



**ELEKTROINŠTITUT MILAN VIDMAR**

*Inštitut za elektrogospodarstvo in elektroindustrijo  
Ljubljana*

# **REGULIRANJE NA PODROČJU PAMETNIH OMREŽIJ: ANALIZA STANJA IN PRIPRAVA IZHODIŠČ ZA UVAJANJE REGULIRANJA**

**Študija št. 2345**

Ljubljana, december 2016





**ELEKTROINŠTITUT MILAN VIDMAR**

*Inštitut za elektrogospodarstvo in elektroindustrijo  
Ljubljana*

# **REGULIRANJE NA PODROČJU PAMETNIH OMREŽIJ: ANALIZA STANJA IN PRIPRAVA IZHODIŠČ ZA UVAJANJE REGULIRANJA**

**Študija št. 2345**

Direktor:

Ljubljana, december 2016

dr. Boris Žitnik, univ. dipl. inž. el.



**ELEKTROINŠTITUT MILAN VIDMAR**

SI - 1000 Ljubljana, Hajdrihova 2

tel. +386 (0)1 474 3601

fax. +386 (0)1 425 3326

[www.eimv.si](http://www.eimv.si)

[info@eimv.si](mailto:info@eimv.si)

Oddelek za vodenje in delovanje elektroenergetskih sistemov

Oddelek za energetiko in načrtovanje energetskih sistemov

© **Elektroinštitut Milan Vidmar, 2016**

*Vse pravice pridržane. Nobenega dela dokumenta se brez poprejšnjega pisnega dovoljenja avtorja ne sme ponatisniti, razmnoževati, shranjevati v sistemu za shranjevanje podatkov ali prenašati v kakršnikoli obliki ali s kakršnimikoli sredstvi. Objavljanje rezultatov dovoljeno le z navedbo vira.*

Izvajalec:	<b>ELEKTROINŠTITUT MILAN VIDMAR</b> Inštitut za elektrogospodarstvo in elektroindustrijo Ljubljana, Hajdrihova 2
Naročnik:	<b>AGENCIJA ZA ENERGIJO</b> Strossmayerjeva 30, Maribor
Številka pogodbe/naročila:	971-P-0096/2016-S
Številka študije:	<b>2345</b>
Naslov študije:	<b>Reguliranje na področju pametnih omrežij: analiza stanja in priprava izhodišč za uvajanje reguliranja</b>
Title:	<b>Smart grid regulation: state analysis and starting points for smart regulation</b>
Predstavniki izvajalca:	mag. Andrej Souvent, univ.dipl.inž.el.
Predstavniki naročnika:	mag. David Batič, univ.dipl.inž.el.
Izdelovalci študije:	mag. Dejan Matvoz, univ.dipl.inž.el. mag. Andrej Souvent, univ.dipl.inž.el. mag. Tomaž Mohar, univ.dipl.inž.el. dr. Miloš Maksić, univ.dipl.inž.el. dr. Radovan Sernec, univ. dipl. inž.
Spremljevalci:	mag. David Batič, univ.dipl.inž.el. Rok Kšela, univ.dipl.inž.el.
Obseg študije:	62
Datum izdelave:	december 2016

## **POVZETEK**

Študija identificira težave oziroma problematiko po področjih iz obratovalnega in razvojnega vidika ter kakovosti oskrbe, ki jih je možno uspešno obvladovati z investicijami v pametna omrežja. Opredeljeni so ukrepi in tehnologije ter energetske storitve, ki najučinkoviteje naslavlajo problematiko po področjih. Opredeljeni so parametri učinkovitosti ukrepov (KPI) ter pogoji za uporabo teh parametrov v regulaciji.

Ključne besede: pametna omrežja, pametna regulacija, KPI

## **ABSTRACT**

The study identifies the key topics from power system operation, planning and quality of supply perspective which can be solved by investments in smart grid technologies. Measures, technologies and services that most effectively address the problems are specified, as well related key performance indicators (KPI) and conditions for their usage in the smart regulation.

Key words: smart grid, smart regulation, KPI

Predmet: ŠTUDIJSKA NALOGA

Naslov naloge: Reguliranje na področju pametnih omrežij: analiza stanja in priprava izhodišč za uvajanje reguliranja

### **Utemeljitev naloge:**

Pametno omrežje (smart grid) je elektroenergetsko omrežje, ki lahko stroškovno učinkovito vključuje vse proizvodne vire, odjemalce in tiste, ki so oboje, s ciljem ekonomsko učinkovitega trajnostnega sistema z nizkimi izgubami ter visokim nivojem zanesljivosti, kakovosti in varnosti dobave električne energije. Velik poudarek je na ekonomiki rešitev oziroma na ekonomski učinkovitosti le-teh.

Trenutno se pri zaznani težavi v omrežju uporabljajo klasični pristopi, na primer, ko napetosti pri končnih odjemalcih odstopajo od dovoljenih meja, se poskuša najprej na novo nastaviti odcep na primarni strani transformatorja SN/NN. Če to ne zadostuje, sledijo ukrepi klasičnega razvoja omrežja (ojačitev omrežja ali elementov omrežja), ki lahko traja tudi do 5 let.

Uporaba rešitev pametnih omrežij lahko ponudi bolj ekonomično in hitrejšo rešitev od klasičnega razvoja omrežja, pri čemer se je treba zavedati, da gre bodisi za zamik klasičnega razvoja bodisi za trajno rešitev. Pomembno je upoštevati, da imamo lahko za reševanje določene problematike na voljo več različnih rešitev, ki so cenovno različne oziroma so uporabne različno dolgo. Poleg tega tudi vse rešitve niso primerne za vsako vrsto omrežja ali težavo v omrežju.

Zaradi tega bi bilo treba najprej narediti pregled (identifikacijo) problematike, s katero se pri obratovanju omrežja soočajo slovenski operaterji prenosnega in distribucijskih omrežij. Poudarek je na obratovalnem vidiku ter na kakovosti oskrbi. Na podlagi teh ugotovitev bi v študiji opredelili rešitve in tehnologije pametnih omrežij, ki najučinkovitejše naslavlajo to problematiko. V študiji bi tudi opredelili parametre učinkovitosti ukrepov (KPI) ter pogojev za uporabo teh parametrov v regulaciji.

### **Program naloge:**

1. Identifikacija težav oziroma problematike po področjih iz obratovalnega vidika in kakovosti oskrbe, ki jih je možno uspešno obvladovati z investicijami v pametna omrežja
2. Opredelitev ukrepov in tehnologij ter energetskih storitev, ki najučinkoviteje naslavlajo problematiko po področjih <sup>1</sup>
3. Opredelitev parametrov učinkovitosti ukrepov (KPI) ter pogojev za uporabo teh parametrov v regulaciji

---

<sup>1</sup> Poglavji 1. in 2. sta bili na zahtevo spremljevalcev naloge združeni v eno poglavje.

## KAZALO VSEBINE

<b>UVOD</b> .....	<b>1</b>
<b>1 IDENTIFIKACIJA TEŽAV IN OPREDELITEV UKREPOV</b> .....	<b>4</b>
1.1 Distribucijsko omrežje .....	5
1.1.1 Povečanje deleža RV v omrežju .....	5
1.1.2 Povečanje zanesljivosti napajanja .....	9
1.1.3 Zmanjševanje konice v omrežju .....	11
1.1.4 Zmanjšanje izgub v omrežju .....	14
1.1.5 Sistemske storitve na distribucijskem omrežju .....	15
1.1.6 Izgradnja in vodenje infrastrukture za električna vozila .....	18
1.1.7 Integracija sistemov in izmenjava podatkov med operaterji omrežij .....	19
1.1.8 IKT infrastruktura .....	21
1.2 Prenosno omrežje .....	23
1.2.1 Odpravljanje težav z ozkimi grli v omrežju in nadzor nad pretoki moči .....	23
1.2.2 Nadzor nad napetostnim profilom v omrežju v realnem času .....	24
1.2.3 Nadzor nad stanjem omrežja v realnem času in povečanje meje zanesljivosti napajanja .....	26
1.2.4 Napredne sistemske storitve .....	28
1.2.5 Integracija sistemov in izmenjava podatkov med operaterji prenosnih omrežij .....	29
<b>2 PARAMETRI UČINKOVITOSTI UKREPOV (KPI) ZA UPORABO V REGULACIJI</b> .....	<b>31</b>
2.1 Predlog izbire ustreznih KPI za reguliranje na področju pametnih omrežij .....	34
2.1.1 Odstopanje napetosti od zelene vrednosti v prenosnem omrežju .....	34
2.1.2 Povečanje prenosne zmogljivosti z DTR principom .....	35
2.1.3 Povečanje deleža razpršenih virov v distribucijskem omrežju .....	36
2.1.4 Zmanjševanje konice v distribucijskem omrežju .....	38
2.1.5 Zmanjševanje izgub v distribucijskem omrežju .....	38
2.1.6 Povečanje zmogljivosti napajanja polnilne infrastrukture za električna vozila .....	39
2.1.7 Povečanje prenosne zmogljivosti v prenosnem omrežju .....	39
2.1.8 Povečanje razpoložljivosti podatkov za uporabnike omrežja oziroma povečanje števila novih storitev .....	40
2.2 Predlog izbire ustreznih KPI za integracijo sistemov .....	41
2.3 Predlog izbire ustreznih KPI za komunikacije na področju pametnih omrežij .....	42
<b>ZAKLJUČKI</b> .....	<b>45</b>



**LITERATURA ..... 47**

## KAZALO SLIK

Slika 1.1: "Worst case scenario" oziroma najslabši možni primer razpoložljivosti napetostnega prostora v slovenskem distribucijskem omrežju za omrežja, kjer transformator VN/SN drži konstantno napetost na SN zbiralkah [6]. .....	7
Slika 1.2: Principielna shema gradnikov avtonomnega sistema za otočno napajanje dela distribucijskega sistema v okviru mikro-omrežja (Microgrids). .....	10
Slika 1.3: Princip delovanja zmanjševanja konice z uporabo sistema upravljanja porabe pri končnem uporabniku omrežja (Demand Response oziroma Demand Side Management). .....	12
Slika 1.4: Princip delovanja zmanjševanja konice z uporabo baterijskega hranilnika energije (BAS). .....	13
Slika 1.5: Principielna shema regulacije napetosti v elektroenergetskem omrežju pri vklopu kondenzatorjev na SN nivoju v RTP. ....	16
Slika 1.6: Enopolna principielna shema SVC naprave (TCR-FC). .....	25
Slika 1.7: Načini delovanja SVC. ....	26

## KAZALO TABEL

Tabela 2.1: Primerjava ukrepov pametnih omrežij in njihovih učinkov .....	33
Tabela 2.2: Funkcionalne zahteve komunikacijskih tehnologij za podporo delovanja v pametnih omrežjih.....	43

## SEZNAM KRATIC

3G	- ang. <i>3<sup>rd</sup> generation mobile</i> (mobilni sistemi tretje generacije)
4G	- ang. <i>4<sup>th</sup> generation mobile</i> (mobilni sistemi četrte generacije, LTE)
ACER	- <i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i>
ADMS	- ang. <i>Advanced Distribution Management System</i>
AEMS	- ang. <i>Area Energy Management System</i>
API	- ang. <i>Application Programming Interface</i>
CIM	- ang. <i>Common Information Model</i>
CGMES	- ang. <i>Common Grid Model Exchange Standard</i> (ENTSO-E CIM profil)
DR	- ang. <i>Demand Response</i> (prilagajanje odjema)
DMS	- ang. <i>Distribution Managements Systems</i>
DSM	- ang. <i>Demand Side Management</i> (upravljanje s povpraševanjem)
EAM	- ang. <i>Enterprise Asset Management</i> (sistem za upravljanje s sredstvi)
EE	- električna energija
EES	- elektroenergetski sistem
EIMV	- Elektroinštitut Milan Vidmar
ENTSO-E	- <i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
EU	- Evropska skupnost
FACTS	- ang. <i>Flexible AC Transmission System</i>
G3	- širokopasovni PLC standard
GIS	- geografski informacijski sistem
IED	- ang. <i>Intelligent electronic device</i>
IT	- informacijska tehnologija
KPI	- ang. <i>key performance indicator</i> (parameter učinkovitosti ukrepov)
MDMS	- ang. <i>Metering Data Management System</i> (IT sistem merilnega centra)
MHE	- male hidroelektrarne
MPLS	- ang. <i>Multi protocol label switching</i>
NN	- nizka napetost, nizko napetostno (omrežje)
NMM	- ang. <i>Network Model Manager</i>
NMS	- Napredni merilni sistem
OLTC	- ang. <i>On-load tap changer transformer</i> (transformator z nastavljivimi odcepi)
OPSI	- Odprti podatki Slovenije

OT	- ang. <i>Operational technologies</i> (procesna informatika)
P2P	- ang. <i>Point to point</i> (komunikacija točka-točka)
PLC	- ang. <i>Power line communication</i> (komunikacija po energetske vodih)
PMU	- ang. <i>phasor measurement unit</i>
PON	- ang. <i>Passive optical network</i> (pasivno optično omrežje)
PRIME	- širokopasovni PLC standard
QoS	- ang. <i>Quality of service</i> (kvaliteta storitve komunikacijskega omrežja)
RTP	- razdelilna transformatorska postaja
RV	- razpršeni vir
SE	- sončne elektrarne
SN	- srednja napetost
SONDO	- Sistemska obratovalna navodila distribucijskega omrežja
STATCOM	- statični kompenzator
SUMO	- Sistem za ugotavljanje meja obratovanja
SVC	- statični var kompenzator
UCTE	- <i>Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity</i>
VE	- vetrne elektrarne
VN	- visoka napetost
WAN	- ang. <i>Wide area network</i>
WAMPAC	- ang. <i>Wide-area measurement protection and control</i>
WAMS	- ang. <i>Wide-area measurement system</i>
WDM	- ang. <i>Wavelength division multiplex</i> (prenos podatkov po optičnih vlaknih z dodelitvijo valovnih dolžin)
WiFi	- brezžično omrežje po standardih IEEE 802.11 a/b/g/n/ac/ah
xDSL	- ang. <i>xDigital subscriber loop</i> , x = asymmetric, symmetric, very high speed

## SEZNAM SIMBOLOV

$U_n$  - nazivna napetost omrežja

## UVOD

Elektroenergetski sistem sestavljajo različne vrste elektrarn v prenosnem in distribucijskem omrežju, ki napajajo porabnike, priključene tako v distribucijski kot tudi prenosni sistem. Pred množičnim pojavom uporabe obnovljivih virov je bila velika večina električne energije proizvedena v večjih elektrarnah v prenosnem omrežju. Tok električne energije v omrežju je bil relativno lahko napovedljiv, s predvidljivo smerjo od elektrarn preko prenosnega in distribucijskega omrežja do končnega uporabnika. Za tak način obratovanja je bilo električno omrežje tudi načrtovano.

Z množičnim pojavom energije iz obnovljivih virov, ki so po direktivah Evropske skupnosti (EU) mimo normalnega delovanja trga z električno energijo promovirani z dodatnimi okoljskimi vzpodbudami ter olajšavami, se je v zadnjih letih obratovanje (predvsem distribucijskega a tudi prenosnega) omrežja močno spremenilo. Poleg padcev napetosti vzdolž radialnih distribucijskih vodov se naenkrat v istem omrežju pojavljajo tudi nezanemarljivi porasti napetosti. Tok energije je bolj nenapovedljiv in se po velikosti ter »smeri« spreminja veliko bolj, kot je bilo to pred pojavom obnovljivih virov.

Obnovljive vire lahko razdelimo v dve skupini:

- veliki obnovljivi viri (ang. *Large-Scale Renewable Energy Sources*) in
- razpršeni viri (RV – ang. *Distributed Generation*).

V Sloveniji velikih virov, ki bi s svojo nepredvidljivostjo povzročali težave v omrežju, praktično nimamo. Zaradi tega se bomo v nadaljevanju osredotočili na razpršene vire.

EU se je zavezala delež razpršenih virov v omrežju še povečati. Posledica tega so že zdaj spremenjeni čezmejni pretoki električne energije znotraj držav EU, saj se proizvodnje "zelene" energije ne sme omejevati, obenem pa malim elektrarnam ni potrebno njihove proizvodnje napovedovati. Električna energija ne pozna meja in trgovanje z njo je v skladu z evropskim načelom o prostem pretoku blaga, storitev in kapitala nadvse zaželeno. Zaradi dogodkov v omrežju in obenem slabo napovedani proizvodnji električne energije iz vetrnih elektrarn ob Severnem morju, je prišlo leta 2006 do delnega razpada skupnega evropskega elektroenergetskega sistema ENTSOE in njegovo razdelitev na tri otoke.

Omrežje ENTSO-E je namreč podedovano od omrežja UCTE, ki je bilo zasnovano zaradi večje statične in dinamične stabilnosti omrežja ter za čezmejno pomoč z električno energijo državam članicam. Le-te so morale biti načeloma samozadostne. Pomoč iz omrežja UCTE pa je prišla v trenutkih večjih izpadov njihovih proizvodnih enot. Večje skupno omrežje namreč zagotavlja večjo stabilnost in varnost obratovanja sistema ter več rezerve v primeru izpadov generatorjev.

