr. lokalna SCADA na nivoju transformatorske postaje). Primer arhitekture takšnega sistema prikazuje slika 5.





Slika 5: Arhitektura platforme za napredno upravljanje distribucijskih pametnih omrežij

Distribucijska podjetja so trenutno namreč popolnoma »slepa« glede trenutnih obratovalnih razmer v nizkonapetostnem omrežju, saj tam praktično nimajo vgrajenih merilnih naprav. Pregled nad stanjem v sredjenapetostnem omrežju je boljši, vendar je kakovost obratovalnih meritev med posameznimi točkami omrežja težko primerljiva in ne omogoča kakovostne implementacije naprednih sistemov za upravljanje v pametnih omrežjih. Trenutno se tveganja, povezana z zanesljivostjo obratovanja in s priključevanjem novih razpršenih virov (RV) v omrežje, rešujejo izključno s klasičnim pristopom ojačitev omrežja in centraliziranega kontroliranja obratovanja omrežja preko sistema SCADA v distribucijskem centru vodenja.

PRIDOBLENE IZKUŠNJE IN

SPOZNAVANJA TER NADALJNI IZZIVI

SUNSEED je raziskovalni projekt pametnih omrežij, ki nezadržno prihajajo. Raziskuje komunikacijske rešitve za prenos podatkov iz merilnih senzorjev v omrežju. Razvit je

Glavni namen pametnih omrežij je povečanje učinkovitosti obratovanja obstoječega omrežja in zamik investicij v razvoj na osnovi podrobnejših in pogoostejših meritev v omrežju.

bil merilnik sinhroniziranih meritev fazov napetosti v realnem času, ki so skupaj z meritvami iz pametnih števec osnova za ocenjevalnik stanja. Slednji je osnovna aplikacija za zagotavljanje spoznavnosti celotnega distribucijskega omrežja.

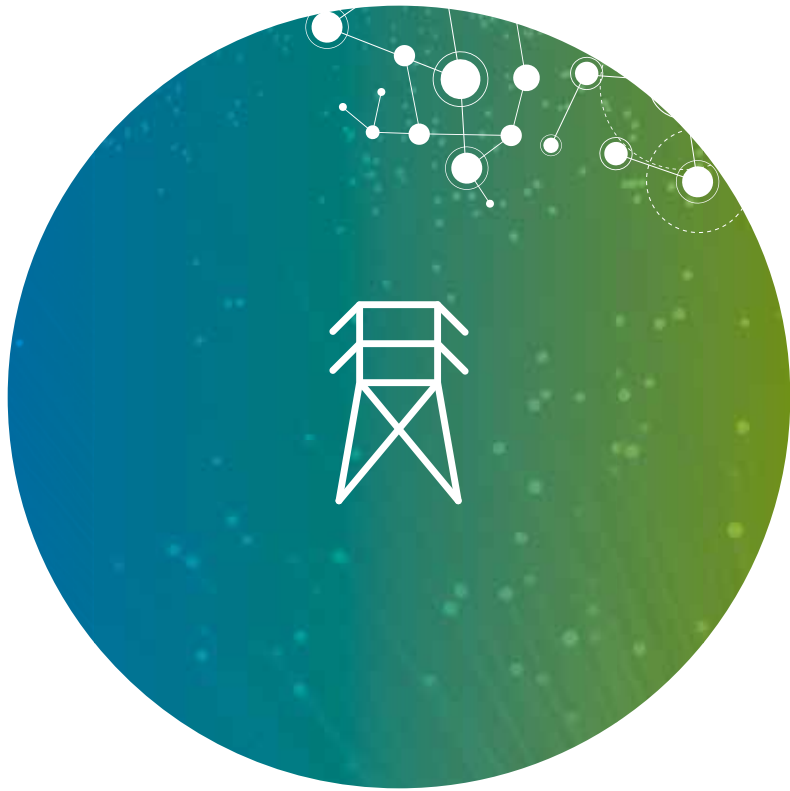
Rezultati projekta potrjujejo, da so sodobna komunikacijska omrežja eden izmed nujnih pogojev za razvoj pametnih omrežij. Z njimi pa tipično distribucijsko podjetje v Sloveniji in tudi v Evropi ne razpolaga, zato se bo vsaj kratkoročno moralo povezati z operaterji telekomunikacijskih omrežij. Zaradi velikih količin podatkov bo moralo z njimi oblikovati nove poslovne modele in sinergije za stroškovno vzdržnost prihajajočih potreb. Vsekakor pa prihajajoča komunikacijska tehnologija

z novimi razdelitvami frekvenčnih pasov in novimi informacijskimi rešitvami (IoT) vsekakor terjajo razmislek o gradnji in upravljanju komunikacijskega omrežja za lastne in tržne namene.

O AVTORJU

Jurij Jurše je bil v družbi Elektro Primorska najprej zaposlen kot razvojni inženir in je skrbel za načrtovanje in razvoj distribucijskega elektroenergetskega sistema. Po nekaj letih raziskovalnega dela na Elektroinštitutu Milan Vidmar se je zaposlil v družbi Elektro Primorska kot inženir analitik za podporo obratovanju. Njegova delovna in raziskovalna področja so delovanje distribucijskega omrežja s poudarkom na regulaciji napetosti, koncepti pametnih omrežij in operativno sistemske integracije.





05 TRENDI



SPREMEMBE ENERGETSKE ZAKONODAJE EU IN IZZIVI DISTRIBUCIJE ELEKTRIČNE ENERGIJE

V ospredju energetska učinkovitost in aktivnejša vloga uporabnikov omrežja



dr. Ivan Šmon, MBA, Elektro Gorenjska, pomočnik uprave

Odjemalci so po mnenju Evropske komisije aktivni in osrednji akterji na energetskih trgih prihodnosti. Zimski zakonodajni sveženj, ki ga je 30. novembra 2016 predstavila Evropska komisija, zato odjemalcem posveča precej večjo vlogo, kot jo je tretji energetski paket. Sveženj, ki obsega osem zakonodajnih aktov, prinaša precej sprememb tudi v distribuciji. Predstavljeni sveženj evropske komisije ni dokončen in se bo zagotovo še spreminjal. Predvidevamo, da bo potrjen leta 2018.

Razvoj dogodkov od sprejema tretjega energetskega paketa v letu 2009 je privedel do temeljnih sprememb na evropskih trgih z elektriko. Te zahtevajo prilagoditev pravil v smeri, da bodo v prihodnje povsod v Evropski uniji (EU) odjemalci imeli na izbiro več možnosti dobave in proizvodnje lastne (predvsem OVE) elektrike. Njen delež se bo zaradi doseganja podnebnihih ciljev EU namreč še naprej strmo povečeval. Fizična narava elektrike, proizvedene iz OVE, bo bolj spremenljiva, manj predvidljiva in decentralizirana ter zahteva prilagoditev tržnih in omrežnih pravil v smeri večje fleksibilnosti trga. Digitalizacija in hiter razvoj merjenja ter različne možnosti trgovanja na drugi strani omogočajo industriji, podjetjem in tudi gospodinjstvom, da elektriko proizvajajo in shranjujejo, se samooskrbujejo in sodelujejo na trgih z elektriko z rešitvami, ki temeljijo na prilagajanju odjema. V mnogih državah pa žal odjemalci ne

želijo prilagajati svojega odjema. Novi predlog zakonodaje EU ponuja učinkovitejše ukrepe, ki bodo odjemalce z nameščenimi naprednimi merilnimi

jajo predvsem iz naprednih merilnih sistemov, pri tem zahteva najvišjo stopnjo zaščite podatkov in zagotavljanja kibernetike varnosti.

Novi predlog zakonodaje EU ponuja učinkovitejše ukrepe, ki bodo odjemalce spodbudili, da prispevajo k večji fleksibilnosti odjema v omrežju.

Storitve prilagajanja odjema in shranjevanja distribucijskim operaterjem lahko pomagajo pri zmanjševanju stroškov razširitve omrežja.

Kibernetika varnost bo ena izmed prioritet dela evropskega distribucijskega operaterja.

Kibernetika varnost bo ena izmed prioritet dela evropskega distribucijskega operaterja (DSO-E), katerega ustanovitev je prav tako opredeljena v novem zakonodajnem svežnju. Za področje distribucije do sedaj ni bilo vzpostavljenega reprezentativnega organa, kot je na primer na prenosu ENTSO-E.

Poleg kibernetike varnosti in zaščite bodo področja delovanja DSO-E še:

napravami individualno ali preko agregatorjev ter na podlagi pogodb z dinamičnimi cenami spodbudili, da prispevajo k večji fleksibilnosti odjema v omrežju.