Trgovanje z električno energijo je bilo v tem omrežju sekundarnega pomena, za razliko od trenda, ki smo mu priča danes.

Vsi ti pojavi terjajo spremembo v načrtovanju in obratovanju omrežja, kot ga poznamo do sedaj. Pojavi v omrežju so na vseh napetostnih nivojih bolj dinamični in slabše obvladljivi. Več električne energije kot do sedaj se bo proizvajalo v distribucijskem omrežju, količina proizvedene električne energije iz teh virov pa je še vedno relativno slabo napovedljiva. To povzroča spremenljive toke energije, predvsem v distribucijskem omrežju, ki pa je trenutno še vedno relativno slabo informacijsko podprto. Razen določenih pilotnih projektov namreč trenutno še vedno niso vpeljani sistemi (npr. ADMS), s katerim bi lahko operater distribucijskega omrežja spremljal stanje v svojem omrežju na vseh napetostnih nivojih, tudi na nizkonapetostnem.

Dodaten ključen moment pri obratovanju omrežja bo prinesla množičnejša uporaba električnih vozil. Elektroenergetsko omrežje se namreč načrtuje z določenimi faktorji istočasnosti, ki predvidevajo, da v omrežju naenkrat ne obratujejo vsi porabniki hkrati. Pri uporabi električnih vozil pa bo predvsem v nizkonapetostnem omrežju zagotovo prihajalo do težav zaradi istočasnega polnjenja vozil. Tudi zagotavljanje potrebne moči na priključnem mestu uporabnika omrežja bo zagotovo pri današnjem načinu načrtovanja in obratovanja omrežja zelo težavno. Vsako električno vozilo pa je lahko obenem tudi hranilnik električne energije za elektroenergetsko omrežje. Vse to moramo videti tudi v luči prihajajoče regulative, ki bo uporabo električnih vozil le še pospešila.

Zaradi tega je dozorelo spoznanje, da bo treba v določenih specifičnih primerih spremeniti način reševanja težav v omrežju. Klasičen razvoj omrežja je namreč drag in po navadi traja dalj časa. Alternativo temu predstavljajo rešitve t.i. *pametnih omrežij (smart grids)* [1] [2] [3] [4].

Pametno omrežje pomeni elektroenergetsko omrežje, ki lahko na stroškovno učinkovit način povezuje ravnanje in dejanja vseh z njim povezanih uporabnikov, vključno s proizvajalci, odjemalci in subjekti, ki proizvajajo in porabljajo električno energijo, da se zagotovi ekonomsko učinkovit in trajnosten sistem z majhnimi izgubami ter visoko stopnjo kakovosti in zanesljivosti oskrbe in varnosti. Je sistem, ki uporablja informacije, dvosmerne, kibernetiko varne komunikacijske tehnologije in procesno inteligenco v smislu integracije proizvodnje, prenosa, transformacije, distribucije in porabe s ciljem zagotoviti čist, varen, zavarovan, zanesljiv, prožen, učinkovit in trajnosten sistem [5].

Za obstoj in delovanje pametnih omrežij so ključnega pomena informacijske in komunikacijske tehnologije, ki povezujejo vse elemente v sistemu v funkcionalno celoto. Obstoječe informacijske povezave potekajo predvsem med operaterji omrežij, centraliziranimi proizvodnimi enotami in drugimi akterji na trgu z EE, v konceptu Pametnih omrežij pa je potrebno vzpostaviti informacijske povezave tudi s končnimi uporabniki omrežja (odjemalci, proizvajalci oziroma njihovimi RV-ji) in drugimi elementi sistema, kot na primer s hranilniki



električne energije in z infrastrukturo za električne avtomobile. Pomembno vlogo ima informacijska tehnologija (IT), ki nudi informacijsko podporo vsem procesom v okviru koncepta Pametnih omrežij.

Ključna korist koncepta Pametnih omrežij je še naprej zanesljiva, kakovostna in ekonomsko učinkovita oskrba z električno energijo v spremenjenih razmerah obratovanja elektroenergetskega sistema. Zaradi novih konceptov načrtovanja in obratovanja bo mogoče obstoječi sistem izkoristiti v večji meri (prerazporejanje porabe, uporaba hranilnikov, vodenje obratovanja obnovljivih virov) s čim manjšimi vlaganji v novo infrastrukturo.

## 1 IDENTIFIKACIJA TEŽAV IN OPREDELITEV UKREPOV

V tem poglavju bodo identificirane težave in opredeljeni ukrepi iz vidika obratovanja omrežij in vidika kakovosti oskrbe, ki jih je možno uspešno obvladovati z investicijami v pametna omrežja.

Elektroenergetsko omrežje ločimo na prenosni in distribucijski del. Naloga prenosnega dela je prenos električne energije od proizvajalcev do končnih uporabnikov v prenosnem omrežju in izmenjava električne energije med evropskimi operaterji prenosnih omrežij. Te naloge so bistvenega pomena za delovanje skupnega evropskega trga z električno energijo.

Masovna integracija razpršenih virov energije - močno spodbujena s subvencijami - je zamajala ustaljene koncepte obratovanja in vodenja prenosnega omrežja oziroma elektroenergetskega sistema. Za te vire je značilna ne samo določena mera nepredvidljivosti zaradi odvisnosti od vremenskih razmer, temveč tudi to, da se v omrežje priključujejo preko pretvornikov močnostne elektronike in tako ne prispevajo k inerciji sistema, kakor je to v primeru rotirajočih mas sinhronih generatorjev. Inercija sistema je vse manjša, kar pomeni povečano občutljivost na motnje, ki lahko hitreje povzročijo nevarna stanja, v skrajnosti tudi večje razpade sistema.

Prenosno omrežje je bilo zaradi velike količine razpršenih virov, ki so priključeni vanj na evropskem nivoju, zelo ranljivo glede na morebitni trenutni izpad proizvodnje po nadfrekvenci, ki bi ga povzročila neprimerno nastavljena zaščita teh virov v približno eni četrtini vseh priključenih virov v Evropi. Na srečo smo Slovenci določili zahteve za zaščito tako, da pri nas to ni težava, vendar pa nam ta primer pove, da smo povezani v skupno evropsko omrežje in smo tako na udaru tudi takrat, ko so težave drugje.

Distribucijski sistem mora biti zasnovan tako, da lahko učinkovito in v okviru določene kakovosti napetosti, ki je enako standardizirana po vsej Evropi (standard EN 50160), napaja vse svoje končne uporabnike, oziroma omogoča vključitev njihovih proizvodnih virov. Pravzaprav je standardizacija kakovosti napetosti nujna zato, da lahko deluje skupen evropski trg naprav, ki se priključujejo v elektroenergetska omrežja, saj le-te zahtevajo določeno (enako) minimalno kakovost napetosti. Zaradi zgodovinsko pogojenega razvoja distribucijskega sistema je le-ta ob prihodu RV-jev doživel pravi pretres, ki traja še danes. Načrtovanja in obratovanja omrežja se ne da spremeniti čez noč. Potrebne so tudi velike investicije, ki bi bile denarno nesprejemljive in časovno preveč požrešne.

Zaradi tega je treba identificirati tiste težave oziroma problematiko, ki jo je mogoče uspešno obvladovati z investicijami v Pametna omrežja, ki so za odpravo težav manjše od »klasičnih« investicij in obenem hitreje izvedljive. Začnimo v distribucijskem omrežju.

## 1.1 Distribucijsko omrežje

V slovenskem distribucijskem omrežju je trenutno najbolj aktualna problematika razpršenih virov, ki se po navadi odraža kot preseganje dovoljenih napetostnih meja.

### 1.1.1 Povečanje deleža RV v omrežju

Distribucijsko omrežje je bilo načrtovano za dobavo električne energije končnim uporabnikom, torej za tok energije iz smeri višjega napetostnega novoja do nižjega. Koncepti načrtovanja in obratovanja do nedavnega niso zajemali mikroproizvodnje na distribucijskem nivoju oziroma možnosti dvosmernega toka energije. V skladu z zavestno usmeritvijo EU k samozadostnosti s pomočjo obnovljivih virov in posledično privilegiranemu položaju razpršenih virov, ki uporabljajo obnovljive vire energije ali obratujejo z visokim izkoristkom primarne energije, se je začelo množično priključevanje le-teh v distribucijsko omrežje.

Pri obratovanju RV-jev v distribucijskih omrežjih prihaja predvsem do dveh vrst težav, ki sta povezani z omrežjem, kamor so priključeni:

- neustrezne napetostne razmere in
- nezmožnost evakuacije delovne moči v omrežje.

Neustrezne napetostne razmere so najbolj pogosta težava in se pojavljajo predvsem v daljših (po navadi mešanih in podeželskih omrežjih), kjer je omrežje obratuje z večjimi padci napetosti. Zaradi toka, ki teče po vodu, nastajajo namreč na vodih in transformatorjih v distribucijskem omrežju padci napetosti. Daljši kot je vod, večji padec napetosti se pojavi na njem. Operater omrežja mora na vsakem prevzemno-predajnem mestu zagotavljati kakovost napetosti, katere del je tudi velikost napetosti, v skladu s standardom SIST EN 50160. Glede na to ima distributer omrežja dovoljeno območje napetosti pri končnem uporabniku ( $\pm 10\% U_n$ ), ki ga ne sme prekoračiti. Zaradi tega uporabljajo operaterji distribucijskih omrežij na daljših vodih določene zgodovinsko pogojene ukrepe, kot so različne prestave SN/NN transformatorjev, prilagajanje odcepov transformatorjev 110 kV/SN glede na tok skozi transformator,... ki omogočajo zagotavljanje tega.

Distribucijsko omrežje je namreč načrtovano in obratuje tako, da uporablja napetostni prostor predvsem (ali izključno) za tok v smeri proti končnim uporabnikom. Zaradi tega se velikokrat zgodi, da je priključevanje RV-jev v distribucijsko omrežje omejeno. Slika 1.1 prikazuje "worst case scenario" oziroma najslabši možni primer razpoložljivosti napetostnega prostora v

slovenskem distribucijskem omrežju za omrežja, kjer **transformator VN/SN drži konstantno napetost na SN zbiralkah**.

Napetostni prostor za padce napetosti na vodih zaradi porabnikov v omrežju je obarvan z rdečo barvo. Napetostni prostor za dvige napetosti vzdolž vodov zaradi obratovanja RV-jev pa je obarvan z zeleno barvo. Z modro barvo je na sliki označeno območje, ki ga zaseda histereza obratovanja napetostnega regulatorja transformatorja VN/SN.

V omrežju so vzdolž SN vodov priključeni transformatorji SN/NN. Da bi zagotovili približno enako napetost na NN zbiralkah transformatorjev, se le-tem nastavijo odcepi, ki jih nato med obratovanjem ni mogoče spreminjati. Nastavitev odcepa je odvisna od tega, kje vzdolž voda je priključen transformator na SN vod. Bližje kot je RTP-ju, manj padca napetosti je na SN vod in temu primerna je tudi prestava transformatorja. Ravno obratno pa je na koncu voda, ko je skupni padec napetosti vzdolž SN voda višji.

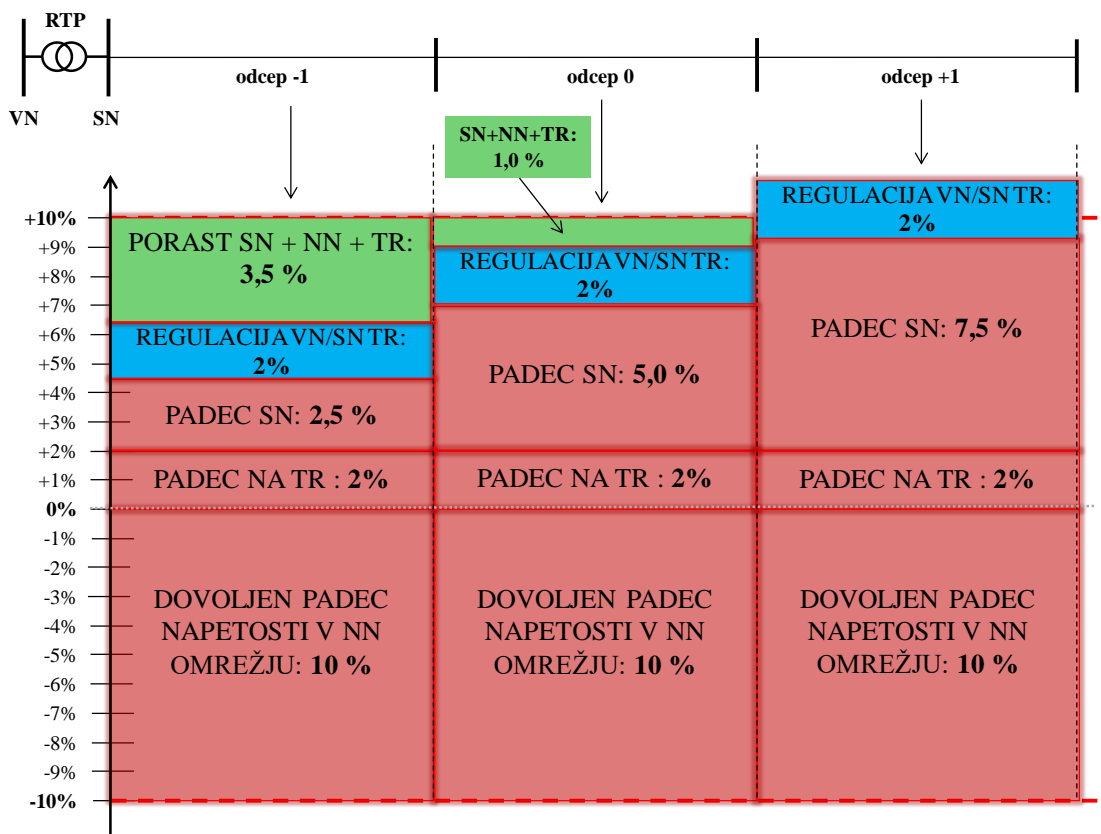
Iz slike 1.1 vidimo, da je glede na število različnih uporabljenih odceпов transformatorjev SN/NN, za priključevanje RV-jev v omrežje v SN in NN omrežju na voljo skupaj 3,5 %  $U_n$  napetostnega prostora (če uporabljen le en različen odcep) oziroma 1,0 %  $U_n$  napetostnega prostora (če sta uporabljena dva različna odcepa). Če so uporabljeni trije različni odcepi (zelo dolga SN omrežja), pa sploh ni dovoljeno priključevanje RV-jev v to omrežje. Na sliki je prikazan tudi porabljen napetostni prostor zaradi histereze napetostne regulacije na transformatorju VN/SN.

Za omrežja, kjer je **napetost na SN zbiralkah regulirana s pomočjo impedančne kompenzacije** (t.i. "kompaundacije"), velja za SN omrežje omejitev skupnega dviga napetosti zaradi RV-jev 2 %, za NN omrežje pa 3 % [6]. Kompaundacija je način obratovanja sredjenapetostnega omrežja, kjer na podlagi toka skozi transformator VN/SN reguliramo napetost na SN zbiralki transformatorja.

Dokler imamo opravka s samo porabniškim omrežjem deluje kompaundacija kot je pričakovano. V primeru visokega toka skozi transformator se napetost na SN zbiralki poviša, da bi kompenzirala padce napetosti vzdolž vodov zaradi visoke porabe v omrežju. Ko je poraba v omrežju nizka pa se napetost na SN zbiralki zniža, da zaradi majhnih padcev napetosti v omrežju ne bi prišli v območje previsokih napetosti.

Kompaundaciji pa lahko težave povzročajo razpršeni viri. Težave se lahko pojavijo predvsem v omrežjih, kjer so RV-ji skoncentrirani na posameznih SN izvodih iz RTP-ja, medtem ko pa jih na drugih vodih ni.

Zaradi tega je vsaka rešitev v omrežju, ki pomaga omiliti te omejitve oziroma razširi dovoljeno območje za priključevanje RV-jev, dobrodošla.



Slika 1.1: "Worst case scenario" oziroma najslabši možni primer razpoložljivosti napetostnega prostora v slovenskem distribucijskem omrežju za omrežja, kjer transformator VN/SN drži konstantno napetost na SN zbiralkah [6].

Nezmožnost evakuacije delovne moči pa je lahko težava v vseh vrstah omrežij, vendar pa se po navadi pojavi prej v mestnih omrežjih, kjer zaradi relativno kratkih vodov načeloma ni težav z napetostnimi razmerami. Porabniki v omrežju namreč po navadi obratujejo z določenim faktorjem istočasnosti in se zato lahko v omrežje priključi skupno več porabnikov, kot pa je na voljo prenosne zmogljivosti do njih. Pri razpršenih virih (sploh, če gre za eno in isto vrsto vira glede na uporabljeno primarno energijo – recimo fotonapetostne elektrarne) pa se povsem lahko zgodi, da bo skupna priključena moč vseh virov v nekem trenutku tudi dosežena. To pomeni, da lahko omrežje prenese priključitev določene skupne moči porabniških naprav, vendar pa isto omrežje ne prenese enako moč priključenih fotonapetostnih elektrarn, saj lahko povzročijo na elementih omrežja višji tok, kot pa porabniške naprave.