Storitve prilagajanja odjema in shranjevanja lahko distribucijskim operaterjem pomagajo pri lokalnem reševanju težav v omrežju, ki nastajajo zaradi povečane decentralizirane proizvodnje, in s tem prispevajo k zmanjšanju stroškov širjenja omrežja. Te storitve bodo tržne storitve, s katerimi se distribucijski operaterji ne bodo smeli ukvarjati, ampak jih bodo morali naročiti preko javnih razpisov. Ker so nekateri distribucijski operaterji del vertikalno integriranih podjetij, je treba predhodno zagotoviti njihovo nevtralnost pri uporabi novih storitev in upravljanju ter zagotavljanju podatkov. Povečana uporaba komercialnih podatkov, ki izha-

- koordinirano delovanje in načrtovanje prenosnih in distribucijskih sistemov,
- integracija OVE, razpršene proizvodnje in ostalih razpršenih virov (npr. shranjevalniki),
- razvoj prilagajanja z odjemom,
- digitalizacija distribucijskih omrežij, vključno z uvedbo pametnih omrežij in naprednih merilnih sistemov,
- upravljanje s podatki,
- sodelovanje pri pripravi omrežnih kodeksov,
- sodelovanje z ENTSO-E pri nadzoru implementacije omrežnih kodeksov in smernic, ki bodo relevantne za delovanje in načrtovanje distribucijskih omrežij,
- v sodelovanju z ENTSO-E sprejeti najboljše prakse za koordinirano obratovanje in načrtovanje prenosnih in distribucijskih sistemov.

O AVTORJU

Dr. Ivan Šmon je zaposlen v Elektru Gorenjska od leta 2013. Kot pomočnik uprave po pooblastilu nadomešča predsednika uprave. Poleg tega je njegova ključna naloga vodenje informacijskega kolegija, ki izvaja IT-strategijo podjetja. Dr. Šmon zastopa interese Elektra Gorenjska in ostalih elektrodistribucijskih podjetij v mednarodnih združenjih Eurelectric in CIGRE.





PREGLED TUJIH PRAKS – KONFERENCA DISTRIBUTECH IN IZZIVI



Ali se slovenska distribucijska podjetja ustrezno prilagajajo hitrim spremembam sodobnega sveta?

Nejc Petrovič, Elektro Gorenjska, svetovalec izvršnega direktorja

MED NAJVEČJIMI NA SVETU

»To je bil najboljši DistribuTECH v zgodovini!« Tako naj bi se po navedbah organizatorjev (vir: www.distributech.com) izrazila večina udeležencev, ki je obiskala distribucijsko konferenco in razstavo v San Diegu med 31. 1. in 2. 2. 2017. Gre za ameriški tip dogodka, ki pokriva distribucijo v splošnem, torej tudi plin in vodo, a kljub temu teme na konferenci in razstavljavci na sejmu v več kot 90-odstotnem deležu pripadajo področju električne energije.

Čeprav ob populističnem uvodu marsikdo zastrže z ušesi, je statistika dogodka nesporno na strani organizatorjev. Zavidljive številke, ki jim dodatno dimenzijo doda konferenčni del, kjer se govorniki predstavijo v kar 14 vzporednih tematikah in osmih tako imenovanih »mega« sejah. Impresivno statistiko zaključuje podatek, da je dogodek v primerjavi z lanskim letom letos obiskalo kar dvajset odstotkov več udeležencev, ki so predstavljali kar 326 različnih podjetij javnega značaja, med drugim tudi slovenska.

14 tematik, ki tvorijo konferenčni del dogodka, se odvija sočasno. Udeleženci smo lahko izbirali med naprednim merjenjem, upravljanjem s sredstvi, komunikacijskimi rešitvami, pomočjo uporabnikom omrežja, analitiko podatkov, varnostjo omrežja, razpršenimi viri energije, aktivnim vključevanjem odjema, hranilniki električne energije, avtomatizacijo omrežja, upravljanjem omrežja, prostorskimi rešitvami, internetom stvari, pametnimi mesti, mikroomrežji, mobilnimi rešitvami in avtomatizacijo objektov, pri čemer je bilo nekaj področij združenih v eno



Dogodek je letos obiskalo 20 odstotkov več udeležencev kot lani

celovito tematico.

Dogodek pokriva celotno področje distribucije električne energije, pri čemer se osredotoča na tradicionalne energetske koncepte, hkrati pa pušča prostor naprednim in delno tudi kontroverznim ter netipičnim vsebinam. Podobno kot za konference velja tudi za sejme, saj številni razstavljavci povsem suvereno pokrijejo vsa specialistična področja naše dejavnosti.

Digitalizacija in informatizacija potrošnikov je posamezne panoge, kot so turizem, transport, storitve in potrošništvo, že povsem obrnila na glavo. V kolikšni meri smo vplivom sprememb podvrženi v elektroenergetiki? V resnici bolj, kot si radi priznavamo ali se celo zavedamo, zaradi česar tudi generalne usmeritve panoge morda niso več povsem optimalne. Morda vlaganje pretežno v energetske infrastrukture ne bi smela več biti edina prioriteta, temveč bi morali več pozornosti posvečati informacijskim tehnologijam, inovativnim rešitvam in sodobnim trendom. To je zgolj eno izmed vprašanj, ki ga organizatorji dogodka želijo vzbuditi pri udeležencu.

Na sejmu se je predstavilo več kot 520 razstavljavcev, San Diego pa je zaradi dogodka obiskalo 13.569 registriranih udeležencev iz 78 držav.

NAJVEČJI IZZIVI ZA PRIHODNOST PANOGE SO NETEHNICNE NARAVE

Rdeča nit sejma, konferenčnih aktivnosti, mreženja in obrobni dogodki so bili letos spreminjajoči poslovni modeli in sposobnost prilagajanja korporacij na hitro spreminjajoče zunanje dejavnike in vplive.

V Sloveniji za elektrodistribucijska podjetja regulatorni okvir definira Agencija za energijo. Čeprav je regulatorni oziroma zakonodajni postopek včasih prepočasen in distribucijskim podjetjem občasno povzroči več preglavic kot prednosti, pa se lahko distributerji Agenciji predvsem zahvalimo, saj

elektrodistribucijskim podjetjem predstavlja trden zid in izolacijo od hitro spreminjajočega sveta, ki bi sicer drastično vplival na razvoj v panoge, te spremembe pa bi za tradicionalna podjetja verjetno imele negativne posledice.

Trend naj bi se preslikal iz panoge ponujanja prenočitvenih kapacitet, kjer si glede na tržno vrednost pot proti vrhu vztrajno utira podjetje Airbnb, oziroma iz panoge prevoznih storitev, kjer primat prevzema podjetje Uber. Obe podjetji nimata v lasti sredstev, ki so tipične za panogi, pa sta si kljub temu, z naprednim poslovnim modelom, uspela izboriti velik tržni delež.

Poleg Gartnerjevih napovedi je omembe vredno, da so podobna stališča pričeli zavzemati renomirani časniki, kot so Bloomberg, Yahoo Finance in Fortune Magazine. Napovedi prihodnje ureditve elektroenergetskega trga, ki jih analitiki obravnavajo, resda niso zelo konkretne oziroma so celo bolj špekulativne, včasih tudi tehnično nekorektna, vendar je pomembno sporočilo, ki ga takšne napovedi predstavljajo. Tudi če bi šlo pri napovedih za popolno izkrivljanje resnice, lahko iz drugih panog (predvsem politike) jasno vidimo, kam privede nenehno ponavljanje sorodnih floskul. V tem primeru situacija zahteva še toliko več pozornosti, saj navsezadnje te napovedi temeljijo tudi na posameznih tehničnih argumentih oziroma praksah, ki se dejansko že izvajajo in nakažejo smer razvoja (npr. Net Metering).

Upravičeno so torej lahko še enkrat vprašamo, ali se napovedi Gartnerja, Bloomberga in podobnih analitikov niso uresničile zgolj zaradi neodzivne politike (prek sprememb v zakonodaji) ali so vzroki še kje drugje. Razmišljanje lahko stopnjujemo. Zakaj se politika odziva samo za posamezne projekte, ne pa za celotno področje? Je to morda zaradi nepoznavanja? Morda zato ker se specifični interesni lobiji še niso oblikovali? Kakšno vlogo bo v prihodnosti v sektorju igral SODO? Ali bo podobno kot Airbnb in Uber z relativno omejenimi sredstvi povsem krojil usodo ostalih podjetij v sektorju? Elektroenergetika je vsekakor panoga, kjer pretirana fluktuacija ni dobrodošla. Radi imamo stabilnost, zato tudi sami ne bomo drezali v

osje gnezdo. Lahko vendarle naredimo več za dolgoročno varnost?

Gartner, največje raziskovalno in svetovalno podjetje za področje informacijskih tehnologij na svetu, je že pred dvema letoma napovedalo, da bo do leta 2020 največje svetovno elektroenergetsko podjetje takšno, ki v lasti sploh ne bo imelo infrastrukture.

VPLIVI RAZLIČNIH REGULATORNIH OKVIRJEV PO SVETU

Če za kriterij razvitosti vzamemo bruto družbeni proizvod (BDP) posameznih držav, opazimo, da prve tri države na seznamu (ZDA, Kitajska in Japonska) koncepte elektroenergetskih omrežij že sedaj vzpostavljajo bistveno drugačne od slovenskih. Vlaganje v klasično infrastrukturo v primerjavi z vlaganjem v IT-rešitve je že dlje časa mnogo bolj uravnoteženo. Sicer je to razmerje še vedno precej na strani infrastrukture, so pa gospodarsko najmočnejše države že pred časom ugotovile, da je nekatere največje prihranke možno zagotoviti s kakovostno informacijsko podporo, posamezne izključno energetsko-infrastrukturne projekte pa prepoznale kot povsem nedonosne. Omenjene teze vodijo k razmisleku o tem, ali vendarle ni možno vlaganja v primarno opremo nadomestiti z ekonomsko učinkovitejšimi pristopi. Ali v radiju nekaj kilometrov res potrebujemo rezervni energetski transformator za vsak RTP za namene rezervnega napajanja ali sta dovolj en ali dva rezervna transformatorja za celotno območje? Prihranjeni denar je v tem primeru možno investirati v informacijske rešitve, ki bodo manjkajoče energetske transformatorje nadomestile z naprednimi algoritmi za učinkovito prenapajanje omrežja iz vseh preostalih razpoložljivih virov. Hkrati bodo ti algoritmi delovali na širšem oziroma celotnem območju podjetja in ne le na območju omenjenih RTP-jev, prav tako pa jih je možno uporabiti tudi za druge primere uporabe. Predstavljena je ena izmed naprednih funkcionalnosti ADMS, ki so na trgu dostopne že vrsto let in se prav toliko časa v tujini v praksi že uporabljajo. Tudi v Sloveniji smo z omenjenimi tehnologijami seveda seznanjeni. V omejenem obsegu pravzaprav uspešno delujejo že nekaj časa, hkrati pa nikoli niso zaživele v vsem svojem potencialu.

Podobnih primerov je še mnogo. Pravzaprav lahko glede na videno v svetu pod vprašaj postavimo nekatere povsem temeljne koncepte elektroenergetske infrastrukture. V gospodarsko najbolj razvitih državah sveta je delež podzemnega omrežja precej manjši kot v Sloveniji. Celo nekatera večmilijonska mesta električno energijo distribuirajo prek prostozračnih, nadzemnih vodnikov. Prav tako tudi ni mnogo držav na svetu, ki bi se »pona-

šale« s takšno stopnjo predimenzioniranosti omrežja kot v Sloveniji. Tudi koncept faznih simetričnosti obremenitve je v tujini skoraj povsem nezastopan. Kako je mogoče, da je primarna infrastruktura v gospodarsko najrazvitejših državah na slabši stopnji razvoja kot v Sloveniji, ko pa ima industrija v tujini še strožje zahteve po zanesljivosti, velikanske inštalirane moči na izredno skoncentriranih območjih, povsem sporadične in nepredvidljive konične obremenitve itd.? Kje je razlog za tako različne poslovne modele? Definitivno ne zato, ker bi bile te države ali posamezna mesta revna, zaostala in nerazvita.

Vzroke je moč iskati v različnih regulatornih okvirjih. Prisotnost konkurence v pravem smislu (ne takšnem kot v Sloveniji), privatna lastništva elektroenergetskih podjetij in prisotnost na delniških trgih ter posledični vplivi različnih finančnih instrumentov, različni koncepti financiranja itd. Vse to je posledica drugačne zakonodaje, ki na prvo mesto uspešnih podjetij postavlja kriterij ekonomike, le-ta pa posledično vpliva na razvoj tehnike oziroma vzpostavitev fundamentalno drugačnih osnovnih konceptov razvoja omrežja in podjetja samega. Elektroenergetska podjetja v gospodarsko bolj naprednih državah so konstantno podvržena dejavnikom, ki jih silijo v večjo potrebo po inovativnosti, sodobnih trendih in najnovejših tehnologijah ter iskanju novih in netipičnih virov financiranja. Poslovni modeli v svetu se spreminjajo. Kdaj se bodo začeli tudi pri nas? Ali smo pripravljeni na potencialno ohlapnejšo zakonodajo in nižjo stopnjo regulacije? Ali smo pripravljeni na potencialno krčenje finančnih sredstev?



INOVACIJE, KI BODO NAJBOLJ VPLIVALE NA DELOVNE PROCESSE PRIHODNOSTI

DistribuTECH je poleg osrednjih tematik, podobno kot pri večjih avtomobilskih sejnih, tudi priložnost za predstavitev posameznih novih tehnologij in konceptov, ki morda v celoti še niso povsem dozorela, vendar pomembno nakazujejo trende razvoja in smer tehnologije v prihodnosti. Letošnja novost so bili hranilniki električne energije in pripomočki za navidezno oziroma prilagojeno resničnost. Med klasičnimi elektroenergetskimi podjetji, kot so Siemens, Alstom, GE, Schneider in Landis+Gyr, se tako pojavljajo tudi neobičajna, kot so Mercedes-Benz, Tesla in Bentley. Čeprav koncepti električnih avtomobilov niso bili razstavljeni (konferenca vendarle poteka v ZDA, kjer bo bencin nesporni vladar cestnega prometa še dolga leta), so ta netipična energetska podjetja očitno ustrezno prepoznala priložnosti in trende, ki se pojavljajo na posameznih geografskih območjih, ter svoje koncepte in tehnologije shranjevanja električne energije predstavila tudi širši javnosti.

Podobno bi težko trdili za koncepte navidezne resničnosti. Pripomočke za ta namen so letos prvič predstavili v podjetjih, ki se že vrsto let pojavljajo na področju električne distribucije. Najzanimivejši pripomoček je bila futuristična čelada, ki ima na vizirju sposobnost prikazovanja termovizijske slike, infrardeče slike in klasične kamere, pri čemer vse poglede neposredno prenaša tudi v sistem v podjetju, tako da lahko nadzorniki iz pisarn neposredno spremljajo delo na terenu in delavca ustrezno tudi usmerjajo in ga opozarjajo o potencialnih nevarnostih. Zani-



Preizkušanje koncepta navidezne resničnosti – Foto: Jurij Jerina

mivost koncepta navidezne resničnosti je v tem, da je še precej neizdelan. V pogovoru s predstavnikom podjetja tako izvemo, da je namen predstavitve na sejmu pridobitev

za podjetja sprejemljivejši, ker ne bodo več tako inovativni in bodo vsaj delno preverjeni.

Kratek sprehod po sejmskih tleh obiskovalcu s pozitivno naravnostjo do inovacij in naprednih tehnologij hitro razkrije, da zgoraj omenjena klasična elektroenergetska podjetja niso več edino središče pozornosti. Udeleženci vedno bolj migrirajo k podjetjem, kot so Oracle, Intel, OSI, ESRI, Cisco, kjer se v zadnjih letih pojavljajo najbolj revolucionarne rešitve in največji koraki k modernizaciji elektroenergetike.

Sejem in konferenca zagotovo ponujata zanimiv razmislek v pogled delovnih procesov prihodnosti. Imamo možnost vzeti vajeti v svoje roke in sami pričeti diktirati smer napredka. Kdo ve, morda bomo le tako dosegli, da nas spremembe ne bodo povozile, pa naj pridejo jutri ali v času naših zanamcev.