Do leta 2006 so bila pravila za priključevanje razpršenih virov v distribucijska omrežja zelo ohlapna in na mnogih področjih nedorečena. Zato so bila v okviru študije EIMV leta 2006 izdelana nova navodila za priključevanje elektrarn v distribucijska omrežja, ki so bila uradno izdana kot priloga v okviru navodil SONDO leta 2011 [7]. V skladu s temi navodili mora biti zaščita RV-jev nastavljena tako, da do preseganja dovoljenih napetosti v omrežju ne prihaja. Vendar pa imamo lahko zato težave pri številu oziroma moči RV-jev, ki jih v določeno omrežje še lahko priključimo.

Zaradi tega je v navodilih [7] predvidena tudi karakteristika jalove moči, ki je obvezna za vse RV-je in pomaga pri zagotavljanju ustreznega napetostnega profila v omrežju. Karakteristika je takšna, da jo je mogoče uporabiti na vsakem mestu, kjer je v omrežje priključena elektrarna. To pomeni, da je univerzalna in zaradi tega tudi v določenih primerih bolj konzervativna, kot bi lahko bila.

Kljub temu je v skladu z dovoljenimi mejami za poraste napetosti v omrežju pri priključevanju RV-jev v omrežje še vedno treba upoštevati njihovo največjo moč, čeprav to moč dosega le kak odstotek časa ali še celo manj (predvsem fotonapetostne elektrarne). Omrežje se namreč načrtuje za najhujša obratovalna stanja, saj ne želimo, da bi bilo omrežje pod-dimenzionirano in ne bi preneslo obremenitve, ki bi realno lahko nastopila.

Trenutno stanje v slovenskem distribucijskem omrežju je takšno, da (razen v nekaterih pilotnih ali evropskih projektih, ki se dogajajo v omrežju) ne obstajajo podatki v realnem času o stanju v omrežju, na podlagi katerih bi lahko vodili obratovanje omrežja. Zaradi tega je treba na vsakem mestu v omrežju pričakovati stanje, kot je bilo opisano, čeprav bi se v določenih delih omrežja dalo mogoče priključiti še več virov.

Trenutno veljavna zakonodaja tudi ne omogoča, da bi lahko obratovanje RV-jev prilagodili tako, da bi jim omejevali proizvedeno delovno moč. Tako je treba vso proizvedeno delovno moč razpršenih virov v vsakem trenutku sprejeti v omrežje. In to predstavlja resno oviro, saj se velikokrat dogaja, da ekstremno stanje v omrežju (ko je poraba nizka in proizvodnja visoka), traja relativno malo časa v letu in bi že relativno majhno omejevanje delovne moči RV-jev v tem času pomenilo veliko spremembo v obratovanju omrežja. To bi obenem omogočilo tudi priključitev veliko večje moči RV-ja, kot je to mogoče do sedaj.

Z ustrezno spremenjenim načinom obravnavanja RV-jev pri njihovem priključevanju pa bo mogoče tudi to spremeniti. Predlog *Navodil za priključevanje in obratovanje elektrarn*<sup>2</sup>, ki je zaključil javno obravnavo namreč predvideva priključevanje RV-jev tako, da jim bo mogoče v določenih kritičnih trenutkih tudi zmanjšati njihovo delovno moč. Predpogoj za to sta ustrezna informacijska podpora v smislu zajemanja podatkov omrežja in vodenja distribucijskega omrežja ter spremembe v slovenski zakonodaji, ki bodo to omogočale.

Poudariti je treba, da je na letnem nivoju izplen delovne energije iz RV-jev z uporabo omejevanja proizvodnje le-teh v določenem zelo kratkem času lahko veliko večji, kot če tega ne uporabljamo. To velja predvsem tiste vrste za RV-je, ki pri nas še vedno prevladujejo: fotonapetostne elektrarne.

---

<sup>2</sup> **Predlog navodil** je nastal na podlagi študije EIMV Prena Navodila za priključevanje in obratovanje elektrarn inštalirane električne moči do 10 MW (Priloga 5 SONDO 2011) [6].

Omejevanje proizvodnje RV-jev je eden izmed načinov za priključitev več RV-jev v distribucijsko omrežje, ko se jih je dalo do sedaj. Drugi način za doseglo povečanja deleža RV-jev v omrežju je vodenje porabe v omrežju na način, da RV-ji vso delovno energijo še vedno proizvedejo, vendar pa se jo z uporabo rešitev pametnih omrežij (na primer vodenje porabe) porabi lokalno in se je ne prenaša daleč po omrežju. Izplen delovne energije iz RV-jev je z uporabo takšnega načina vodenja distribucijskega omrežja še boljši od prej opisanega. Ponovno pa je treba poudariti, da je za to potrebna ustrezna informacijska podpora v distribucijskem omrežju.

### ***1.1.2 Povečanje zanesljivosti napajanja***

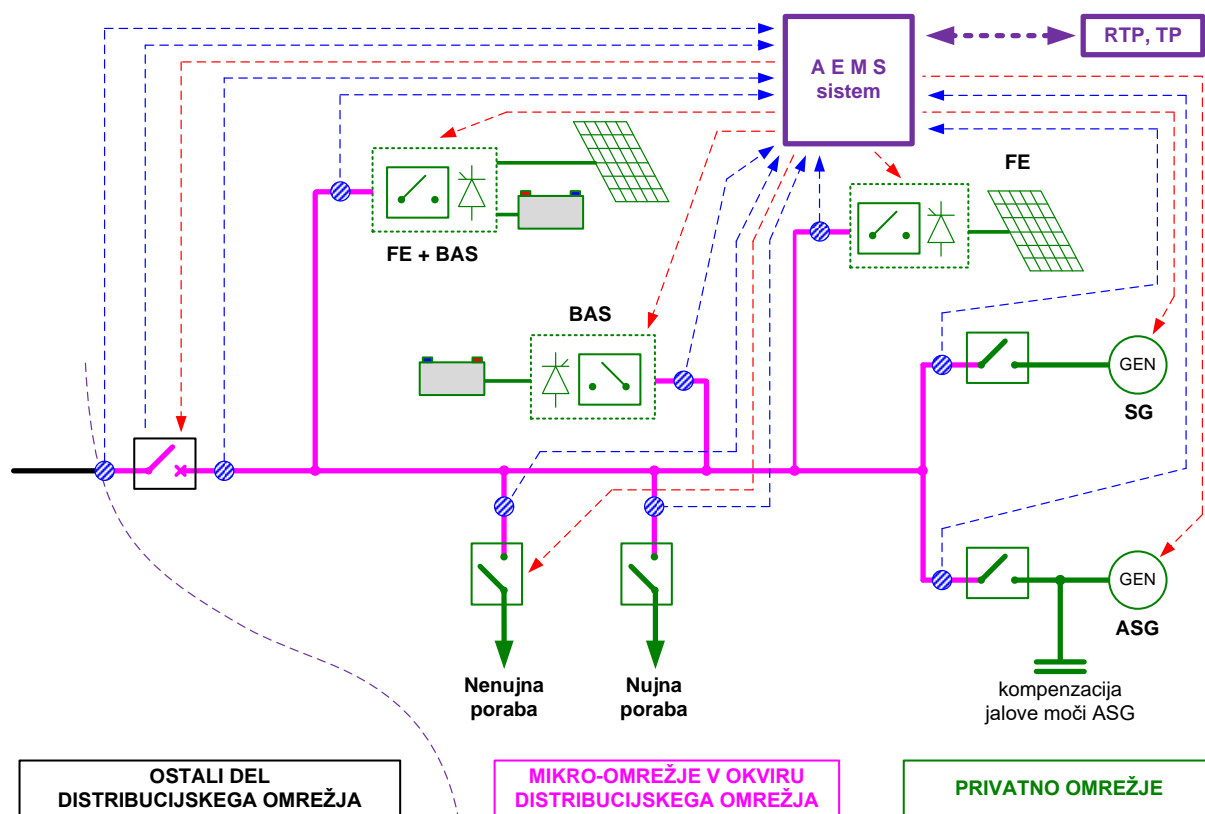
Uporabniki distribucijskih omrežij, ki jih napajajo podeželska distribucijska omrežja (oddaljene vasi in zaselki), imajo po navadi slabšo zanesljivost napajanja, kot ostali uporabniki distribucijskih omrežij. Na teh področjih je po navadi relativno majhen odjem (ali gostota odjema) oziroma relativno majhna priključna moč RV-jev. Vzrok za to je predvsem v lastnostih gradnje distribucijskega omrežja, ki jo narekuje ekonomika. Takšna omrežja so namreč po navadi zgrajena z nadzemnimi vodi (z golimi ali polizoliranimi vodniki) in so tako izpostavljena vremenskim in okoljskim vplivom, ki narekujejo njihovo zanesljivost.

Tako se dogaja, da se na vod nasloni drevo in povzroči trajen zemeljski stik, kar onemogoči obratovanje takšnega voda. Vod se lahko zaradi padca drevesa ali prekomernega dodatnega bremena (sneg, žled) tudi pretrga. To pomeni še daljši čas izpada napajanja uporabnikov takšnega omrežja.

Zaradi tega bi bilo lahko ekonomsko neupravičeno do takšne lokacije zagotoviti redundantno napajanje iz drugega dela distribucijskega omrežja. Vendar pa je s pomočjo rešitev Pametnih omrežij takšne situacije mogoče delno ali v celoti omiliti. Obstaja več različnih sistemov, ki to stanje izboljšujejo: lokalizatorji okvar, daljinsko vodena stikala, avtomatizirana preklopna avtomatika,... Celostno rešitev te problematika pa na primer ponuja koncept mikro-omrežja (Microgrids). Pogoji za to so lokalni RV, hranilniki energije in vodeni porabniki povezani v AEMS (Area Energy Management System), ki omogoča tudi otočno obratovanje. Slika 1.2 prikazuje principiarno shemo gradnikov takšnega avtonomnega sistema.

Sistem AEMS je lahko privatna lastnina ali pa je v upravljanju distributerja. Pomembno pri sistemu AEMS je komunikacija tega sistema z RTP-jem ali TP-jem, kamor je priključen. Od tam namreč dobiva informacije o stanju v distribucijskem omrežju in pogojih za ponovno sinhronizacijo vanj.





Slika 1.2: Principielna shema gradnikov avtonomnega sistema za otočno napajanje dela distribucijskega sistema v okviru mikro-omrežja (Microgrids).

V primeru izpada napajanja iz omrežja se da s pomočjo lokalnih RV-jev in hranilnikov energije ter ustreznega vodenja porabe v omrežju zagotavljati otočno napajanje dela distribucijskega omrežja. Predpogoj za to je ponovno ustrezna informacijska platforma (AEMS), ki omogoča komunikacijo med sistemom za vodenje otočnega obratovanja dela omrežja in nadzornim sistemom distribucijskega omrežja ter znotraj omrežja, ki obratuje otočno med sistemom vodenja omrežja in RV-ji ter porabniki v omrežju.

Vsak tak sistem ima določeno avtonomijo, ki je odvisna od zmožnosti obratovanja RV-jev in delovne moči, shranjene v baterijskih sistemih. S primernim vodenjem proizvodnih virov in porabnikov v omrežju (izklapljanje ne-nujnih porabnikov, ...) se da to avtonomijo ustrezno podaljšati.

Treba pa je poudariti, da zakonodaja [7] postavlja določene omejitve glede tega. Tako namreč otočno napajanje distribucijskega omrežja s strani uporabnikov omrežja (še) ni dovoljeno, saj bi se s tem lahko ogrozila varnost obratovanja omrežja. Zato bi moral biti tak sistem ustrezno informacijsko povezan z RTP-jem (in TP-jem), ki ga napaja.



### 1.1.3 Zmanjševanje konice v omrežju

Že prej smo navedli, da se distribucijsko omrežje dimenzionira na največjo moč, ki lahko v določenem trenutku teče po omrežju. Povečevanje te moči pomeni izgradnjo močnejšega omrežja (vodi z večjim prerezom in močnejši transformatorji). Vse to pa seveda stane. To je pomembno predvsem v primerih, ko je treba zagotavljati konično obremenitev v omrežju relativno kratek čas (dneva ali tedna).

Konične obremenitve so vedno bolj aktualne tudi zaradi prehoda ogrevanja zasebnih hiš in tudi večjih poslovnih in družbenih objektov na ogrevanje s pomočjo toplotnih črpalk. Zaradi ekonomike izgradnje toplotnih črpalk se namreč le-te v veliki večini primerov »rahlo poddimenzionirajo«. To pomeni, da če je potrebna toplotna moč za ogrevanje objekta 13 kW, se dimenzionira toplotna moč toplotne črpalke na 11 kW. Najbolj kritične so glede tega toplotne črpalke zrak-voda. Izkoristek in oddana toplotna moč te vrste črpalk je namreč zelo odvisna od temperature in vlažnosti zunanega zraka, ki služi kot primarni ogrevalni medij.

V skladu s standardom se namreč toplotna moč toplotnih črpalk zrak-voda določi pri temperaturi primarnega medija 7°C. Zaradi manjšega izkoristka cikla pa je toplotna moč takšne toplotne črpalke pri -15°C le še polovico (ali manj) od tiste, ki je navedena pri 7°C. Zaradi tega takšnim toplotnim črpalkam standardno vgrajujejo tudi dodatne (klasične) grelce. Ti grelci se vključijo v primeru, ko zaradi nizke temperature primarnega medija (na razpolago je majhna toplotna moč) in ravno zaradi hladne okolice tudi še dodatno povečani potrebi po ogrevanju hiše ni dovolj toplote za ogrevanje hiše. Takšni dodatni grelci so reda velikosti od 2 do 6 kW za toplotne črpalke v družinskih hišah in se vključijo poleg že delujočega toplotnega procesa črpalke.

Zaradi tega se odjem električne energije takrat zelo poveča. In če gre za novejša naselja individualnih hiš lahko hitro ugotovimo, da bodo faktorji istočasnosti obratovanja vseh takšnih toplotnih črpalk v naselju zelo neugodni za elektroenergetsko omrežje. In toplotna črpalka je zagotovo največji porabnik električne energije v družinski hiši.

Za takšne primere izgradnja močnejšega omrežja verjetno ni najbolj ekonomsko učinkovita rešitev, vsaj v začetni fazi ne, ali če je vod dolg. V teh primerih lahko uporabimo enega ali več ukrepov, ki zmanjšajo tok na vodu, ki vodi do končnega uporabnika omrežja:

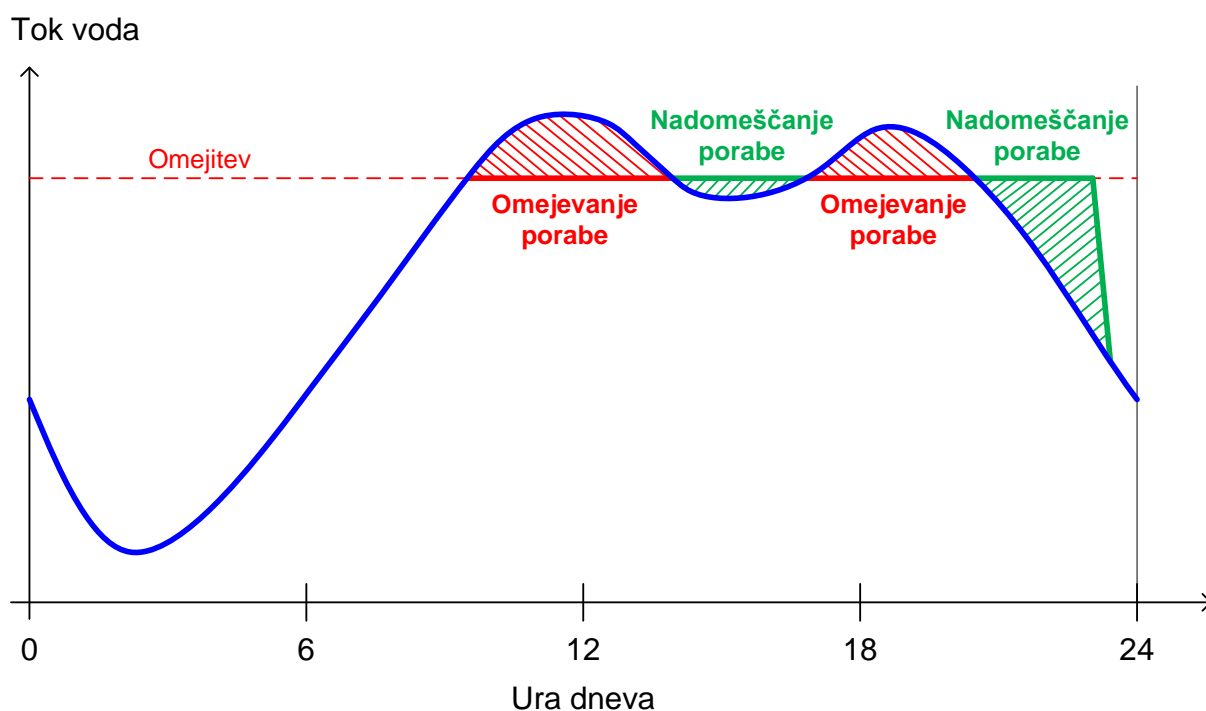
- vodenje porabe pri uporabnikih omrežja Demand Side Management / Demand Response) oziroma
- hranilnike električne energije.

Oba ukrepa lahko uporabimo ločeno ali skupaj.