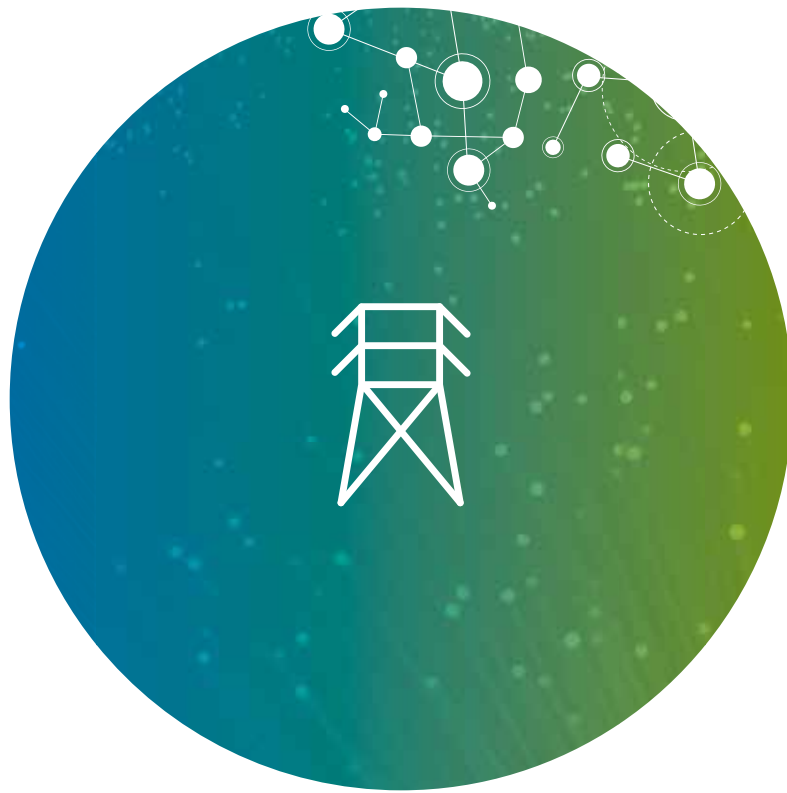
Novosti pronicajo skozi vse odprte pore, naša naloga pa je, da jih ocenjujemo kritično, a vseeno s pozitivnim odnosom. Spremembe trkajo na vrata. Morda bomo glede na videno v kratkem priča drastični reorganizaciji celotnega elektroenergetskega sektorja. Morda nas spremembe za časa naše delovne dobe ne bodo dosegle. Vprašanje pa je, ali si upamo stati križem rok in upati na najboljše.

testnih partnerjev za pilotne projekte in skupen razvoj produkta, tako da bo širše uporaben šele nekeje v srednjeročni prihodnosti. Predstavniki rešitve sami priznavajo, da namen predstavitve na sejmu ni direktna prodaja, temveč prisotnost takšnih konceptov že sedaj, da bodo v srednjeročni prihodnosti

O AVTORJU

Nejc Petrovič, univ. dipl. inž. el., je v Elektru Gorenjska zaposlen od leta 2012. Specializiran je za področje tehničnih informacijskih sistemov in njihove integracije. V letošnjem letu je postal svetovalec izvršnega direktorja. Njegove ključne aktivnosti so usmerjene v vodenje strateških informacijskih projektov podjetja, uvedbo projektnega vodenja in optimizacije procesov v informatiki.





06 ELEKTRO- DISTRIBUCIJSKA PODJETJA



ELEKTRO CELJE

Predstavitev družbe Elektro Celje



Družba Elektro Celje kot ena izmed petih distributerjev električne energije skrbi za upravljanje, vodenje in obratovanje distribucijskega omrežja ter za vzdrževanje, izgradnjo in obnovo elektroenergetskih naprav in objektov na območju savinjske, koroške in spodnjeposavske regije na območju **4.345 km² ozemlja** oziroma **22 % površine Slovenije**. Več kot sto let upravljanja z energijo, vlaganja v razvoj in tehnologijo, širjenja obzorij, znanja in izkušenj so Elektro Celje zgradili v sodobno in uspešno podjetje. Od prvih začetkov smo prehodili dolgo pot, ki je tlakovana z vrednotami in načeli družbene odgovornosti, kakovosti, zanesljivosti in strokovnosti. Z zaupanjem vase in s sprejemanjem pravih odločitev bomo na tej poti vztrajali tudi v prihodnje in skrbeli za zanesljivo, kakovostno in okolju prijazno oskrbo odjemalcev z električno energijo.

Elektro Celje je v letu 2016 poslovalo uspešno. Planski cilji so bili preseženi, prav tako so bili preseženi tudi poslovni prihodki. Stroški so bili obvladovani v okviru poslovnega načrta. Načrtovani dobiček je bil presežen in je znašal **9.436 mio €**. Investicije smo realizirali v višini **20,1 mio €**. V letu 2016 smo električno energijo distribuirali **170.688 gospodinjstvom in poslovnim odjemalcem**, katerim smo skupno zagotovili **1.929 GWh** električne energije.

V obratovanje smo vključili novozgrajeno razdelilno transformatorsko postajo RTP 110/20 kV Žalec. Investicija, katere vrednost je nekaj več kot 5 milijonov evrov, je izjemnega pomena za nadaljnji gospodarski razvoj savinjske regije.

Podjetje sodeluje v dveh mednarodnih projektih: v **slovensko-japonskem projektu NEDO**, v okviru katerega se bodo vzpostavile napredne funkcionalnosti, ki bodo omogočile boljšo koordinacijo med deležniki v elektroenergetskem sistemu in učinkovitejše obratovanje sistema, ter v **evropskem projektu Flex4Grid**. Projekt Flex4Grid se osredotoča na razvoj odprtega tehnološkega sistema za upravljanje podatkov in zagotavljanje storitev, ki bodo omogočale upravljanje prožnosti oziroma fleksibilnosti

uporabnikov distribucijskega omrežja, in sicer tako pri porabi kakor tudi pri proizvodnji električne energije.

V letu 2016 smo nadaljevali s procesom nameščanja števecov, ki omogočajo daljinski prenos podatkov po različnih komunikacijskih poteh. Ob koncu leta 2016 smo uspeli število merilnih mest, vključenih v sistem naprednega merjenja, povečati na 107.408, kar predstavlja 63 % vseh merilnih mest na distribucijskem območju Elektra Celje. V letu 2017 bomo v sistem naprednega merjenja vključili še vsaj dodatnih 13.000 merilnih mest. Tako bomo povečali vključenost merilnih mest za vsaj 10 %.

Elektro Celje, d. d., se je v letu 2016 odzvalo na poziv Ministrstva za gospodarstvo RS in se prijavilo na natečaj za priznanje Republike Slovenije za poslovno odličnost (PRSP0). Zunanja ocenjevalna skupina je ocenila, da smo dobri. **Uvrstitev med finaliste** natečaja je za podjetje in nas zaposlene priznanje in spodbuda za nadaljnje delo. S samoocenjevanjem je organizacija pridobila vpogled vase, jasno opredelitev prednosti in področij za izboljšave ter načrtovanje korektivnih aktivnosti.

Podjetje je imetnik treh standardov kakovosti: ISO 9001/2000, ISO14001/2004 in OHSAS 18001, ki jih vsako leto uspešno certificira, prav tako pa smo lastnik polnega certifikata Družini prijazno podjetje.



Digitalizacija je v elektroenergetskem sistemu prisotna že nekaj časa

mag. Boris Kupec, predsednik uprave Elektra Celje, d. d.

Z digitalno transformacijo in posledično s spreminjanjem poslovnega modela poslovanja se v Elektru Celje ukvarjamo že nekaj let. Obnovljivi viri energije, E-mobilnost, avtomatizacija distribucijskega omrežja in uporaba sodobnih merilnih naprav pri odjemalcih, sprožajo procese zbiranja, obdelave in izmenjave podatkov, na osnovi katerih izvajamo tehnološko optimizacijo delovanja distribucijskega omrežja in povečujemo njegovo učinkovitost, ki se odraža tudi v ekonomiki njegovega delovanja. Posledica tega je vpepljava novega sodobnega informacijskega sistema, s pomočjo katerega bo družba sposobna obvladovati elektroenergetsko infrastrukturo, hitro spreminjajoče se poslovne procese in optimizirati poslovanje tako distribucijskega omrežja kot podjetja samega. Ob tem je posebno pomembno spoznanje, da so pridobljeni podatki dragocena priložnost, tako za podjetje kot tudi za odjemalce, saj postajajo tržno blago. Posodabljanje prenosnih poti (projekt FTTH) bo še v večji meri omogočilo možnost upravljanja v segmentu proizvodnje, transporta in distribucije električne energije ter upravljanju porabe pri odjemalcih. Odjemalca bomo vpeli v optimizacijo delovanja elektroenergetskega sistema na način, da bo s pomočjo strukturiranih podatkov imel možnost upravljanja s svojo porabo, na zanj primeren in razumljiv način. Želimo ga usmeriti k racionalni rabi električne energije, ob tem pa prav tako racionalizirati stroške delovanja celotnega elektroenergetskega sistema.

Elektro Celje, podjetje za distribucijo električne energije, d. d.

Vrunčeva 2a, 3000 Celje
telefon: 03 42 01 201
faks: 03 42 01 010
E-pošta: info@elektro-celje.si
www.elektro-celje.si

ELEKTRO GORENJSKA

Za uporabo naprednih tehnologij je ključno učinkovito in stabilno omrežje



Leto 2016 je bilo za podjetje Elektro Gorenjska, d. d., več kot le uspešno poslovno leto. V obratovanje smo vključili novo, 110 kilovoltno distribucijsko daljnovidno povezavo med Železniki in Bohinjem, s katero smo poskrbeli za trajno oskrbo obeh dolin z električno energijo. Z zaključkom več kot deset let trajajočega projekta smo tako sklenili gorenjsko energetska zanko.

Elektro Gorenjska ima več kot 64 % omrežja v podzemni kabelski obliki

Letno povečujemo delež podzemnega kabelskega omrežja za vsaj 2 %, kar pri 5.400 km omrežja vsako leto pomeni več kot 100 km novega podzemnega kabelskega omrežja. Do konca leta 2016 smo povečali delež srednjenaletnega omrežja pod zemljo na 60 %. Na novo smo položili kar 68 km srednje napetostnih kablovodov ter rekonstruirali 66 km vodov nizko napetostnega omrežja in 31 pripadajočih transformatorskih postaj. Skupni delež podzemnega kabelskega omrežja Elektra Gorenjska tako znaša že 64 %. Za investicijske projekte, katerih osnovni cilj je gradnja robustnega in stabilnega omrežja ob pomoči naprednih tehnologij, smo v letu 2016 namenili več kot 15,6 milijona evrov.

Z novimi storitvami dostopnejši uporabniku

V podjetju stopamo v korak z najsodobnejšimi trendi. Uporabnikom zagotavljamo vrhunske storitve in napredne tehnološke rešitve ter zanje vzdržujemo in nadgrajujemo energetska omrežja na Gorenjskem. V minulem letu smo odprli nov distribucijski center vodenja, uporabnikom pa ponudili enotno telefonsko številko, s katero smo zanje hitreje in lažje dostopni.

Pri končnih uporabnikih skladno s plani vsako leto zamenjamo merilne sisteme z naprednimi. Cilj, da bodo v letu 2021 vsi uporabniki na Gorenjskem opremljeni z naprednimi merilnimi sistemi, bomo dosegli. Do konca leta 2016 smo tako namestili že 44 % števec, letno pa jih namestimo več kot 12.000. Prav tako posodabljam sisteme vodenja, zaščite in regulacijske sisteme, telekomunikacijske sisteme ter veliko vlagamo v sodobne IT rešitve (DCV, CIM ipd.).

Proaktivna vključenost v razvojnih projektih

Podjetje spremlja in aktivno sodeluje pri raziskovalno - razvojnih projektih, ki predstavljajo gibalno prihodnosti. V letu 2016 smo uspešno zaključili mednarodni raziskovalni razvojni projekt INCREASE. V mednarodnem konzorciju je z demonstracijo projektnih ciljev uspešno sodelovalo tudi naše podjetje. Osnovne cilje projekta INCREASE so predstavljale sodobne rešitve za povečanje integracije razpršenih virov v distribucijskih omrežjih. V sklopu aktivnosti Elektra Gorenjska je bil na Suhi pri Predosljah kot prvi v Sloveniji vgrajen distribucijski regulacijski transformator in v realnem okolju preizkušena vrsta ukrepov za zagotavljanje ustrezne kakovosti napetosti. Po potrditvi pričakovanih rezultatov bo koordinirana regulacija napetosti s pomočjo vodenja OLTC transformatorja ostala tudi v vsakodnevnem obratovanju.

Prejemnik številnih priznanj

V letu 2016 je podjetje na tekmovanju za Najboljše letno poročilo, ki ga organizira Poslovna akademija Finance v ostri konkurenci slovenskih gospodarskih družb prvič osvojilo področno nagrado: prvo mesto med letnimi poročili v računovodskem poročanju za leto 2015.

Elektro Gorenjska je imetnik treh standardov kakovosti: ISO 9001, ISO14001 in OHSAS 18001, ki jih vsako leto uspešno certificira. Smo lastnik polnega certifikata Družini prijazno podjetje ter edino distribucijsko podjetje, ki je prejelo najvišje državno Priznanje Republike Slovenije za poslovno odličnost (PRSP) za dosežke na področju kakovosti proizvodov in storitev ter kakovosti poslovanja.



Pripravljeni na radikalne spremembe in nove igrace
mag. Bojan Luskovec, predsednik uprave Elektra Gorenjska, d. d.

Digitalne transformacije in poslovna odličnost ne bodo zadoščale za uspeh elektrodistribucijskih podjetij v prihodnje. Po uspešni digitalizaciji podjetij bo namreč rasla potreba po specializiranem strokovnem kadru.

Distribucijska podjetja so prvi in zadnji člen v verigi do končnega uporabnika. Zato tudi v podjetju Elektro Gorenjska že več let aktivno vpeljujemo nove tehnologije in digitalizirane pristope upravljanja z ogromnimi količinami podatkov. Sodelujemo v številnih razvojnih projektih, ki bodo uporabniku in distribucijam omogočile enostaven prehod v svet digitalnega poslovanja. V njem se slovenske distribucije upravičeno uvrščamo med pionirje na področju digitalizacije v Evropi.

Elektro Gorenjska, podjetje za distribucijo električne energije, d. d.

Ulica Mirka Vadnova 3a, 4000 Kranj
Telefon: 04 2083 000
Faks: 04 20 83 600
E-pošta: info@elektro-gorenjska.si
www.elektro-gorenjska.si



ELEKTRO LJUBLJANA

Premikamo mejnike



Še eno uspešno leto je za nami. Zaključili smo projekt združevanja hčerinske družbe, projekt, ki ni bil pomemben samo za nas, temveč za celotno slovensko energetiko. Zaključek tega projekta pomeni, da smo zagotovili prihodnost naši nekdanji hčerinski družbi, hkrati pa smo z njenim novim strateškim partnerjem postali tudi lastniško povezani. Predvsem pa smo našim uporabnikom dolgoročno zagotovili najboljše možne storitve.

V lanskem letu smo zaradi nekaj let ponavljajoče najvišje bonitetne ocene pridobili še trikrat zlati A. Zlata bonitetna odličnost je prav gotovo potrditev pravilno zastavljene strategije in ustreznih aktivnosti za doseganje dolgoročnih finančnih ciljev.

Zaradi sanacije škode, ki je nastala po žledu, smo izvajali večja investicijska dela predvsem na daljnovodih, na primer na daljnovodu Logatec–Žiri. V letu 2016 smo tako uspešno zaključili nekaj večjih projektov, kot sta 110 kV daljnovoda Potoška Vas–Trbovlje in Kleče–Litostroj. Začeli smo tudi z izgradnjo novih zahtevnejših objektov: 110 kV daljnovod Bršljin–Gotna Vas in 20 kV daljnovod Logatec–Žiri.

Končali smo prenavo ločenih telekomunikacijskih omrežij in začeli z uvajanjem poslovnega informacijskega sistema in sistema za obvladovanje sredstev v redno uporabo.

Uspešno smo uresničili začrtane smernice uvajanja napredne merilne infrastrukture z vgradnjo 19.000 naprednih števecv in pripadajoče opreme na območju Novega mesta, Vrhnike in dela Ljubljane. Število nameščenih naprednih števecv na našem območju je tako preseglo število 127.000, kar predstavlja 38-odstotni delež vseh MM.

Družba Elektro Ljubljana je med vodilnimi ponudniki storitev polnjenja električnih vozil v Sloveniji. Na področju e-mobilnosti smo poleg posameznih polnilnic po občinah postavili še 26 novih električnih polnilnic po Ljubljani. Velik korak za e-mobilnost je bil narejen tudi s prenavo iskalnika polnilnih postaj www.gremonaelektriko.si. Vzporedno z novim portalom smo intenzivno delali tudi na razvoju aplikacije za uporabo polnilnic na pametnih telefonih. Aplikacija bo v letu 2017 nadomestila obstoječe medije identifikacije na polnilnicah in nudila še druge uporabnikom prijazne funkcionalnosti.

V prihodnosti načrtujemo prenavo informacijske podpore upravljanju polnilnih postaj, ki bo poleg

upravljanja omogočala tudi obračun uporabe po različnih kriterijih. Načrtujemo tudi izvedbo druge faze širitve polnilnic na območju Ljubljane in širitev mreže v ostale občine po Sloveniji.

Uspešno smo zaključili mednarodni projekt eBAD-GE, v okviru katerega smo polnilnice inovativno povezali v virtualno elektrarno. Na projektu HybridVPP4DSO smo sodelovali pri aktiviranju odjemalcev za prilagajanje odjema. Intenzivno smo sodelovali tudi v projektu FutureFlow – Oblikovanje e-trgovalne rešitve za izravnavo električne energije na izravnalnem trgu in prerazporejanje proizvodnje v Evropi.

V naši družbi smo zavzeli proaktivno držo tudi pri oblikovanju novega Energetskega koncepta Slovenije. K sodelovanju smo povabili osem uglednih strokovnjakov, ki so svoje poglede predstavili v zborniku Prispevki k energetskega konceptu Republike Slovenije. Ob izidu zbornika so se avtorji prispevkov junija zbrali na posvetu v Stari mestni elektrarni – Elektro Ljubljana in predstavili svoje poglede na energetskega koncept.