Po podatkih iz študije [8] znaša ocenjen letni marginalni sistemski strošek moči distribucijskega omrežja 107 EUR/kW. Po istem viru znaša skupni marginalni strošek sistemske moči za prenosni in proizvodni nivo približni 196,5 EUR/kW na leto.

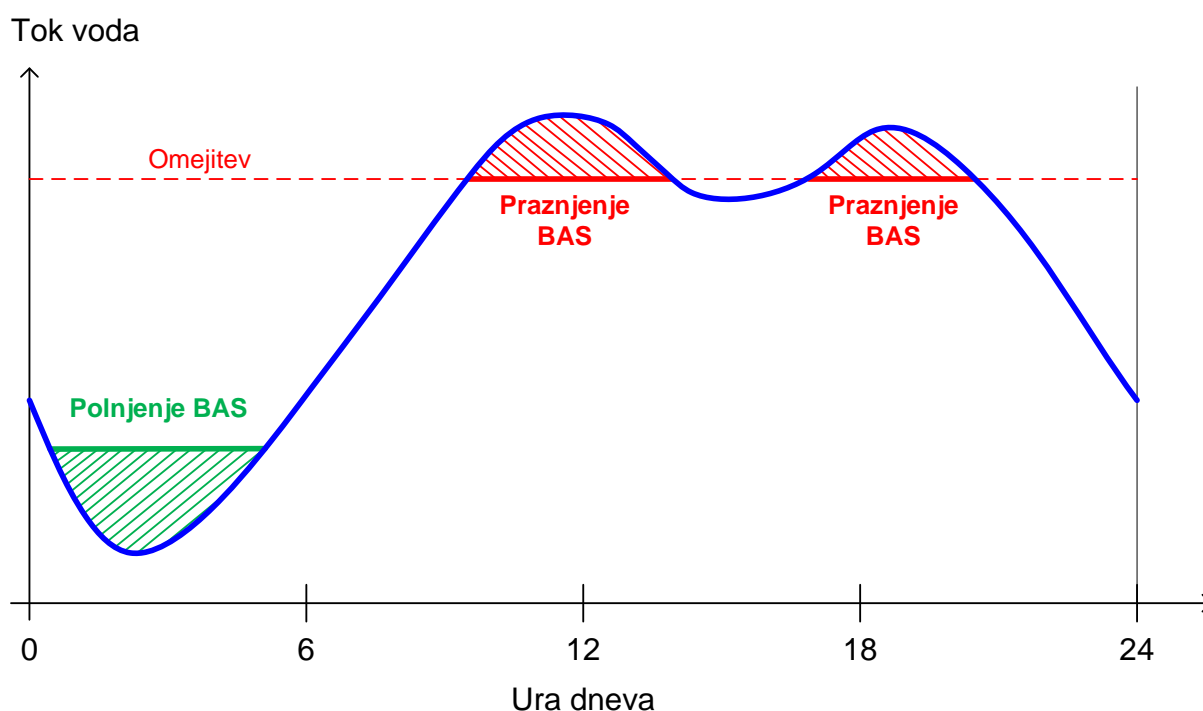
V elektroenergetskem sistemu ima vsak element omrežja svojo tokovno mejo, ki je pogojena s termično zmogljivostjo elementa. Če v obratovanju tok na elementu omrežja preseže njegovo termično mejo, takšno obratovanje omrežja ni dovoljeno, saj povzroča pospešeno staranje elementa oziroma vodi v njegovo uničenje. Zaradi tega so v omrežje vgrajeni zaščitni sistemi, ki v primeru takega obratovanja izključijo element iz omrežja. To pa lahko vodi v izpad enega ali več SN oziroma NN vodov in s tem posledično izpad napajanja pri končnih odjemalcih, saj SN in NN omrežje še vedno obratujeta radialno.

Slika 1.3 prikazuje princip delovanja zmanjševanja konice na vodu z uporabo sistema upravljanja porabe pri končnem uporabniku omrežja (Demand Response oziroma Demand Side Management). Pri sistemu DSM/DR v primeru potrebe po omejevanju toka na vodu omejimo porabo pri končnem odjemalcu toliko, da vrednost največjega dovoljenega toka na vodu ni presežena. Takoj, ko tok voda to omogoča, izpadlo porabo spet nadomestimo. Pri tem pazimo, da največji dovoljen tok voda oziroma največja moč ni presežena. V primeru uporabe koncepta kritičnih koničnih tarif je omejitev moči konična obremenitev iz preteklosti.



Slika 1.3: Princip delovanja zmanjševanja konice z uporabo sistema upravljanja porabe pri končnem uporabniku omrežja (Demand Response oziroma Demand Side Management).

Slika 1.4 prikazuje princip delovanja zmanjševanja konice na vodu z uporabo baterijskega hranilnika energije (BAS). Pri sistemu BAS v primeru potrebe po omejevanju toka na vodu praznimo baterijski sistem pri končnem uporabniku tako, da tok na vodu ni presežen.



Slika 1.4: Princip delovanja zmanjševanja konice z uporabo baterijskega hranilnika energije (BAS).

Pri tem končni uporabnik sploh ne opazi, da se ta ukrep izvaja, saj dobi manjkajočo delovno moč iz baterijskega sistema. Baterijski sistem spet napolnimo, ko elektroenergetsko omrežje to omogoča. Najbolje pa takrat, ko je v sistemu poraba pričakovano najmanjša.

Podoben ukrep lahko uporabimo tudi takrat, ko imamo težave zaradi povišane proizvodnje RV-jev v omrežju. Takrat v času povišane proizvodnje električne energije iz RV-jev le-to shranjujemo v baterijski sistem ali pa takrat vključimo določene porabnike, katerih obratovanje ni striktno časovno vezano ali omejeno (pralni stroj, pomivalni stroj, sušilni stroj, ...).

Tudi za ta ukrep je nujna ustrezna informacijska podpora pri vodenju omrežja. Potrebujemo namreč podatke o stanju v omrežju, predvsem na kritičnih mestih ter pri uporabnikih omrežja. Poleg tega za sistem DSM/DR potrebujemo merilnike električne energije pri odjemalcih, ki z dovolj visoko resolucijo (dovolj hitro) pošiljajo podatke nadzornemu sistemu DSM/DR. Le-ta se na podlagi dejanskega stanja v omrežju, predvidenega stanja v omrežju in ponujenih možnosti omejevanja porabe sproti odloča o tem, kateri ukrep je za dano situacijo najprimernejši. Za čim bolj natančno simulacijo oziroma izračun predvidenega stanja v omrežju potrebujemo podatke o predvideni porabi končnih odjemalcev in predvideni proizvodnji RV-jev v zadevnem delu omrežja

Pri tem je treba poudariti, da v skladu z **zimskim svežnjem zakonodaje »Clean Energy for All Europeana«** [9] [10] lastništvo, razvoj, vodenje in obratovanje hranilnikov ni v pristojnosti uporabnika distribucijskega omrežja. Operater distribucijskega omrežja bo smel to opravljati le

v zelo izjemnih primerih, ki so navedeni v zakonodaji. Operater prenosnega in operater distribucijskega omrežja morata neodvisne agregatorje in ponudnike storitev zmanjševanja konice v okviru vodenja porabe obravnavati nediskriminatorno v okviru njihovih tehničnih zmožnosti.

#### 1.1.4 Zmanjšanje izgub v omrežju

Pri vsakem prenosu energije nastanejo določene izgube. Tako tudi pri električni energiji. Z namenom zmanjšanja izgub pri prenosu električne energije se uporabljajo višji napetostni nivoji od napetosti, ki se uporablja pri porabnikih.

Izgube v distribucijskem omrežju ločimo na:

- tehnične izgube in
- komercialne izgube.

**Komercialne izgube** nastajajo zaradi napak oziroma pogrškov pri merjenju, odpovedi števecov, sistemskih napakah ali anomalijah v obračunskem sistemu in ostalih netehničnih vzrokov. Komercialne izgube se da ugotoviti s pomočjo izboljšanja sistema merjenja in obdelave podatkov (analitika) ter brez posegov v primarno opremo omrežja.

**Tehnične izgube** so posledica izgubne moči, ki se porabi na vodih in ostalih elementih v omrežju, ki prevajajo tok po omrežju. Manjši tok preko elementov omrežja pomeni manjše izgube v omrežju. To pa se da doseči z naprednim upravljanjem porabe pri končnih uporabnikih omrežja, ki so lahko obenem tudi proizvajalci električne energije.

Z razmahom RV-jev v omrežju se pojavi zanimivo dejstvo, da zaradi lokalne proizvodnje električne energije blizu porabe le-te za to energijo odpadejo izgube zaradi prenosa po prenosnem in distribucijskem omrežju. Seveda je potreben pogoj za to istočasnost nastopa proizvodnje in porabe. Torej istočasnost proizvedene in porabljene delovne moči<sup>3</sup>. Dodatno se da izgube v omrežju zmanjšati z ustreznim vodenjem distribucijskega omrežja in uporabnikov tega omrežja tako, da so pretoki delovne moči po omrežju čim manjši.

V veliko pomoč pri ugotavljanju teh stanj in optimiranju obratovanja omrežja je napredni sistem merjenja značilnosti napetosti in toka v omrežju, ki operaterju omrežja s pomočjo sistemov za

---

<sup>3</sup> Na tem mestu moramo opozoriti, da je za zmanjšanje izgub v omrežju zaradi koordinacije proizvodnje (kamor štejemo tudi injekcijo moči iz baterijskih sistemov (BAS) v omrežje) in porabe (kamor prištevamo tudi polnjenje sistemov BAS) nujna istočasnost proizvodnje in porabe. Z drugo besedo »**samooskrba**«. V tem primeru je to res prava pot k dejanski samooskrbi. Zmeda pri uporabi besede »samooskrba« namreč nastaja zaradi neprimerne naslova uredbe [11], ki sistem, v tujini znan in uveljavljen pod imenom »**net-metering**«, pri nas napačno in zavajajoče promovira kot samooskrbo, saj predstavlja net-metering diametralno nasprotje prave samooskrbe, ki prinaša dobrobiti tudi za distribucijsko omrežje in ne tiste končne odjemalce, ki so vključeni v ekonomsko shemo »net-meteringa«.

ugotavljanje stanja v distribucijskem omrežju (state estimator) in ostalih DMS (Distribution Managements Systems) funkcij omogoča optimiranje obratovanja svojega omrežja.

Za namene izračunavanja opredelitve parametrov učinkovitosti ukrepov (KPI) in iz tega sledečih vzvodov za regulacijo lahko zmanjšanje tehničnih ter komercialnih izgub v omrežju obravnavamo ločeno ali združeno.

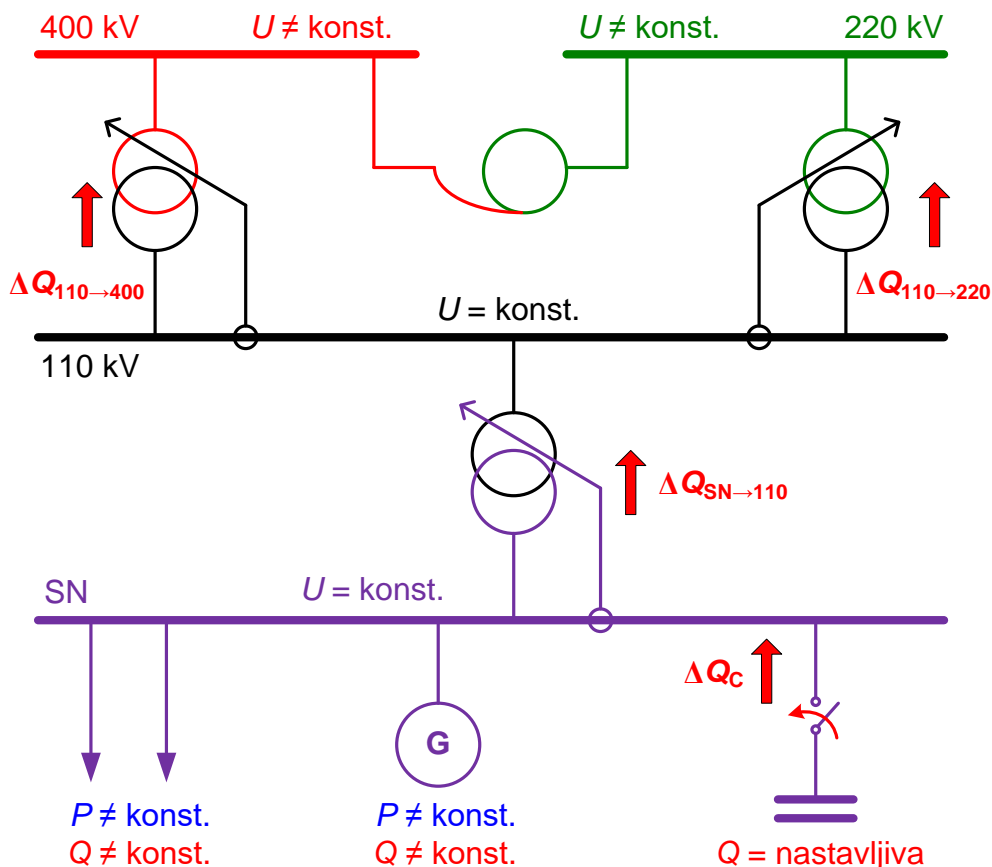
### ***1.1.5 Sistemske storitve na distribucijskem omrežju***

Določene sistemske storitve lahko za prenosnega operaterja izvaja tudi operater distribucijskega omrežja (na primer t.i. tiho redukcijo - Conservation Voltage Reduction – za potrebe terciarne regulacije) ali pa na primer upravljanje kompenzacijskih naprav v RTP za potrebe regulacije napetosti.

Treba je tudi vedeti, da bo virov za regulacijo napetosti v slovenskem prenosnem omrežju vedno manj in operater prenosnega omrežja bo verjetno primoran uporabiti čim več različnih virov (tudi iz distribucijskega omrežja) za ustrezno regulacijo napetosti v prenosnem omrežju.

Regulacija napetosti v elektroenergetskem omrežju deluje po principu zagotavljanja napetostnih razmer znotraj dovoljenih meja na posameznem napetostnem nivoju. Slika 1.5 prikazuje principiarno shemo regulacije napetosti v elektroenergetskem omrežju pri vklopu kondenzatorjev na SN nivoju v RTP. Operater prenosnega omrežja z regulacijskimi transformatorji 400/110 kV ali 220/110 kV (ročno ali avtomatsko) vzdržujejo konstantne napetosti na 110 kV nivoju. Napetost je regulirana približno 5 % nad nazivno vrednostjo in je običajno med 115 in 120 kV. Po drugi strani pa napetosti na 400 kV in 220 kV nivoju niso regulirane in zato vseskozi nihajo. Med 400 kV in 220 kV nivojem so avtotransformatorji s konstantno prestavo, tako da je napetost na 220 kV za 5 % višja od nazivne.

Operater poskuša optimirati napetostni profil v omrežju tako, da so napetosti kar se da visoke, saj so s tem tudi izgube v prenosnem omrežju najmanjše. Vendar ne smejo biti višje od najvišjih dovoljenih napetosti, predpisanih v SONPO [12].



Slika 1.5: Principielna shema regulacije napetosti v elektroenergetskem omrežju pri vklopu kondenzatorjev na SN nivoju v RTP.

Postavlja se vprašanje, ali lahko operater računa tudi na pomoč razpršenih virov in kompenzacijskih naprav (kondenzatorji), prisotnih v SN omrežju oz. omrežju operaterjev distribucijskih omrežij?

Razpršeni viri se pojavljajo na različnih lokacijah v distribucijskem omrežju in njihova vključenost ter proizvodnja delovne in jalove moči niso pod neposrednim nadzorom operaterja distribucijskega omrežja. Vsak takšen vir primarno regulira napetost na svojih sponkah (lokalno), zato ni mogoče pričakovati, da bodo takšni viri imeli opazen prispevek na jalovo moč na VN.

Na stanje vklopljenosti kondenzatorjev v SN omrežju (ti so priključeni na SN strani transformatorja v RTP-ju) pa bi operater prenosnega omrežja načeloma, po dogovoru s posameznimi operaterji distribucijskih omrežij, lahko vplival.

Napetost na SN zbiralkah v RTP-jih je regulirana z regulacijskim stikalom odceпов na transformatorjih 110 kV/SN. Zaradi tega spremembe delovne in jalove moči v SN (in NN) omrežju, na katere operater omrežja načeloma nima vpliva, ne vplivajo na spremembo velikosti napetosti na SN zbiralkah v RTP-ju. Posledično tudi dodatna jalova moč, ki nastane pri vklopu

kondenzatorja na SN zbiralkah v RTP-ju ne vpliva na napetost v SN omrežju, ampak na napetost v 110 kV omrežju, saj teče sprememba jalove moči zaradi vklopa kondenzatorja v 110 kV omrežje (seveda ob določenih izgubah na transformatorju 110 kV/SN).

Ker pa je tudi napetost v 110 kV omrežju regulirana z regulacijskimi transformatorji 400/110 kV in 220/110 kV, se sprememba velikosti napetosti zaradi spremembe jalove moči v 110 kV in SN omrežju začne odražati na velikosti napetosti v 220 kV in 400 kV omrežju.

Študija [13] kaže, da je od skupne moči 117,5 Mvar vseh kondenzatorjev v SN omrežju 83 Mvar kondenzatorjev vklopljivih, preostali kondenzatorji so pa večinoma vedno vklopljeni. Če se teh 83 Mvar kondenzatorjev vklopi, to povzroči povišanje napetosti v 220 kV omrežju za približno 1 kV, v 400 kV omrežju pa za približno 2 kV (v določenih vozliščih, npr. v Divači, za manj kot 1 kV). V obeh primerih je to povišanje za približno 0,5 %.

Čeprav je skupna moč teh kondenzatorjev dokaj velika, pa so razpršeni po celotnem omrežju in je vpliv na napetosti VN omrežja relativno majhen. Vendar bi v primeru sistematskega pristopa vklopljanja in izklapljanja kondenzatorjev lahko izkoristili praktično ves njihov potencial. To bi lahko bilo v pomoč v kriznih stanjih omrežja, kjer šteje vsak kV.

Poleg tega se bodo določene sistemske storitve potrebovale tudi v distribucijskem omrežju – predvsem pri obvladovanju napetostnih profilov in v izrednih obratovalnih razmerah, npr. otočnem obratovanju dela distribucijskega omrežja.

Z ustrezno informacijsko podporo bi bilo mogoče napetost v distribucijskem omrežju regulirati tako, da bi bila kar najbolj konstantna in obenem takšna, da bi omogočala čim manj izgub med prenosom električne energije. Naprave, priključene v distribucijsko omrežje, so grajene za določeno napetostno območje, v katerem obratujejo tako, kot imajo naznačeno na napisni tablici oziroma v priloženih dokumentih in navodilih. Vendar pa je stanje v distribucijskem omrežju vedno bolj dinamično. S tem mislimo predvsem na spreminjajoč tok energije med distribucijskim omrežjem in končnimi odjemalci. Zaradi tega so tudi napetostne razmere v distribucijskem omrežju »dinamične«. To pomeni, da jih vedno bolj težko obvladujemo s pomočjo »klasičnih« ukrepov, saj to enostavno ni mogoče, ali pa je zelo drago.

Zaradi tega je vedno bolj aktualna regulacija jalove moči razpršenih virov, ki bi s pomočjo ustrezne informacijske infrastrukture postala bolj »dinamična« in bi lahko regulirala napetost tudi izven omejitev, ki so danes postavljene zaradi neobstoječe ustrezne informacijske podpore obratovanju razpršenih virov. Podobno velja tudi za vse druge razpršene vire, ki lahko regulirajo jalovo moč (baterijski sistemi, kondenzatorske baterije pri končnih uporabnikih,...)

Poleg napetostne regulacije pa se razvija določen potencial tudi na področju sekundarne in predvsem terciarne regulacije delovne moči. Vse več virov v distribucijskem omrežju (gre predvsem za dizel agregate) sodeluje v nujenju terciarne rezerve delovne moči za operaterja



prenosnega omrežja. Pri tem je treba poudariti, da je to tudi neke vrste rešitev pametnih omrežij, saj spodbuja raznolikost možnosti zakupa rezerve za sistemskega operaterja in hkrati aktivacija te rezerve lahko pomeni za lastnika agregata že tudi možnost, da mu od takrat naprej določen čas ne bo treba izvesti rednega nujnega zagona agregata, ki bi bil drugače obvezen. Poleg tega je nudenje terciarne rezerve sistemska storitev, ki se ustrezno plača.

### **1.1.6 Izgradnja in vodenje infrastrukture za električna vozila**

V Evropi so se že in se bodo vedno bolj uveljavljala električna vozila. K temu teži tudi prihajajoča evropska regulativa. Večja evropska mesta že napovedujejo ukinjanje določenih vrst vozil z notranjim izgorevanjem v svojih središčih. Električnih vozil bo vedno več. Težava je v tem, da elektroenergetsko omrežje na to ni pripravljeno.

Omrežje se namreč načrtuje z določenimi faktorji istočasnosti. Tako se nikoli ne zgodi, da bi bili vsi pralni ali pomivalni stroji, računalniki ali kuhalniki na določenem delu omrežja istočasno vključeni in bi obratovali s svojimi naznačenimi (polnimi) močmi. Pri električnih vozilih pa se lahko zgodi natanko tako (istočasno polnjenje – delovna migracija oziroma polnjenje na domu zvečer, ponoči).

Lahko se zgodi, da bo potreba po polnjenju največja, ko bo električne energije v omrežju najmanj (fotonapetostne elektrarne in sistemske hidroelektrarne ne bodo obratovala), obenem pa bo obratovala vsa ostala poraba (predvsem toplotne črpalke za ogrevanje hiš).

To s seboj prinese dve konkretni težavi:

- nezadostnost električne energije za napajanje polnjenja električnih vozil in
- nezadostnost kapacitet v omrežju za prenos oziroma distribucijo električne energije do polnilnic za električna vozila.

Nezadostnost kapacitet v omrežju za prenos električne energije do polnilnic za električna vozila je izmed obeh postavk najhujša, saj bo močno vplivala na potrebne investicije v omrežje. Poleg povečane moči odjema zaradi električnih vozil, se bodo močno spremenili tudi faktorji istočasnosti uporabe omrežja. Vsaka sprememba enega izmed obeh pomeni nujno ojačanje distribucijskega omrežja. Ko pa nastopita oba skupaj, je ta zahteva še močnejša.

Potrebne investicije v distribucijsko omrežje so tako velik zalogaj, da bo nujno treba poiskati drugačne rešitve, ki bodo zagotovile ustrezno izgradnjo polnilne infrastrukture in uporabo električnih vodil brez presejanja dovoljenih obratovalnih zmogljivosti distribucijskega omrežja. Rešitve se ponujajo v okviru pametnih omrežij z uporabo vodenja porabe pri odjemalcih, hranilniki energije in ostalimi rešitvami, ki ustrezno razporedijo uporabo omrežja glede na njegove zmožnosti. Hkrati lahko z rešitvami pametnih omrežij ekonomsko učinkoviteje obvladujemo sicer potrebne investicije v omrežje - večje število polnilnic lahko



postavimo prej, kot če bi morali čakati na to, da ojačamo omrežje do te mere, da ne bo več problem, kdaj kdo polni.

### *1.1.7 Integracija sistemov in izmenjava podatkov med operaterji omrežij*

Tehnični informacijski sistemi, ki nudijo informacijsko podporo ključnim procesom načrtovanja, obratovanja, vodenja, merjenja ter vzdrževanja elektroenergetskih omrežij, danes niso zadostno informacijsko povezani en z drugim, kar pomeni neizkoriščen potencial v izboljšanju procesov na osnovi podatkov iz drugih procesov oziroma sistemov, kot tudi velik napor pri vzdrževanju teh sistemov, saj moramo pogosto različne sisteme vsakega zase konfigurirati z enakimi podatki, vnašati spremembe na več mestih, ipd. Z uvajanjem koncepta pametnih omrežij, ki elektroenergetski sistem še bolj informatizira, se ti problemi še večajo in njihovo učinkovito reševanje postane ključno za uspeh samega koncepta. [14]

Integracija sistemov pomeni, da sisteme informacijsko povežemo v smislu avtomatske izmenjave podatkov med njimi. Temelji na njihovi zmožnosti interoperabilnosti, ki jo moramo obravnavati celostno v več slojih, predvsem pa sta za obravnavano tematiko pomembna komunikacijski sloj, ki definira komunikacijske protokole in način izmenjave podatkov, ter informacijski sloj, ki definira podatkovne modele oziroma vsebino izmenjave.

Celostna obravnava interoperabilnosti v kontekstu elektroenergetskih omrežij se do sedaj v praksi še ni uveljavila. Večinoma prevladuje le tehnični vidik povezovanja s poudarkom na komunikacijskem sloju, ki s svojimi protokoli poskrbi za prenos informacij, njihovo tolmačenje pa je prepuščeno človeku, ki "ročno" poskrbi za ustrezne preslikave med podatki. Pri vsej množici novih inteligentnih naprav in informacijskih sistemov, ki bodo del pametnih omrežij, bo "ročno" tolmačenje podatkov postalo neobvladljivo. Zato moramo nujno uvesti informacijski sloj, ki vpelje standardizirane semantične podatkovne modele (npr. CIM model), kar omogoča sistemom oziroma aplikacijam strojno prepoznavanje pomena informacij.

Ključni IT/OT sistem v okviru koncepta pametnih omrežij v elektrodistribucijskih podjetjih vse bolj postaja ADMS (Advanced Distribution Management System). Pogoj za uspešno izrabo ADMS je trajnostno<sup>4</sup> obvladovanje podatkov, povezanih z distribucijskim omrežjem in integracija ADMS s ključnimi sistemi, ki so:

- geografski informacijski sistem (GIS),
- SCADA,
- sistem za upravljanje s sredstvi (EAM),
- merilni center števnih meritev (MDMS).

---

<sup>4</sup> Trajnostno obvladovanje podatkov pomeni vzpostavitev procesov in ustrezne informacijske podpore v podjetju, ki zagotavlja vzdrževanje visokega nivoja konsistentnosti in kakovosti podatkov ne glede na to, da se spremembe dogajajo na dnevem nivoju, v različnih službah in prek različnih sistemov. [15]

Pomembna je tudi izmenjava podatkov med operaterji prenosnih in distribucijskih omrežij, ki je danes še nezadostna. Cilji, ki jih s tem želimo doseči so naslednji [2]:

- povečati spoznavnost distribucijskega omrežja z vidika prenosnega omrežja;
- omogočiti razvoj boljših modelov napovedovanja proizvodnje in porabe;
- omogočiti izrabo sistemskih storitev na distribucijskem nivoju za potrebe prenosnega omrežja;
- omogočiti boljšo koordinacijo v primeru izrednih razmer (razbremenjevanje) in vzpostavitve napajanja po razpadu EES;
- omogočiti skalabilen model interoperabilnosti naprav in sistemov v smislu integracije, kot to zahteva mandat Evropske komisije M/490.

Ključnega pomena za integracijo sistemov v okviru koncepta pametnih omrežij je, da temelji na standardizacijskem okvirju in referenčni arhitekturi, ki jo je pripravila CEN-CENELC-ETSI Smart Grid Coordination Group [16] na pobudo mandata M/490 Evropske komisije [17].

Informacijski sistemi, ki jih je treba integrirati pri operaterjih omrežij so naslednji [18]:

- sistemi za napredno upravljanje EES: DMS (*Distribution Management System*) v elektrodistribucijskih podjetjih in EMS (*Energy Management System*) v prenosnih podjetjih,
- SCADA sistemi za nadzor in vodenje omrežij,
- GIS - geografski informacijski sistemi,
- EAM (Enterprise Asset Management) - sistemi za upravljanje s sredstvi,
- MDMS (Meter Data Management System) - sistemi v merilnih centrih napredne merilne infrastrukture,
- sistemi za upravljanje aktivnega odjema (DSM/DR),
- sistemi za nadzor zaščitnih naprav,
- aplikacije in orodja za podporo obratovanju in načrtovanju omrežja (omrežne analize, simulacijski programi),
- zunanje aplikacije, ki se integrirajo s SCADA/DMS/EMS sistemi (npr. korelator izpadov daljnovidov zaradi udara strel SCALAR).

Smernice za izmenjavo podatkov med operaterji prenosnih omrežij, ki so ključni za zanesljivo obratovanje EES, podaja omrežni kodeks *Network Code on Operational Security* [19]. Procesi izmenjave podatkov za potrebe sigurnostnih analiz in dodeljevanja prenosnih kapacitet med prenosnimi operaterji so vpeljani in koordinirani s strani ENTSO-E. Vzpodbuditi pa je treba izmenjavo med operaterji prenosnih in distribucijskih omrežij. Predvideni podatki za izmenjavo so predvsem:

- strukturni podatki (podatki o omrežju oziroma EES),
- vozni redi in napovedi,
- podatki v realnem času (meritve, položajna signalizacija, komande,...).

Obseg strukturnih podatkov je odvisen od določitve področja opazovanja (*Observability Area*) distribucijskega omrežja z vidika prenosnega operaterja [19].

Ključni podatki, ki pridejo v poštev so naslednji [2]:

- podatki v realnem času:
  - meritve delovnih in jalovih moči:
    - za razpršene vire (RV) na distribucijskem omrežju agregirane po RTP in po vrsti RV (sončne elektrarne (SE), vetrne elektrarne (VE), male hidroelektrarne (MHE) ...);
    - za bremena agregirana po RTP;
    - obratovalne meritve na VN, transformatorjih in tudi na SN izvodih.
  - položajna signalizacija v RTP;
  - komande:
    - za izvajanje sistemskih storitev na distribucijskem omrežju (npr. aktiviranje aktivnega odjema za potrebe terciarne rezerve, kompenzacija jalove energije ...);
- napovedi:
  - kratkoročna napoved proizvodnje RV in porabe po RTP;
- agregirani podatki:
  - proizvodnja RV in poraba po RTP;
  - podatki o izvajanju ukrepov prilagajanja aktivnega odjema;
- topologija:
  - topologija distribucijskega omrežja v okviru območja opazovanja.

### **1.1.8 IKT infrastruktura**

Prenosa podatkov iz distribucijskega omrežja za transformatorsko postajo (TP) do pričetka uvajanja pametnih števecv v distribucijsko omrežje sploh ni bilo. Prenos podatkov iz pametnih števecv do TP poteka večinoma z uporabo PLC komunikacije: podatki iz pametnih števecv se prenašajo v TP, kjer se agregirajo v koncentradorjih podatkov in od tam naprej pošiljajo po komunikacijskih poteh, ki so na voljo (večinoma prek mobilnih omrežij). Industrijske izvedbe pametnih števecv imajo lahko vgrajene tudi 2.5 G (GPRS) ali 3G (UMTS) modeme za neposredno komunikacijo z baznimi postajami telekomunikacijskega operaterja mobilnega omrežja. Od tam je vzpostavljena podatkovna povezava po VPN do merilnega centra elektrodistribucijskega podjetja.

Hkrati potekata dve neodvisni razvojni smernici, ki bosta bistveno vplivali na odločitve izbora IKT tehnologij v distribucijskih omrežjih:

1. Nove potrebe po prenosu podatkov v distribucijskih omrežjih. Predvsem na NN strani do TP, t.i. vertikalni podatkovni tok in med TP, t.i. horizontalni podatkovni tok. Oba podatkovna toka zahtevata večjo podatkovno prepustnost in potrebo po prenosu več logično ločenih podatkovnih tokov (glede na tip podatkovnega prometa in zahtevano QoS), kratke zakasnitve, več plastno informacijsko varnost. V vertikalnem podatkovnem toku bo prišlo do večje gostote obstoječih podatkovnih virov iz pametnih

števcev (do 1 min oz do 15 min perioda obveščanja za industrijske in domače odjemalce) in novih virov: priključitev distribuiranih virov, polnilnice električnih vozil, sistemske storitve v distribucijskem omrežju, upravljanje porabe pri končnih uporabnikih, povečanje zanesljivosti napajanja (hranilniki, otočno obratovanje), participacija uporabnikov na trgu z električno energijo preko sistemov upravljanja z energijo doma (angl. home energy management system).

2. Komunikacijske tehnologije prenosa podatkov do končnih uporabnikov. Dasiravno je razvoj PLC komunikacij za prenose v NN omrežjih napredoval (novi standardi: G3, PRIME), je več možnosti opaziti pri tehnologijah, ki jih tradicionalno ponujajo telekomunikacijski operaterji: mobilne brezžične (3G, 4G, prihajajoča 5G), brezžične (WiFi, prihajajoči IEEE 802.11ah v sub 1 GHz spektralnem območju), optične (predvsem cenejša optična pasivna omrežja PON).

Podatkovne tokove na nivoju TP ali RTP lahko opredelimo:

- SCADA, izvedba po IEC 61850, daljinsko upravljanje lokalnih virov (zaščite, CVT, OLTC, meritve);
- PMU, na MV strani;
- Distribuirani viri preko IED, kar vključuje hranilnike energije, polnilne postaje za električna vozila, male elektrarne, mikro omrežja;
- Meritve pametnih števcov, s podatkovnim PLC koncentradorjem v TP;
- Drugi viri podatkov, npr. kamere, govor (telefon);
- WAN povezovanje z drugimi TP, RTP;
- WAN povezovanje z AEMS/ADMS pri operaterju distribucijskega omrežja.

TP lahko deluje kot agregator podatkovnih tokov z jasno opredeljenimi varnostnimi mehanizmi za vsak tip vira posebej (npr. SCADA, PLC, WAN povezovanje).

PLC komunikacijske rešitve ne bodo zadostovale potrebam novih podatkovnih prenosov znotraj NN omrežja. Gre za vire podatkovnih tokov v realnem času v gostih pametnih omrežjih s katerimi omogočimo zadovoljivo spoznavnost distribucijskega omrežja za napredne aplikacije vodenja in storitev. Predvidene periode sporočanja so od nekaj sekund naprej, za kar so potrebne nove komunikacijske rešitve. Možnih je več pristopov za reševanje komunikacije med novimi podatkovnimi viri in storitvami in ADMS pri operaterju distribucijskega omrežja.