Veliko pozornosti namenjamo izobraževanju in osveščanju mladih. Naš sodelavec Marko Piko je v letu 2016 kot električar Piko na zabaven način predstavil osnove elektrike skoraj 1000 otrokom v 11 vrtcih in v 9 osnovnih šolah. Ob vsakoletnem dnevu varčevanja z energijo smo za srednješolce pripravili delavnico o varčevanju z električno energijo, na katerih smo jih s praktičnimi nasveti, kako lahko privarčujejo doma in v šoli, seznanili jih tudi z e-mobilnostjo, delovanjem električnih vozil in razvojem tega področja.

Podjetje Elektro Ljubljana je imetnik ISO 9001, ISO 14001, ISO 27001 in OHSAS 18001 standardov kakovosti, ki jih združuje v integriranem sistemu vodenja kakovosti ter lastnik polnega certifikata Družini prijazno podjetje.

Elektro Ljubljana, podjetje za distribucijo električne energije, d.d.

Slovenska cesta 58, 1516 Ljubljana
Telefon: 01 230 40 00
Faks: 01 231 25 42
E-pošta: info@elektro-ljubljana.si
www.elektro-ljubljana.si



Razvoj z ljudmi in za ljudi

mag. Andrej Ribič, predsednik uprave
Elektra Ljubljana d.d.

Danes je zaradi globalizacije in informatizacije pretok informacij izjemno pospešen, razvojni procesi so se spremenili, inovacijski cikli so bistveno krajši. Posledično se na elektrodistribucijskem omrežju pojavljajo popolnoma novi in drugačni uporabniki, obnovljivi viri, električna vozila, hranilniki energije, virtualne elektrarne ... z drugačnimi zahtevami in pričakovanji kot odjemalci v preteklosti. Od distribucije poleg zanesljivega omrežja pričakujejo podatke, ki jih potrebujejo za svoje poslovanje oziroma prilagajanje. Zato moramo distribucije uvajati nove tehnologije, razvijati nove storitve in informatizirati poslovanje. Vsak odjemalec, ki je preko števca za merjenje prejete električne energije povezan z distribucijskim omrežjem, postaja del aktivnega sistema, ki se bo dnevno, urno in sekundno prilagajal zato, da bo delovanje tega sistema čim bolj učinkovito in zanesljivo. Včasih strogo ločeni procesno in poslovno informacijsko omrežje postajata vedno bolj prepleteni. Namesto s fizikalnimi se srečujemo s problemi zagotavljanja varnosti informacijskih omrežij, preprečevanjem vdorov, z varovanjem osebnih podatkov ...

Ne glede na silen razvoj pa daje pomen našemu delovanju tudi naše poslanstvo. Zagotavljati zanesljiv, varen, kakovosten in trajnosten distribucijski elektroenergetski sistem pomeni delati z ljudmi in za ljudi.

ELEKTRO MARIBOR

Trajnostni razvoj in digitalna transformacija z robustnejšim in pametnim omrežjem



ELEKTRO MARIBOR

Družba Elektro Maribor je v letu 2016 poslovala zelo uspešno. Ocenjujemo, da bomo krepko povečali čisti poslovni izid. Zastavljene cilje za leto 2016 smo dosegli, nekatere celo presegle. V letu 2016 smo distribuirali rekordni obseg električne energije in realizirali večjo obračunsko moč kot leto poprej.

V okviru prizadevanj za trajnostni razvoj in digitalno transformacijo smo nadaljevali z intenzivnim vlaganjem v povečevanje robustnosti omrežja in v uvajanje pametnih omrežij.

Zaključili smo z gradnjo visokonapetostnega 2x110-kilovoltnega daljnovođa Murska Sobota–Mačkovci, ki pomembno izboljšuje zanesljivost in kakovost oskrbe z električno energijo za več kot 12.000 uporabnikov omrežja – prebivalcev in gospodarstva – na območju Goriškega, hkrati pa zagotavlja potrebno energijo za napajalne postaje za železniško progo Pragersko–Hodoš.

Lani smo v dogradnjo in posodobitev omrežja vložili več kot 27 milijonov evrov. Tako je sedaj delež nizkonapetostnih podzemnih vodov v Elektru Maribor 55,3 odstotka, delež vseh izoliranih vodov pa 67,1 odstotka. Po desetletnih načrtih naj bi delež podzemnih vodov povečali na 53,3 odstotka, skupni delež vseh izoliranih vodov pa na 77,2 odstotka.

Do konca leta 2016 smo 61 % vseh merilnih mest na oskrbnem območju Elektra Maribor vključili v sistem naprednega merjenja. Letos bomo s pametnimi števci opremili še dodatnih 11 do 12 tisoč merilnih mest in tako njihov delež povečali na 65 %, za kar bomo namenili 2,5 milijona evrov.

Zaradi pomena oskrbe z energijo za prebivalstvo in gospodarstvo ter še učinkovitejšega usklajevanja potreb in posegov v prostor smo pripravljene Načrt razvoja distribucijskega omrežja električne energije družbe Elektro Maribor za naslednjih 10 let predstavili javnosti, lokalnim skupnostim in večjim gospodarskim subjektom ter nevladnim organizacijam. V skladu s predlogom desetletnega razvojnega načrta bomo v letih 2017–2026 v dograditev in posodobitev omrežja vložili približno 340 milijonov evrov.

Sodelujemo pri partnerskem dogovoru med slovenskimi in japonskimi družbami o implementaciji napredne infrastrukture pametnih omrežij v Sloveniji, na podlagi katerega bodo Hitachi, slovenska industrija in elektrodistribucija vzpostavili napredne rešitve, s ciljem prihodnje širitve v druge evropske regije. Rešitve bodo namenjene optimizaciji, koordinaciji in prihodnjemu razvoju slovenskega omrežja.

Svojo družbeno odgovornost že tradicionalno izkazujemo z redno pomočjo tistim, ki so pomoči potrebni; tako podpiramo delovanje nevladnih organizacij pri izvajanju humanitarnih, trajnostnih in kreativnih projektov na oskrbnem območju družbe. Družbeno odgovornost izkazujemo tudi z intenzivnim razvojem lastnih potencialov in s tem povezanimi novimi zaposlitvenimi možnostmi za sodelavce iz lokalnega okolja. Zaradi povečanega obsega del smo za določen čas zaposlili 106 novih delavcev, ki so sodelovali pri izvedbi načrtovanih investicij v naše omrežje.

Smo podpisnik Deklaracije o poštenem poslovanju ter Slovenskih smernic korporativne integritete, katerih komponente vgrajujemo v svoje poslovanje. Vpeljane imamo sisteme vodenja po standardih ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, ISO/IEC 17020:2012 in ISO/IEC 27001:2005, ki predstavljajo vodilo našega delovanja. Imamo certifikat EFQM za poslovno odličnost in polni certifikat Družini prijazno podjetje. Po bonitetnem modelu S.BON AJPES imamo bonitetno oceno SB4 in certifikat bonitetne odličnosti AAA.



Kako nov zakonodajni sveženj vpliva na trg električne energije?

mag. Boris Sovič, predsednik uprave Elektra Maribor d.d.

Zimski paket postavlja v ospredje pametna omrežja, sistem naprednega merjenja, napredne sisteme obračunavanja, digitalizacijo, razpršene vire, informacijsko varnost, varstvo podatkov, predvsem pa vlogo aktivnega uporabnika. Za elektrodistribucijo, ki gradi infrastrukturo trajnostnega razvoja, to pomeni tudi boljše informacije za učinkovito upravljanje distribucijskega omrežja. Aktivni uporabniki bodo imeli na trgu z električno energijo ključno vlogo. Naša naloga je zagotavljanje kakovostnega servisa zanje, za dobavitelje in gospodarstvo, kar zahteva nadaljnja vlaganja v razvoj omrežja in izvajanje ukrepov za zagotavljanje zanesljive in kakovostne oskrbe. Slovenska elektrodistribucija to sistematično počne in tako namerava delovati tudi v prihodnje.

Elektro Maribor, podjetje za distribucijo električne energije, d. d.

Vetrinjska ulica 2, 2000 Maribor

Telefon: 02 22 00 000

Faks: 02 22 00 109

E-pošta: info@elektro-maribor.si

www.elektro-maribor.si



ELEKTRO PRIMORSKA



Elektro Primorska d. d. je podjetje z osnovno dejavnostjo distribucije električne energije. Delovanje družbe je v prvi vrsti namenjeno uporabnikom omrežja in skrbi za elektroenergetsko infrastrukturo. Z razvojem elektrodistribucijskih omrežij in vlaganji v infrastrukturo ter izvedenimi investicijami skušamo odjemalcem zagotoviti zanesljivo in kvalitetno oskrbo z električno energijo v okviru predpisanih vrednosti kakovosti v skladu s predpisi, ustrezne napetostne razmere, varno obratovanje ter varovanje okolja v skladu z zakonodajo.

Družba Elektro Primorska ima površino oskrbovalnega območja 4.335 km², to je približno 22 % površine celotne Slovenije, in tvori pomemben del elektroenergetskega sistema Republike Slovenije. Z električno energijo oskrbuje najnižje, najgloblje in najvišje predele v Sloveniji: od Jadrana, Postojnske jame in Kanina na nadmorski višini 2220 m. Svojim več kot 132.700 odjemalcem zagotavljamo zanesljivo, kakovostno in varno oskrbo z električno energijo. V letu 2016 je količina prenesene električne energije znašala 1.559 GWh.

Optimizacija poslovnih procesov in poslovna odličnost

Družba Elektro Primorska ima 478 zaposlenih in je nosilec treh standardov kakovosti v Sloveniji. Sistema vodenja kakovosti ISO 9001, sistema ravnanja z okoljem ISO 14001 ter sistema varnosti in zdravja pri delu BS OHSAS 18001. Razvoj integriranega sistema vodenja preverjamo z rednimi internimi in zunanjimi presojami. V oktobru 2016 je družba Elektro Primorska d. d. prejela certifikat Zlata bonitetna odličnost AAA. Podjetje, ki izkazuje zlato boniteto odličnosti, predstavlja najbolj zanesljiv, kredibilen in nizko tvegan poslovni subjekt za sodelovanje z vsemi poslovnimi partnerji: dobavitelji, kupci, zavarovalnicami, bankami in drugimi poslovnimi partnerji. V družbi smo zato zelo ponosni na pridobljeno Zlato bonitetno oceno odličnosti AAA. Letos bomo drugič izvedli samooceno po modelu poslovne odličnosti EFQM. Uporaba modela odličnosti EFQM je sistematično in dokazano uspešno orodje, ki omogoča družbam, da se naučijo, kako nenehno izboljševati uporabo in osredotočenost vseh njihovih virov za doseganje boljših in v praksi preverjenih pristopov in s tem vedno boljših rezultatov.

Gradimo robustno in sodobno omrežje

Letos bomo za naložbe namenili 15,5 milijona evrov. Najpomembnejši infrastrukturni projekti, ki smo jih začeli že lani in so trenutno še v izvajanju, so: obnova 20 kV stikališč v razdelilno transforma-

torsko postajo (RTP) Tolmin in RTP Postojna skupaj z družbo SODO, izgradnja novega 110 kV plinsko izoliranega stikališča v RTP Plave skupaj z družbami ELES, SENG in SODO ter nadaljevanje in zaključek izgradnje kabelske povezave med RTP Pivka in RTP Postojna za rezervno napajanje Postojne v primeru vremenske ujme. V fazi projektiranja imamo projekte za obnovo 20 kV stikališča v RTP Pivka ter izgradnjo RTP 110/20 kV Kobarid skupaj z družbo SODO. Obnovili smo 110 kV daljnovidno polje v RTP Tolmin ter 20 kV stikališče v RTP Izola skupaj z družbo SODO. Posodobili smo primarno in sekundarno opremo v RP Komen in Idrija.

Tudi v letu 2017 nadaljujemo z vgradnjo sodobnih števecv električne energije, ki sodijo v sklop razvoja pametnih omrežij. Investicije v nizkonapetostno omrežje postajajo iz razvojnega vidika vedno bolj pomembne, saj predstavljajo direkten stik z odjemalci električne energije.

V okviru evropskega projekta in prenove tehniške informatike iščemo načine za izkoriščanje vedno bolj razpoložljivih podatkov o stanju omrežja.

Pridobivamo potrebno znanje in izkušnje za prihodnost

Elektro Primorska skupaj z ostalimi elektrodistribucijskimi družbami in družbo SODO sodeluje v največjem demonstracijskem projektu slovensko-japonskega partnerstva na področju pametnih omrežij in pametnih skupnosti, t. i. NEDO, ki bo nedvomno prispeval k tehnološkemu preboju na področju pametnih omrežij. Sodelujemo tudi na evropskem projektu s področja pametnih omrežij, kot je projekt Sunseed (Sustainable and Robust Networking for Smart Electricity Distribution) in načrtujemo postavitev enovite in enostavno povezljive komunikacijske infrastrukture, ki bo omogočala uporabo odprtih servisov v bodočih pametnih omrežjih. Pri projektu 3Smart (Smart Building – Smart Grid – Smart City) pa kot lastniki distribucijskega omrežja zagotavljamo potrebno infrastrukturo in sodelovanje pri razvoju orodja za upravljanje z energijo na strani omrežja.

Elektro Primorska podjetje za distribucijo električne energije, d.d.

Erjavčeva ulica 22, 5000 Nova Gorica
Telefon: 05 339 67 00
Faks: 05/339 67 05
E-pošta: info@elektro-primorska.si
www.elektro-primorska.si



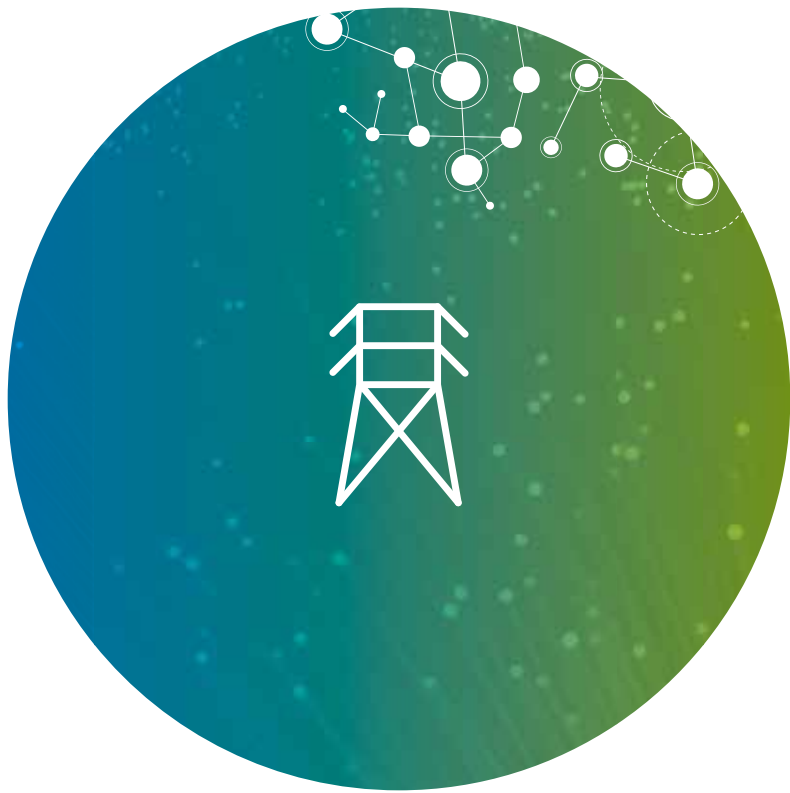
Nove tehnologije morajo biti usmerjene k zagotavljanju poslovnih ciljev

Uroš Blažič, predsednik uprave Elektra Primorska d.d.

V zadnjih dveh desetletjih predstavljajo nove tehnologije, povezane z digitalizacijo omrežja, v širšem pomenu besede izjemno pomemben dejavnik pri doseganju ključnih poslovnih ciljev.

Danes zelo pogosto uporabljamo izraz pametna omrežja, s katerim želimo opisati vsebinski preskok, ki se prav zdaj dogaja na distribucijskih in prenosnih omrežjih, vendar pa sam osebno raje govorim o digitalni transformaciji. Ta se je začela seveda že pred leti z uvedbo nadzornih sistemov, digitalnih merilnih naprav, ki so se jim postopoma začeli pridruževati drugi digitalizirani in avtomatizirani elementi omrežja. V naslednjih letih, pa nas čaka po moji oceni najintenzivnejši del digitalne transformacije, saj bo treba povečati vlaganja v senzoriko, avtomatizacijo in komunikacijske poti, vse z namenom, da razvijemo omrežja do te mere, da se bodo lahko v realnem času odzivala in prilagajala spremembam okolja. Digitalizacija omrežja nam pomaga pri uresničevanju poslovnih ciljev ter posledično pričakovanih vseh ključnih deležnikov. Energetska infrastruktura namreč temelji na relativno obsežnih in visokih investicijah v osnovna sredstva z dolgo življenjsko dobo. Tudi upravljanje tega omrežja je danes relativno kompleksno in drago. Z digitalizacijo omrežja, ki prinaša učinkovitejšo upravljanje s sredstvi ter posledično tudi bolj optimizirano in ciljano vlaganje v omrežje, bomo v končni fazi zmanjšali stroške vzdrževanja in zmanjšali obseg investicij ter povečali dodano vrednost na zaposlenega, povečali donos na investirana sredstva in izboljšali likvidnost družb, saj bo za investicije potrebno manj kapitala ter v končni fazi izboljšali dobičkonosnost.