Te lahko kratko opredelimo:

1. Operater se neposredno povezuje z EMS končnega uporabnika (npr. polnilna postaja za električna vozila, mikro omrežje, distribuiran vir, upravljanje porabe) po upravljanem IP omrežju ali Internetu.
2. Operater komunicira samo s pametnim števcem na lokaciji končnega uporabnika, od tam pa gredo informacije preko lokalnega vmesnika na pametnem števcu do EMS na napravi sami kar po LAN omrežju (žično, brezžično).
3. Upravljanje naprav pri uporabniku v imenu operaterja opravlja ponudnik posebnih storitev, ki komunicira izključno po Internetu s končnimi EMS sistemi.

S stališča upravljanja in lastništva komunikacijskih infrastruktur, ki omogočajo komunikacije v distribucijskem omrežju (med TP postajami, do naprav v NN omrežju) pa lahko ločimo:

1. Omrežje v lasti in upravljanju DSO: PLC komunikacije in naprave v NN omrežju.
2. Omrežje v lasti in upravljanju telekomunikacijskega operaterja: npr. najeti vodi, P2P Ethernet, xDSL, mobilne in brezžične komunikacije (3G, 4G).

3. Kombinacija obeh: Optična vlakna, WDM, pasivna optična omrežja, P2P Ethernet (dark fiber ali WDM), MPLS storitve in povezava, P2P mikrovalovna zveza, privatni 4G. Uporabljena je tudi WiMAX tehnologija, ki je ne obravnavamo posebej, ker se je njen razvoj končal, funkcionalnosti pa prevzema 4G, posebej predvideno delovanje v 700 MHz spektralnem območju, kar bo omogočilo pokritost ruralnih območij. Za vsako rešitev posebej je poleg zagotavljanja zahtevanega QoS in informacijske varnosti ključna tudi stroškovna komponenta skozi življenjski cikel.

## 1.2 Prenosno omrežje

Spremembe v obratovanju in težave povezane z masovno integracijo razpršenih virov, ki smo jih navedli za distribucijsko omrežje, se preslikavajo tudi na obratovanje prenosnega omrežja. Poleg tega mora prenosno omrežje poskrbeti za čezmejne pretoke, ki nastajajo kot posledica trgovanja z električno energijo. Ključnega pomena je zagotavljanje stabilnega in zanesljivega obratovanja elektroenergetskega sistema tudi v spremenjenih razmerah.

### 1.2.1 Odpravljanje težav z ozkimi grli v omrežju in nadzor nad pretoki moči

Ozka grla pri obratovanju prenosnega omrežja nastajajo zaradi trgovanja z električno energijo ali pa zaradi kriznih stanj v omrežju po izpadu določenega ali več elementov v omrežju. Pojav ozkih grl v prenosnem omrežju se je razmahnil po začetku čezmejnega trgovanja z električno energijo in je podkrepjen z energijo iz velikih elektrarn na obnovljive vire v prenosnem in distribucijskem omrežju.

Za dogovorjene pretoke moči po omrežju je mogoče ozka grla pravočasno identificirati in ustrezno ukrepati, da sploh ne nastopijo. Težava se pojavi, če ozka grla nastanejo nenapovedano, ali če je zaradi tega treba omejiti proizvodnjo električne energije iz obnovljivih virov. V teh primerih so nujne ustrezne informacije o stanju v omrežju in obenem orodja za ukrepanje v teh primerih.

Standardne rešitve za te težave so (poleg omejevanja na strani proizvodnje in/ali porabe) v uporabi prečnih transformatorjev, ki spremenijo pretok delovne (in tudi jalove) moči v omrežju. Drugo vrsto rešitev predstavljajo veliki (sistemski) hranilniki energije, ki jih polnimo v času, ko je energije v omrežju dovolj (ali ko želimo povečati porabo v določenem delu omrežja) in praznimo, ko jo potrebujemo za preprečevanje ozkih grl v omrežju. Ti hranilniki so po navadi v obliki črpalnih elektrarn, ki pa jih je zaradi omejitev v obliki naravnih danosti ter vse pogostejših okoljskih težav vedno težje graditi.

Zaradi tega postajajo vedno bolj aktualni baterijski hranilniki energije, ki jih je mogoče zgraditi in v omrežje vgraditi hitreje kot črpalne elektrarne. Takšni hranilniki so bolj dinamični (hitrejši odziv, tudi na dinamične motnje v omrežju), modularni, fleksibilni (optimirani za konično moč ali shranjeno energijo) in zanesljivejši saj lahko zagotovimo redundanco z več vzporednimi

enotami. Pri tem je treba nujno poudariti, da bo lastništvo baterijskega sistema s strani systemskega operaterja dovoljeno le v zelo izjemnih primerih, kjer se s tem ne izkrivlja trga systemskih storitev [10].

Razvoj sistemov za dinamično ocenjevanje prenosne zmogljivosti (Dynamic Thermal Rating) in dinamično prilagajanje prenosne zmogljivosti elementov omrežja glede na vremenske in ostale dejanske pogoje omogoča fleksibilne tokovne omejitve elementov omrežja in s tem v večini primerov manjše omejitve glede pretokov moči oziroma povečanje prenosne zmogljivosti na obstoječi infrastrukturi. Primer takšnega sistema je »Sistem za ugotavljanje meja obratovanja – SUMO«, ki se že uporablja na Elesu [20] [21].

### ***1.2.2 Nadzor nad napetostnim profilom v omrežju v realnem času***

Napetost v prenosnem omrežju je po navadi relativno lokalna značilnost. V prenosnem omrežju je sicer izraz "lokalno" mišljen bolj široko (mogoče izraz "regijsko" boljše opiše velikost vpliva), vendar pa je napetost odvisna predvsem od lokalnih razmer. Na velikost napetosti v prenosnem omrežju, ki ima zelo majhno ohmsko upornost, vpliva predvsem jalova moč, ki teče po omrežju. To pomeni, da morajo biti pretoki jalove moči v omrežju takšni, da zagotavljajo ustrezen napetostni profil v omrežju. Več injekcije jalove moči v določeni točki omrežja pomeni višjo napetost v tej točki omrežja in obratno odjem jalove moči iz omrežja zniža napetost v tej točki omrežja.

Jalovo moč v prenosnem omrežju zagotavljajo generatorji vseh vrst in pa neobremenjeni visokonapetostni vodi. Težava z napetostjo je lahko v obliki previsoke ali prenizke napetosti. Previsoka napetost povzroči krajšanje življenjske dobe visokonapetostnih naprav, medtem ko je prenizka napetost nevarna za pojav napetostnega zloma v omrežju in posledično razpada dela omrežja.

Želja operaterja prenosnega omrežja je čim višja napetost v omrežju (seveda znotraj dovoljenih meja), saj je se tem zmanjšajo izgube pri prenosu, obenem pa je rezerva do nevarnega stanja napetosti, ki bi vodil v napetostni zlom, tako čim večja.

Regulacija napetosti z regulacijo jalove moči v prenosnem omrežju je systemska storitev, ki si jo operater prenosnega omrežja zagotovi na trgu. Za operaterja je pomembno, da so naprave (sinhroni generatorji v elektrarnah, FACTS - Flexible AC Transmission System - naprave, pasivni elementi, ...), ki nudijo to storitev, zanesljive, razpoložljive in glede na to, da nastopajo na trgu, tudi cenovno konkurenčne.

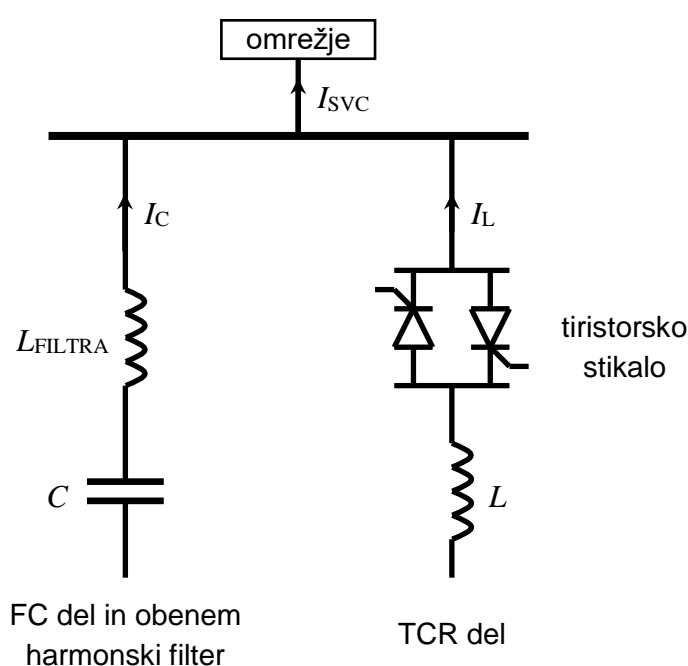
V stanju odprtega trga z električno energijo si lahko operater omrežja izbira ponudnike systemskih storitev, torej tudi jalove moči. Pri tem je pomembna tudi razpoložljivost teh naprav sploh v stanjih, ko je v prenosno omrežje priključenih malo drugih elektrarn. Zaradi tega je



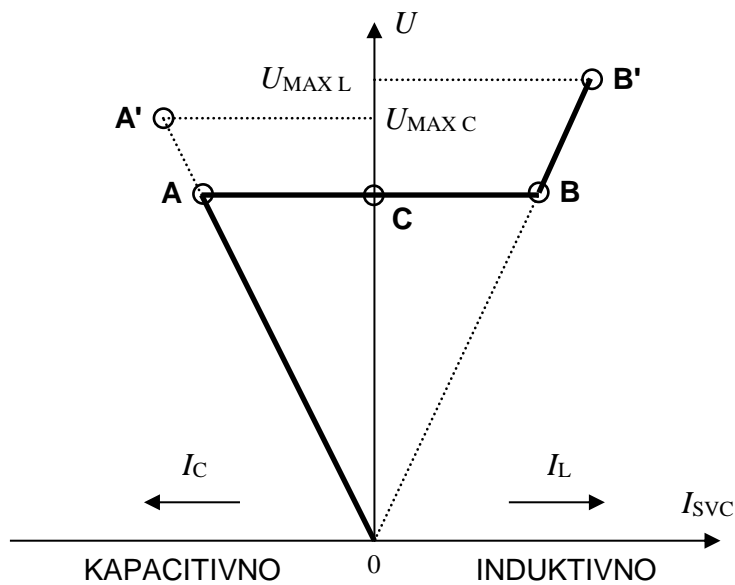
vedno bolj aktualno razmišljanje o tem, da bi si operater prenosnega omrežja zagotovil regulacijo jalove moči tudi v okviru naprednih sistemskih storitev s pomočjo naprav FACTS (Flexible AC Transmission System), ki s pomočjo reaktivnih elementov in naprav močnostne elektronike regulirajo jalovo moč v omrežju. Naprave FACTS sodijo med rešitve pametnih omrežij.

Obstaja več vrst naprav FACTS. Ogleдали si bomo delovanje najbolj preproste: SVC-ja (statični var kompenzator). SVC je v svoji najbolj preprosti izvedbi: TCR-FC (Thyristor Controlled Reactor with Fixed Capacitor) sestavljen iz tiristorsko krmiljene dušilke ( $L$ ) in fiksno priključenega kondenzatorja ( $C$ ). Kondenzator skrbi za kapacitivni del jalove energije naprave  $Q_C$  in ima po navadi dodano dušilko ( $L_{\text{FILTRA}}$ ), s katero obenem tvori resonančni nihajni krog, ki sesa harmonske in/ali medharmonske toke iz omrežja (slika 1.6) [22].

Želena jalova moč naprave oziroma injiciran jalov tok v omrežje ( $I_{\text{SVC}}$ ) je vsota jalovega toka filtrskega (FC) dela, ki je pri frekvenci 50 Hz kapacitiven ( $I_C$ ) in je pri dani napetosti  $U$  ter kapacitivnosti kondenzatorja  $C$  konstanten in induktivnega toka TCR dela ( $I_L$ ), ki ga lahko spreminjamo s tiristorskim stikalom. Posledica zakasnjenege vklopa je zmanjšana velikost toka  $I_L$ . Tok  $I_L$  lahko spreminjamo od nič do njegove maksimalne velikosti.



Slika 1.6: Enopolna principiелna shema SVC naprave (TCR-FC).



Slika 1.7: Načini delovanja SVC

SVC naprava lahko deluje v več različnih načinih. Najbolj pogost način je ta, da drži želeno napetost na svojih zbiralkah ali na nekem drugem mestu v omrežju. Lastnost SVC-ja je, da se lahko zelo hitro odzove na spremembo napetosti v omrežju in jo kompenzira. Obenem lahko tudi duši določena nihanja napetosti.

Tudi STATCOM sodi med naprave FACTS. Namesto tiristorjev ima IGBT tranzistorje in deluje s pulzno-širinsko modulacijo. STATCOM je naprednejša naprava od SVC-ja, saj je v bistvu to že aktivni filter, ki poleg kompenzacije jalove moči omogoča tudi kompenzacijo harmonskih in medharmonskih motenj v omrežju. Če mu dodamo še hranilnik električne energije, ga lahko uporabimo tudi kot BAS. STATCOM je za isto moč kompenzacije jalove moči manjši kot SVC.

### 1.2.3 Nadzor nad stanjem omrežja v realnem času in povečanje meje zanesljivosti napajanja

Za zagotovitev zanesljivosti napajanja v prenosnem omrežju je treba zagotavljati velikost napetosti in njeno frekvenco v okviru dovoljenih in dogovorjenih meja, obenem pa morajo biti pretoki moči po vodi takšni, da ne presegajo termičnih meja. Prenosno omrežje mora biti sposobno v vsakem trenutku obratovati tako, da prenese izpad enega elementa brez posledic za uporabnike omrežja (N-1 kriterij).

Zagotavljanje ustrezne frekvence je sistemska storitev, ki se nanaša na celotno ENTSO-E omrežje in nima posebnega lokalnega značaja. Sistemska frekvenca je lastnost celotnega omrežja in predstavlja nekakšno razmerje med proizvedeno delovno močjo v omrežju ter porabljeno delovno močjo pri porabnikih in v obliki izgub v omrežju. Zagotavljanje ustreznih



napetostnih razmer je odvisno od lokalne obremenitve omrežja ter pretokov jalove moči v omrežju. Pretoki delovne moči pa so pomembni za delovanje trga z električno energijo.

Če navedene značilnosti omrežja niso zagotovljene, se lahko zgodi, da omrežje delno ali v celoti razpade, ali pa ni sposobno zagotavljati delovanja prostega trga z električno energijo.

Zaradi tega je pomembno, da imamo na voljo podatke v realnem času, ki nam omogočijo vpogled v obratovanje omrežja. S tem omogočimo operaterju omrežja pregled nad dejanskim stanjem obratovanja in ugotavljanje potrebnih rezerv v primeru izpadov elementov omrežja. S pomočjo takšnega sistema lahko simuliramo dogodke v omrežju, tako stacionarne kot tudi dinamične in še pred nameranim načrtovanim ali nenačrtovanim dogodkom ugotovimo, kako bo (bi) le-ta vplival na varnost in zanesljivost obratovanja prenosnega omrežja. Na podlagi tega se lahko operater odloči, ali je določen poseg v omrežje varen ali ne.

Če ima operater omrežja še podatke o klimatskih razmerah na trasah njegovih vodov in obenem ustrezen termični model voda (Dynamic Line Rating), lahko s pomočjo takega sistema v določenih primerih tudi dvigne (ali spusti) mejo za zanesljivo obratovanje omrežja, saj mu podatki v realnem času zagotavljajo, da določene termične meje voda ne bo presegel.

V zadnjih letih so se po svetu močno razširili WAMS (ang. Wide-area measurement system) sistemi, ki operaterju omogočajo vpogled oz. spremljanje obratovanja in delovanja EES v realnem času. Nadgradnja sistema WAMS je t.i. sistem WAMPAC (ang. Wide-area measurement protection and control) sistem, ki je poleg spremljanja veličin v realnem času sposoben operaterju podati informacijo o tipu in lokaciji motenj in predlagati primerne ukrepe. Cilj teh sistemov je izboljšati obratovanje sistema in v kritičnih situacijah celo preprečiti razpad sistema.

Že omenjeni sistemi WAMS sistemi operaterju omogočajo vpogled oz. spremljanje obratovanja in delovanja EES v realnem času. Z merilniki fazorjev napetosti in tokov (PMU enote) v vseh treh fazah na izbranih lokacijah po sistemu se praktično v realnem času (vsak fazor se izračunava na 20 ms) posreduje informacija o amplitudi in faznem kotu veličin. Posredno se lahko izračunajo še delovne in jalove moči ter simetrične komponente veličin. S primernim vizualizacijskim orodjem je tako operaterju na voljo spremljanje poteka teh veličin ter tudi zgodovine razvoja dogodkov. S tem so mu na voljo informacije o prehodnih pojavih (odzivu sistema po kratkih stikih, velikosti lokalnih in medsystemskih nihanj, ...), ki jih klasični merilni sistemi niso bili zmožni beležiti ali prikazovati. Z razvojem ustrezne infrastrukture ne prihaja do težav pri prenosu večjih količin podatkov, hkrati se pa z razvojem vizualizacijskih orodij z geografsko informacijo o lokaciji dogodkov (npr. 3D prikazi nihanja kotov napetosti po sistemu) operaterju olajša odločanje o morebitnih ukrepih v sistemu.