07 2. STRATEŠKA KONFERENCA 2016



PAMETNA OMREŽJA SO PROCES, KI ZAHTEVA USTREZNO ZAKONODAJNO PODLAGO TER AKTIVNO VLOGO UPORABNIKA IN DISTRIBUCIJSKIH PODJETIJ

2. strateška konferenca elektrodistribucije Slovenije

Na drugi strateški konferenci elektrodistribucije Slovenije so predstavniki vseh distribucijskih podjetij v središče postavili pametna omrežja, ki predstavljajo ključni člen za razvoj stroškovno učinkovitega distribucijskega omrežja Slovenije. Le takšno omrežje lahko uresničuje svoje temeljno poslanstvo, tj. zagotavljanje kakovostne in zanesljive oskrbe odjemalcem električne energije v Sloveniji. Pametna omrežja so nadgradnja obstoječega elektroenergetskega distribucijskega omrežja in predstavljajo trajnostno

rešitev ter pomemben prispevek k prehodu Slovenije v brezogljicho družbo.

Predstavniki petih slovenskih podjetij za distribucijo električne energije (Elektro Celje, Elektro Gorenjska, Elektro Ljubljana, Elektro Maribor, Elektro Primorska) so na današnji konferenci predstavili stanje razvoja pametnih omrežij v Sloveniji, izpostavili zakonodajne ovire ter istočasno poudarili številne prednosti in izzive, ki jih pametna omrežja prinašajo končnemu uporabniku. Vsi skupaj so bili enotnega mnenja, da domača elek-

trodistribucijska podjetja (EDP) v nobenem pogledu ne zaostajajo za razvitejšimi državami, kar potrjuje dejstvo, da svoje znanje in izkušnje s tega področja neprestano nadgrajujejo s sodelovanjem v nacionalnih in mednarodnih razvojnih projektih. Vsa ta prizadevanja potekajo v skladu s prioritetaми slovenske energetske politike, med katere poleg zmanjševanja izpustov, večje energetske učinkovitosti in boljšega izkoriščanja OVE, spadajo tudi investicije v daljinska in pametna omrežja.

»Pametna omrežja so omrežja prihodnosti. Za njihovo učinkovito uvedbo je ključno usklajeno delovanje na tehnološkem, regulatornem, ekonomskem in sociološkem področju. Če se bo katerokoli od navedenih področij zanemarilo, bo uvedba pametnih omrežij neuspešna, posledično pa bo zagotovo neuspešno tudi izpolnjevanje evropskih zavez 20-20-20, ki se jim je Republika Slovenija zavezala«, je povedal **mag. Bojan Luskovec**, predsednik uprave GIZ distribucije električne energije.«

Pametna omrežja niso le projekt, ampak proces, ki traja že od leta 1883, ko je v Sloveniji zagorela prva »električna luč«. Skozi številne faze razvoja omrežja za distribucijo električne energije, ki je vedno sledilo svetovnim trendom, danes govorimo o t. i. pametnih omrežjih, ki v očeh javnosti predstavljajo sinonim za najvišjo stopnjo napredka. Gre namreč za uvajanja novih elementov, ki jih prinašajo okoljske zaveze po zmanjšanju izpustov toplogrednih plinov in energetske učinkovitosti, to so razpršeni viri, električna

vozila in toplotne črpalke. Pametna omrežja so odgovor na potrebe vseh uporabnikov elektrodistribucijskega omrežja, saj med drugim omogočajo integracijo klasičnih in novih elementov v sistemu, imajo neposredne finančne koristi, so okolju prijazna, ustvarjajo nove produkte in odpirajo nove trge.

Na konferenci so se vodilni v vseh petih elektrodistribucijskih podjetjih dotaknili tudi aktualnega dogajanja v energetiki ter izpostavili ključni premik, ki je potreben za nadaljnji razvoj in nadgradnjo elektrodistribucijskega omrežja v Sloveniji. Zavzemajo se za podelitev lokalnih koncesij neposredno EDP, s čimer bo omogočen kakovosten in učinkovit nadaljnji razvoj dejavnosti distribucije električne energije, prilagojen potrebam in posebnostim lokalnih okolij, v katerih delujejo.





Andrej Ribič, predsednik uprave Elektra Ljubljana je poudaril: »Nacionalni energetske program je ključni dokument, ki ga naša država v tem trenutku potrebuje, da začrta smernice razvoja energetike za naslednjih 40 let in s tem začrta svojim strateškim naložbam pot, ki bo pripeljala do zelenega cilja. V tem obdobju bomo morali poleg izgradnje novih objektov, ki bodo nadomestili energijo pridobljeno iz fosilnih goriv (predvsem iz nafte in njenih derivatov), nadomestiti tudi TEŠ in NEK, ki danes predstavljata več kot 60 % vse proizvedene energije. Pri oblikovanju tega koncepta bo Elektro Ljubljana zavzela proaktivno držo, saj smo prepričani, da je to naša dolžnost in odgovornost.«





Mag. Boris Sovič, predsednik uprave Elektra Maribor je poudaril: »Dejavnost elektrodistribucije je od vseh elektroenergetskih dejavnosti uporabniku najbližje. Za varno, zanesljivo in učinkovito obratovanje in vzdrževanje distribucijskega sistema ter njegov razvoj, za zagotavljanje dolgoročne zmogljivosti, zanesljivosti in kakovosti oskrbe z električno energijo vlagajo tisoči zaposlenih v slovenskih elektrodistribucijskih podjetjih velike napore. Elektrodistribucijska podjetja so tradicionalno nosilci razvoja. V 20. stoletju s širjenjem elektrifikacije, v 21. stoletju s povezavo elektrifikacije in informatizacije v napredne storitve, priključevanje obnovljivih virov, daljinsko odčitavanje, omogočanje naprednih tarif, neto merjenje, individualizacijo komunikacije z uporabniki. Zato vlagamo veliko naporov v izpolnjevanje visokih pričakovanj naših uporabnikov, zaposlenih in delničarjev ter širše skupnosti.«

Rade Knežević, predsednik uprave Elektra Celje je dejal: »Glavni namen pametnih omrežij je, kako na trajnosten način zagotoviti zanesljivo oskrbo z električno energijo. V praksi srečujemo kopico rešitev in naprav, za katere obstajajo ambicije, da se celostno ujemajo z omenjenim pojmom. Imamo odlične sisteme za daljinsko vodenje in nadzor omrežja, vpeljujemo integrirane SCADA in DMS, virtualne elektrarne, digitaliziramo področje meritev s pametnimi števci, na področju komunikacij pa smo vštric z aktualnimi novostmi in standardi. Sodelujemo v različnih evropskih projektih. V Sloveniji potrebujemo dobro koordinacijo in posodobitev regulative, ne smemo pa pozabiti niti na odjemalca, pri katerem moramo spodbuditi interes, da bo aktivno sodeloval na področju pametnih rešitev, bodisi kot gospodinjstvo (Smart Home), ali pa kot partner na področju alternativnih virov in učinkovite rabe energije.«



Uroš Blažica, predsednik uprave Elektra Primorska: »Distribucijska podjetja smo vezni člen med delom proizvodnje, prenosom in končnimi uporabniki. Da bi bili v tej vlogi še močnejši člen, se moramo hitro odzivati na potrebe vseh uporabnikov. Do sedaj nam je to v celoti uspelo z lastnimi viri, ostaja pa vprašanje, ali nam bo tudi v prihodnje samo z lastnimi sredstvi uspelo zagotavljati robustno in zanesljivo distribucijsko omrežje, ki bo sledilo evropskim smernicam oz. direktivam glede vključevanja razpršenih virov in e-mobilnosti.«

Pametna omrežja prinašajo priložnosti za kopico novih storitev, ki jih bodo lahko uživali tudi odjemalci. Slednji bodo lahko aktivno prilagajali svojo porabo razmeram v omrež-

ju (npr. glede na ceno električne energije) in kot lastniki malih proizvodnih enot nastopali kot ponudniki električne energije na trgu. Prav tako pametna omrežja ponujajo prilož-

nost za inovativna mala in srednja podjetja, ki demonstracijske projekte potrebujejo za preizkušanje svojih storitev in izdelkov, ki jih bodo nato lahko tržila na globalnih trgih.









STRATEŠKA KONFERENCA ELEKTRODISTRIBUCIJE SLOVENIJE 2017

Grand hotel Bernardin, Portorož, 4. 4. 2017

Digitalna transformacija
slovenske elektrodistribucije

UREDNIŠTVO: GIZ distribucije električne energije,
Slovenska cesta 58, 1000 Ljubljana

TELEFON: +386 (0)1 230 48 49

GSM: +386 (0)41 351 469

FAKS: +386 (0)1 230 48 65

E-MAIL: info@giz-dee.si