Korak naprej v razvoju WAMS sistema je t.i. WAMPAC (ang. Wide-area measurement protection and control) sistem, ki je poleg spremljanja veličin v realnem času sposoben

operaterju podati informacijo o tipu in lokaciji motenj in predlagati ali celo izvesti primerne ukrepe. Cilj je izboljšati obratovanje sistema in v kritičnih situacijah celo preprečiti razpad sistema. WAMPAC je tako zasnovan kot sistem, ki je sposoben lokalizirati različne vrste motenj v omrežju (kratki stiki, lokalna in medsystemska nihanja, prehod delov sistema v otoke) in operaterju omogočiti čim hitrejše ukrepanje s podano informacijo o primernih ukrepih, oziroma v določenih primerih omogočil avtomatsko ukrepanje. Posebno vlogo bo WAMPAC imel v primeru otočnega obratovanja, kjer bo imel možnost geografskega prikaza nastalih otokov in mu predlagal oz. pomagal pri odločitvah, vezanih za ponovno sinhrono spajanje sistemov oz. vzpostavljanje sistema po razpadu. Samostojnega odločanja bo pa WAMPAC dovoljen le v situacijah, kjer operater ne bo imel časa za odreagiranje in bo WAMPAC zagotovo izboljšal in ne celo poslabšal obratovanja sistema.

#### *1.2.4 Napredne sistemske storitve*

Strošek sistemskih storitev zajema pomemben delež v celotnih stroški systemskega operaterja prenosnega omrežja. Iz širokega nabora celotnih sistemskih storitev lahko izpostavimo predvsem naslednje kategorije, ki jih bomo podrobneje predstavili v nadaljevanju:

- primarna regulacija oziroma FCR (Frequency Containment Reserve),
- sekundarna regulacija oziroma aFRR (Automatic Frequency Restoration Reserve),
- terciarna regulacija oziroma mFRR (Manual Frequency Restoration Reserve) in
- regulacija jalove moči.

Primarno regulacijo tradicionalno izvajajo agregati v kontrolnem območju prenosnega operaterja. Se pa v zadnja leta ta storitev izvaja tudi čezmejno, oziroma v sosednjih kontrolnih območjih. Primer je skupna izraba storitve primarne regulacije držav Avstrije, Švice, Nemčije, Nizozemske, Francije in Belgije [23]. Tako se stroški zaradi povečanja konkurence znižajo.

Rezerva moči za sekundarno regulacijo je tisti obseg rezerve, ki ga ima prenosni operater v realnem času na voljo, da ob nezadostni primarni rezervi izravna bilanco moči v svoji kontrolni coni. To rezervo so do nedavnega nudili le agregati v obratovanju na območju kontrolnih con posameznih prenosnih operaterjev, kar pa se je ponekod poznalo na cenah zaradi pomanjkanja ponudnikov oziroma konkurence. Zato se je ponekod že začela čezmenja izraba sistemskih storitev sekundarne regulacije (npr. Avstrija, Nemčija v okviru International Grid Control Cooperation (IGCC) [24]). V uporabi pa je tudi optimizacija izrabe sekundarne regulacije z mehanizmom Imbalance Netting Cooperation (INC), ki je vzpostavljen med slovenskim operaterjem ELES, avstrijskim APG inhrvaškim HOPS.

V teku so tudi projekti, ki iščejo alternativne rešitve nujenja sekundarne rezerve. Poznani so poizkusi s hranilniki. Z umestitvijo takega hranilnika v sistem bi lahko razbremenili obstoječe regulacijske enote, še posebej termoelektrarne, namesto katerih bi del izvajanja sekundarne

regulacije prevzel hranilnik energije, pri čemer bi energijo sprejemal ob sistemskih presežkih in jo v času primanjkljajev zopet oddajal nazaj v sistem.

Poleg hranilnikov se poizkusi delajo tudi z uporabo virtualnih elektrarn, ki lahko nudijo sistemsko storitev agregiranih razpršenih virov ali odjema električne energije. To se preučuje tudi v okviru projekta iz okvirnega programa Obzorje 2020 FutureFlow, ki se ukvarja s problematiko oblikovanje e-rešitev za izravnavo in upravljanje pretokov v evropskem elektroenergetskem omrežju [25], predvsem s problematiko čezmejne uporabe storitev sekundarne regulacije.

Terciarna rezerva (mFRR), ki se uporablja v terciarni regulaciji, mora zagotoviti nadomestno moč za izpad največjega obratujočega agregata v sistemu oz. regulacijskem območju, angažiranje moči pa ne poteka avtomatsko kot pri primarni in sekundarni regulaciji, temveč ročno. Terciarna rezerva moči mora biti v polnem obsegu angažirana najkasneje v 15 minutah, zato največkrat v taki regulaciji sodelujejo tudi plinske elektrarne s hitrim zagonom. V terciarno rezervo lahko spadajo tudi odjemalci (agregirani preko virtualnih elektrarn), ki se jim po potrebi reducira odjem. Terciarna rezerva se lahko zagotavlja tudi z zakupom moči pri virih, ki se nahajajo izven regulacijskega območja prenosnega operaterja.

Regulacijo jalove moči smo opisali v 1.2.2.

### ***1.2.5 Integracija sistemov in izmenjava podatkov med operaterji prenosnih omrežij***

Problematika integracije tehničnih sistemov je v primeru prenosnih operaterjev podobna, kot problematika pri operaterjih distribucijskih omrežij. Tudi tu imamo opravka z nezadostno stopnjo integracije teh sistemov. Imajo pa prenosni operaterji že veliko več izkušenj z izmenjavo podatkov s sosednjimi operaterji omrežji in z izvajalci skupnih analiz – v primeru prenosnega operaterja se morajo analize sigurnosti in analize za dodeljevanje prenosnih kapacitet izvajati na dosti širšem območju, kot je kontrolno območje posameznega prenosnega operaterja, zato je izmenjava kompleksnejših podatkovnih struktur, kot je na primer model omrežja, že uveljavljena. Se pa v zadnjem času dogaja prehod na izmenjavo temelječo na CIM modelu, oziroma CIM profilu CGMES (Common Grid Model Exchange Standard) za katerega skrbi ENSTO-E.

Prehod na izmenjavo temelječo na CGMES CIM profilu bo omogočil še dodatne analize na spojenih omrežnih modelih prenosnih operaterjev (npr. izvajanje dinamičnih analize, boljše razvojne analize, ipd.). Uporaba CGMES bo za vse operaterje prenosnih omrežij, ki so člani ENTSO-E, obvezna (uvedba predvidoma do 2018).

CGMES je smiselno uporabiti tudi za integracijo tehničnih sistemov znotraj podjetja. Sistemi, ki pridejo v poštev so:

- SCADA/EMS;

- zunanji sistemi za podporo obratovanju (e-depeše, sistem SUMO, korelator sistema SCALAR, ipd.)
- GIS;
- EAM;
- sistem za analizo relejnih zaščit;
- aplikacije za omrežne analize (tako za obratovanje, kot razvoj omrežja).

V primeru uporabe CIM modela v prenosnem podjetju je smiselno uporabiti sistem za upravljanje s CIM modelom, t.i. Network Model Manager (NMM). Ta sistem omogoča upravljanje in integracijo več CIM modelov oziroma CIM profilov, ter tudi časovno in variantno obravnavo modelov.

## 2 PARAMETRI UČINKOVITOSTI UKREPOV (KPI) ZA UPORABO V REGULACIJI

Za opredelitev ustreznih parametrov učinkovitosti ukrepov ter uporabo teh parametrov v regulaciji moramo najprej ugotoviti, kateri ukrepi imajo določene učinke. Posamezne rešitve pametnih omrežij imajo namreč različen vpliv na posamezne težave v omrežju.

**Regulacija napetosti** je dokaj lokalna značilnost, katere vpliv je različen glede na napetostni nivo in vrsto omrežja. Tako regulacija napetosti v distribucijskem omrežju vpliva zelo malo na stanje in obratovanje prenosnega omrežja. Regulacija napetosti ima namreč zelo majhen vpliv preko transformatorja v smeri iz nižjenapetostnega na višjenapetostni nivo, iz višjenapetostnega na nižjenapetostni nivo pa je ta vpliv velik, vendar se ga da obvladovati z regulacijo napetosti na nižjenapetostni strani na želeno vrednost. Takšna regulacija obstaja na transformatorjih VN/SN, medtem ko na SN/NN po navadi ne. Zato je pri slednjih vpliv napetostnih sprememb v SN omrežju na NN omrežje zelo velik.

Tako regulacija napetosti z razpršenimi viri v NN omrežju ali s pomočjo regulabilnih transformatorjev SN/NN vpliva praktično le na napetost v NN omrežju, zanemarljivo pa na napetost v SN omrežju. Po drugi strani pa regulacija napetosti v SN omrežju vpliva tudi na napetost v NN omrežju, če transformator SN/NN ni regulabilen.

V NN omrežju zaradi pretežno ohmskega karakterja vodov na velikost napetosti vplivajo tudi pretoki delovne moči po vodih.

Regulacija napetosti s kondenzatorskimi baterijami v SN omrežju ali z RV-ji v SN distribucijskem omrežju pa vpliva na velikost napetosti v SN kot tudi NN omrežju. Pri tem je treba poudariti, da v RTP-ju napetost regulira transformator VN/SN. Tako ima spreminjanje jalove moči v bližini RTP-ja vpliv samo na pretoke jalove moči, manj pa na napetost kot posledico pretokov jalove moči. Lahko pa spreminjanje jalove moči v SN omrežju v bližini RTP-ja vpliva na pretoke jalove moči preko transformatorja VN/SN in s tem posledično relativno malo na napetost na VN strani transformatorja.

Pretoke delovne moči po distribucijskem omrežju lahko reguliramo samo z **reguliranjem injekcij delovne moči** v omrežju. Pretoki delovne moči so lahko omejeni zaradi premajhnih prevezov vodov v omrežju ali zaradi premajhne moči transformatorjev SN/NN, ki napajajo ta del omrežja. Injekcije delovnih moči pa lahko reguliramo s hranilniki energije ali pa z naprednimi sistemi za krmiljenje porabe v sistemu (DSM/DR). Če s tem ne uspemo rešiti težave

se kot zadnji možnosti kažeta zmanjšanje moči RV-jev v bližini mesta, kjer prihaja do zamašitev ali celo začasni izklop RV-jev na tem delu omrežja.

Sistem **DMS** (Distribution Managements Systems) oziroma **ADMS** (Advances Distribution Managements Systems) je ključnega pomena za operaterja distribucijskega omrežja, saj mu omogočajo hiter vpogled v stanje omrežja ter nudijo številne analitične funkcije, ki so v veliko pomoč pri odločitvah pri obratovanju in razvoju omrežja. Prav tako so dober pokazatelj morebitnih prihajajočih težav v omrežju. S pomočjo DMS sistemov lahko operater npr. v realnem času oceni izgube v omrežju in jih optimira.

Sistem **WAMPAC** izhaja iz sistema WAMS, ki omogoča operaterju **prenosnega omrežja** vpogled in spremljanje obratovanja in delovanja EES v realnem času. Poleg spremljanja veličin v realnem času je WAMPAC sposoben operaterju podati tudi informacijo o tipu in lokaciji motenj in predlagati primerne ukrepe. Cilj je izboljšati obratovanje sistema in v kritičnih situacijah celo preprečiti razpad sistema.

Naprave **FACTS** s pomočjo elementov močnostne elektronike regulirajo pretoke delovnih in jalovih moči v omrežju. Za regulacijo jalove moči se kot najbolj enostavne med njimi uporabljajo statični var kompenzatorji (SVC). Bolj kompleksne, kot so statični kompenzatorji (STATCOM), pa so poleg regulacije jalove moči sposobne tudi aktivnega filtriranja motenj. Če jim dodamo še hranilnik električne energije, jo lahko uporabimo tudi kot sistemski **hranilnik energije**. V družino naprav FACTS uvrščamo tudi HVDC sisteme, ki omogočajo prenos električne energije z uporabo enosmerne napetosti.

Novi omrežni kodeksi [26] omogočajo nudenje sistemskih storitev sekundarne in terciarne regulacije za operaterja prenosnega omrežja z razpršenimi viri in odjemalci v distribucijskem omrežju, nekatre storitve se tudi že izvajajo (npr. terciarna regulacija) vendar je treba za večjo izrabo teh možnosti omogočiti boljšo informatizacijo omrežja, vključno s končnimi uporabniki. Zaenkrat je to prepuščeno iznajdljivosti agregatorjev oziroma ponudnikov izravnalnih storitev (Balancing Service Providers), ki opremejih svoje vire z ustrezno IKT opremo in jih povežejo v svoje virtualne elektrarne.

Tabela 2.1: Primerjava ukrepov pametnih omrežij in njihovih učinkov

	Povečanje deleža RV v DO	Povečanje zanesljivosti napajanja v DO	Zmanjševanje konic v DO	Zmanjševanje izgub v DO	Povečanje zmogljivosti napajanja polinilne infrastrukture za električna vozila	Povečanje prenosne zmogljivosti v PO	Nadzor nad napetostnim profilom v PO	Nadzor nad stanjem PO v realnem času	Zmanjševanje izgub v PO	Povečanje participacije pri sistemskih storitvah za
Napredna regulacija jalove moči RV	++	+		+	+					
Regulacija delovne moči RV	++	++	++	+	++					++
Omejevanje delovne moči RV	++	+	+	+	+					
<i>Demand Side Management / Demand Response</i>	++	++	++	++	++					++
Regulacija napetosti na transformatorju SN/NN	++	++		+	++					
Regulacija napetosti v SN omrežju	++	+		+	++					
Hranilniki energije v distribucijskem omrežju	++	++	++	++	++					++
<i>Distribution Management Systems</i>	+	+	+	++	+					+
Integracija sistemov in izmenjava podatkov med operaterji omrežij	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Sistem WAMPAC						++	+	++		
Povečanje prenosne zmogljivosti z DTR principom						++				
Naprave FACTS						++	++		++	
Hranilniki energije v prenosnem omrežju						++	+		++	++
Napredne IT platforme za nudenje sistemskih storitev										++

## 2.1 Predlog izbire ustreznih KPI za reguliranje na področju pametnih omrežij

Glede na opravljeno analizo možnosti in vpliva posameznih ukrepov na učinke v omrežju ter trenutne problematike v distribucijskem in prenosnem omrežju Slovenije predlagamo naslednje parametre učinkovitosti ukrepov (KPI):

- odstopanje napetosti od zelene vrednosti v prenosnem omrežju,
- povečanje prenosne zmogljivosti z DTR principom,
- povečanje deleža razpršenih virov v distribucijskem omrežju,
- zmanjševanje konice v distribucijskem omrežju,
- zmanjševanje izgub v distribucijskem omrežju,
- povečanje zmogljivosti napajanja polnilne infrastrukture za električna vozila,
- povečanje prenosne zmogljivosti v prenosnem omrežju in
- povečanje razpoložljivosti podatkov za uporabnike omrežja oziroma povečanje števila novih storitev.

### 2.1.1 Odstopanje napetosti od zelene vrednosti v prenosnem omrežju

Velikost napetosti v prenosnem omrežju je zelo pomembna. Operater prenosnega omrežja želi imeti čim višjo napetost, saj lahko prenizka napetost povzroči napetostni zlom (t.i. "blackout"). Prav tako velikost napetosti vpliva na izgube pri prenosu električne energije. Višja kot je napetost, manjše so izgube. Vseeno pa mora biti velikost napetosti pod dovoljenim najvišjim nivojem, ki ga določa izolacijska zdržnost materiala.

Zaradi tega si operaterji prenosnih omrežij v različnih delih svojih omrežij določijo velikost napetosti, ki jo želijo vzdrževati. V delih omrežij, kjer so priključene elektrarne (velja predvsem za 110 kV omrežje), je lahko ta napetost višja, kot v tistih delih, kjer so predvsem porabniški RTP-ji.

Tako lahko določimo KPI, ki predstavlja odstopanje velikosti napetosti v prenosnem omrežju od zelene vrednosti napetosti. Za obravnavo tega KPI-ja se lahko uporabijo meritve kakovosti napetosti, ki jih operater prenosnega omrežja uporablja na vseh mestih, kjer električna energija zamenja lastništvo, kot to določa slovenska zakonodaja. Meritve so tako postavljene praktično v vseh RTP-jih na 110, 220 in 400 kV napetostnem nivoju. Uporabijo se 10-minutne povprečne vrednosti napetosti, ki se standardno uporabljajo za analizo kakovosti napetosti.

**KPI je sistemski**, saj se lahko poda za celoten napetostni nivo ali za vso prenosno omrežje.



### Odstopanje napetosti od želene vrednosti:

$$ONPO (\%) = \frac{\text{Izmerjena 10-min povprečna napetost} - \text{Želena napetost}}{\text{Želena napetost}} \cdot 100 \% \quad (2.1)$$

### Odstopanje napetosti od želene vrednosti na merilnem mestu v enem letu:

$$LONPO_{\text{merilno mesto,eno leto}} (\%) = \frac{\sum |ONPO (\%)|}{52560} \quad 5 \quad (2.2)$$

### Odstopanje napetosti od želene vrednosti na določenem napetostnem nivoju v enem letu:

$$LONPO_{\text{napetostni nivo,eno leto}} (\%) = \frac{\sum LONPO_{\text{merilno mesto,eno leto}} (\%)}{\text{Skupno število merilnih mest na napetostnem nivoju}} \quad (2.3)$$

### Odstopanje napetosti od želene vrednosti v prenosnem omrežju v enem letu:

$$LONPO_{\text{prenosno omrežje,eno leto}} (\%) = \frac{\sum LONPO_{\text{napetostni nivo,eno leto}} (\%)}{\text{Skupno število napetostnih nivojev}} \quad (2.4)$$

#### 2.1.2 Povečanje prenosne zmogljivosti z DTR principom

Podlaga delovanja DTR (Dynamic Thermal Rating) sistema so modelski izračuni in meritve meteoroloških parametrov vzdolž trase daljnovoda. Na podlagi teh meritev se s pomočjo DTR algoritmov oziroma sistemov dinamično izračunava dovoljena največja obremenitev daljnovoda. Ker se pri projektiranju daljnovodov predvideva, da mora daljnovod izpolnjevati predpisane najmanjše odmike (povese) in največje termične obremenitve v vseh vremenskih pogojih (tudi ko je okolica zelo topla in ni vetra, ki bi hladil vodnike), je v veliki večini časa daljnovod predimenzioniran. To pomeni, da bi ga lahko v tem času obremenili bolj, kot pa je to projektirano. To pa pomeni večjo prenosno zmogljivost tega voda. Vendar pa lahko to storimo le, če smo prepričani, da s tem daljnovod ne bo presegel dovoljene meje temperature vodnikov, ki vpliva na povese in potencialno kršenje varnostnih višin ter na možnost deformacije materiala vodnika.

Uporaba sistema DTR tako poveča prenosno zmogljivost voda brez dodatnih investicij v povečanje prereзов vodnikov ali zamenjave vodnikov s termično bolj vzdržljivimi. V nekaterih posebnih primerih je lahko povečanje prenosne zmogljivosti voda tudi negativno.

Predlagan KPI se lahko uporabi na posameznem vodu, na določenem napetostnem nivoju ali na vsem prenosnem omrežju. V tem primeru postane to **sistemski KPI**. Za izračune se uporabijo podatki o 15-minutnih vrednostih termičnega toka in sicer tako, da se izračuna mediana termičnega toka izračunanega v obdobju enega leta.

---

<sup>5</sup> Upoštevano je leto s 365 dnevi. V primeru prestopnega leta se formula ustrezno popravi.

### Srednje povečanje prenosne zmogljivosti voda v enem letu:

$$PPZ_{vod,eno\ leto} (\%) = \frac{MEDIAN(Termični\ tok\ z\ DTR\ principom\ I_{thDTR(A)}) - Statičen\ termični\ tok\ I_{th(A)}}{Statičen\ termični\ tok\ voda\ I_{th(A)}} \quad (2.5)$$

### Povečanje prenosne zmogljivosti na določenem napetostnem nivoju v enem letu:

$$PPZ_{vsi\ vodi\ na\ napetostnem\ nivoju,eno\ leto} (\%) = \frac{\sum PPZ_{vod,eno\ leto} (\%)}{Skupno\ število\ vodov\ na\ napetostnem\ nivoju} \quad (2.6)$$

### Povečanje prenosne zmogljivosti v prenosnem omrežju v enem letu:

$$PPZ_{prenosno\ omrežje,eno\ leto} (\%) = \frac{\sum PPZ_{vsi\ vodi\ na\ napetostnem\ nivoju,eno\ leto} (\%)}{Skupno\ število\ napetostnih\ nivojev} \quad (2.7)$$

### 2.1.3 Povečanje deleža razpršenih virov v distribucijskem omrežju

Povečanje deleža razpršenih virov v omrežju lahko opazujemo absolutno za posamezno distribucijsko podjetje ali relativno glede na trenutno stanje v omrežju in element ali objekt omrežja (RTP, izvod, TP). Pri relativnem opazovanju je lahko normiranje glede na obstoječe število ali moč.

Povečanje mogoče absolutne moči RV v **distribucijskem podjetju: (sistemski KPI)**

$$PDRV_{distribucijsko\ podjetje} (MW) = Nova\ mogoča\ delovna\ moč\ RV\ v\ distr.\ podj. \quad (2.8)$$

Povečanje deleža mogoče moči RV v distribucijskem podjetju glede na skupno inštalirano moč v celotnem omrežju distribucijskega podjetja:

$$PDRVIM_{distribucijsko\ podjetje} (pu) = \frac{Nova\ mogoča\ delovna\ moč\ RV\ v\ distribuc.podjetju}{Inštalirana\ moč\ vseh\ uporabnikov\ omrežja\ distr.pod.} \quad (2.9)$$

Povečanje deleža mogoče moči RV v distribucijskem podjetju glede na inštalirano moč vseh RV-jev v celotnem omrežju distribucijskega podjetja:

$$PDRVIRV_{distribucijsko\ podjetje} (pu) = \frac{Nova\ mogoča\ delovna\ moč\ RV\ v\ distribuc.podjetju}{Inštalirana\ moč\ vseh\ RV-jev\ v\ omrežju\ distr.pod.} \quad (2.10)$$

Povečanje mogoče absolutne moči RV **na območju RTP-ja:**

$$PDRV_{RTP} (MW) = Nova\ mogoča\ delovna\ moč\ RV\ na\ območju\ RTP - ja \quad (2.11)$$

Povečanje deleža mogoče moči RV na območju RTP-ja glede na skupno inštalirano moč na območju RTP-ja:

$$PDRVIM_{RTP} \text{ (pu)} = \frac{\text{Nova mogoča delovna moč RV v RTP}}{\text{Inštalirana moč vseh uporabnikov v RTP}} \quad (2.12)$$

Povečanje deleža mogoče moči RV na območju RTP-ja glede na inštalirano moč vseh RV-jev na območju RTP-ja:

$$PDRVIRV_{RTP} \text{ (pu)} = \frac{\text{Nova mogoča delovna moč RV v RTP}}{\text{Inštalirana moč vseh RV-jev v RTP}} \quad (2.13)$$

Povečanje mogoče absolutne moči RV **na SN izvodu**:

$$PDRV_{SN \text{ izvod}} \text{ (MW)} = \text{Nova mogoča delovna moč RV na območju SN izvoda} \quad (2.14)$$

Povečanje deleža mogoče moči RV na območju SN izvoda glede na skupno inštalirano moč na SN izvodu:

$$PDRVIM_{SN \text{ izvod}} \text{ (pu)} = \frac{\text{Nova mogoča delovna moč RV na SN izvodu}}{\text{Inštalirana moč vseh uporabnikov na SN izvodu}} \quad (2.15)$$

Povečanje deleža mogoče moči RV na območju SN izvoda glede na inštalirano moč vseh RV-jev na območju SN izvoda:

$$PDRVIRV_{SN \text{ izvod}} \text{ (pu)} = \frac{\text{Nova mogoča delovna moč RV na SN izvodu}}{\text{Inštalirana moč vseh RV-jev na SN izvodu}} \quad (2.16)$$

Povečanje mogoče absolutne moči RV **na območju TP-ja**:

$$PDRV_{TP} \text{ (MW)} = \text{Nova mogoča delovna moč RV na območju TP} \quad (2.17)$$

Povečanje deleža mogoče moči RV na območju TP-ja glede na skupno inštalirano moč na območju RTP-ja:

$$PDRVIM_{TP} \text{ (pu)} = \frac{\text{Nova mogoča delovna moč RV v TP}}{\text{Inštalirana moč vseh uporabnikov v TP}} \quad (2.18)$$

Povečanje deleža mogoče moči RV na območju TP-ja glede na inštalirano moč vseh RV-jev na območju TP-ja:

$$PDRVIRV_{TP} \text{ (pu)} = \frac{\text{Nova mogoča delovna moč RV v TP}}{\text{Inštalirana moč vseh RV-jev v TP}} \quad (2.19)$$

Pri vseh izračunih KPI se pri obravnavi mogoče moči RV-jev na SN in/ali NN izvodih upošteva naslednja porazdelitev RV-jev vzdolž izvoda:

- 20 % delovne moči RV-jev na začetku voda,
- 40 % delovne moči RV-jev na sredini voda in
- 40 % delovne moči RV-jev na koncu voda.

### 2.1.4 Zmanjševanje konice v distribucijskem omrežju

Zmanjševanje konice v distribucijskem omrežju lahko opazujemo kot razliko med doseženo najvišjo letno **konico delovne moči** v obravnavanem delu omrežja in preteklo najvišjo letno konico delovne moči v obravnavanem delu omrežja, vsakič normirano na inštalirano delovno moč končnih odjemalcev.

Najprej izračunamo **količnik konice (KK)** za določen *del omrežja* (RTP, SN izvod ali TP) **pred** izvedbo ukrepov:

$$KK_{del\ omrežja}^{pred} (pu) = \frac{\text{Dosežena Najvišja letna konica delovne moči v delu omrežja}}{\text{Inštalirana moč vseh uporabnikov v delu omrežja}} \quad (2.20)$$

nato izračunamo količnik konice (KK) za določen *del omrežja* (RTP, SN izvod ali TP) **po** izvedbi ukrepov:

$$KK_{del\ omrežja}^{po} (pu) = \frac{\text{Dosežena Najvišja letna konica delovne moči v delu omrežja}}{\text{Inštalirana moč vseh uporabnikov v delu omrežja}} \quad (2.21)$$

Količnik zmanjševanje konice dobimo z razliko količnika konice pred izvedbo ukrepov in po izvedbi ukrepov. Lahko jo vrednotimo na nivoju **RTP-ja, SN izvoda** ali **TP-ja**:

$$ZK_{RTP} (pu) = KK_{RTP}^{pred} (pu) - KK_{RTP}^{po} (pu) \quad (2.22)$$

$$ZK_{SN\ izvod} (pu) = KK_{SN\ izvod}^{pred} (pu) - KK_{SN\ izvod}^{po} (pu) \quad (2.23)$$

$$ZK_{TP} (pu) = KK_{TP}^{pred} (pu) - KK_{TP}^{po} (pu) \quad (2.24)$$

### 2.1.5 Zmanjševanje izgub v distribucijskem omrežju

Zmanjševanje izgub v distribucijskem omrežju lahko opazujemo kot količnik med doseženimi **izgubami** v obravnavanem delu omrežja in preteklimi izgubami v obravnavanem delu omrežja, normiranimi na inštalirano delovno moč končnih odjemalcev.

Najprej izračunamo **količnik izgub (KI)** za določen *del omrežja* (RTP, SN izvod ali TP) **pred** izvedbo ukrepov:

$$KI_{del\ omrežja}^{pred} (pu) = \frac{\text{osežene izgube v delu omrežja}}{\text{Inštalirana moč vseh uporabnikov v delu omrežja}} \quad (2.25)$$

nato izračunamo količnik izgub (KI) za določen *del omrežja* (RTP, SN izvod ali TP) **po** izvedbi ukrepov:

$$KI_{del\ omrežja}^{po} (pu) = \frac{\text{Dosežene izgube v delu omrežja}}{\text{Inštalirana moč vseh uporabnikov v delu omrežja}} \quad (2.26)$$

Količnik zmanjševanje izgub dobimo z razliko količnika konice pred izvedbo ukrepov in po izvedbi ukrepov. Lahko jih vrednotimo na nivoju **RTP-ja, SN izvoda ali TP-ja**:

$$ZI_{RTP}(\text{pu}) = KI_{RTP}^{pred}(\text{pu}) - KI_{RTP}^{po}(\text{pu}) \quad (2.27)$$

$$ZI_{SN \text{ izvod}}(\text{pu}) = KI_{SN \text{ izvod}}^{pred}(\text{pu}) - KI_{SN \text{ izvod}}^{po}(\text{pu}) \quad (2.28)$$

$$ZI_{TP}(\text{pu}) = KI_{TP}^{pred}(\text{pu}) - KI_{TP}^{po}(\text{pu}) \quad (2.29)$$

### 2.1.6 Povečanje zmogljivosti napajanja polnilne infrastrukture za električna vozila

Povečanje zmogljivosti napajanja polnilne infrastrukture za električna vozila v distribucijskem omrežju lahko opazujemo kot količnik med doseženo **zmogljivostjo napajanja polnilne infrastrukture** za električna vozila v obravnavanem delu omrežja in preteklo zmogljivostjo napajanja polnilne infrastrukture za električna vozila v obravnavanem delu omrežja. Lahko jo vrednotimo na nivoju **celotnega distribucijskega podjetja, RTP-ja, SN izvoda ali TP-ja**:

$$PZNPI_{distr.podj.}(\text{pu}) = \frac{\text{Dosežena zmogljivost napajanja polnilne infrastrukture d.p.}}{\text{Preteklazmogljivost napajanja polnilne infrastrukture d.p.}} \quad (2.30)$$

$$PZNPI_{RTP}(\text{pu}) = \frac{\text{Dosežena zmogljivost napajanja polnilne infrastrukture RTP-ja}}{\text{Preteklazmogljivost napajanja polnilne infrastrukture RTP-ja}} \quad (2.31)$$

$$PZNPI_{SN \text{ izv.}}(\text{pu}) = \frac{\text{Dosežena zmogljivost napajanja polnilne infrastrukture SN izv.}}{\text{Preteklazmogljivost napajanja polnilne infrastrukture SN izv.}} \quad (2.32)$$

$$PZNPI_{TP}(\text{pu}) = \frac{\text{Dosežena zmogljivost napajanja polnilne infrastrukture TP-ja}}{\text{Pretekla zmogljivost napajanja polnilne infrastrukture TP-ja}} \quad (2.33)$$

### 2.1.7 Povečanje prenosne zmogljivosti v prenosnem omrežju

Povečanje prenosne zmogljivosti v prenosnem omrežju lahko opazujemo kot količnik med doseženo **prenosno zmogljivostjo** v obravnavanem delu prenosnega omrežja in preteklo prenosno zmogljivostjo v obravnavanem delu prenosnega omrežja. Lahko jo vrednotimo na nivoju **celotnega prenosnega podjetja**, ali samo **določenega voda**:

$$PPZ_{\text{prenosno podjetje}} (\text{pu}) = \frac{\text{Dosežena skupna prenosna zmogljivost vseh vodov prenosnega omr.}}{\text{Pretekla skupna prenosna zmogljivost vseh vodov prenosnega omr.}} \quad (2.34)$$

$$PPZ_{\text{vod}} (\text{pu}) = \frac{\text{Dosežena prenosna zmogljivost voda}}{\text{Preteklaprenosna zmogljivost voda}} \quad (2.35)$$

### 2.1.8 Povečanje razpoložljivosti podatkov za uporabnike omrežja oziroma povečanje števila novih storitev

Podatki so osnova za nove storitve ter za varčno in učinkovito rabo električne energije. Zato je toliko bolj pomembno, da je uporabnikom podatkov omogočen dostop do njih. Osredotočili se bomo na naslednje podatke:

- Podatki iz Naprednega merilnega sistema (NMS) za končne uporabnike omrežja
  - Podatki o porabi/proizvodnji za pretekli dan dostopni preko spletnega portala ali API vmesnika:
    - dnevni odčitki,
    - 15-minutni obremenilni diagrami.
  - Sprotni podatki o porabi/proizvodnji preko uporabniškega vmesnika I1 pametnega števca [27] ali drugega primernege vmesnika (dajalnika impulzov, led indikatorja), ki omogoča neposredno registriranje energijskih pretokov števca.
- Obratovalni podatki (P, Q, U) proizvodnje razpršenih virov v realnem času.
- Agregirani in/ali pseudoanomizirani podatki primerni za uporabo v konceptu odprtih podatkov<sup>6</sup> – Odprti podatki Slovenije - OPSI [28].
- Podatki potrebni agregatorjem za izvajanje storitev upravljanje s porabo (DSM/DR) ter naprednih sistemskih storitev (npr. upravljanje s hranilniki energije, izvajanje sekundarne regulacije frekvence, ipd.) – podatki se zagotovijo preko ustreznega API oziroma z izmenjavo podatkov preko ustreznega komunikacijskega protokola.

Definiramo lahko naslednje KPI s področja NMS:

$$PSNMS1D_{\text{distr.podj}} (\%) = \frac{\text{Število merilnih mest z dostopnimi dnevnimi odčitki preko spletnega portala ali API.}}{\text{Število merilnih mest z nameščenimi pametnimi števci.}} \cdot 100 \quad (2.36)$$

$$PSNMS15_{\text{distr.podj}} (\%) = \frac{\text{Število merilnih mest z dostopnimi 15-min. obremenilnimi diagrami preko spletnega portala ali API.}}{\text{Število merilnih mest z nameščenimi pametnimi števci.}} \cdot 100 \quad (2.37)$$

<sup>6</sup> Zbirke odprtih podatkov so brezplačno dostopne in omogočajo razvoj inovativnih spletnih in mobilnih aplikacije ter storitev.

$$PSNMSI_{distr.podj} (\%)^7 = \frac{\text{Število merilnih mest z omogočenim dostopom do vmesnika I1.}}{\text{Število merilnih mest z nameščenimi pametnimi števci.}} 100 \quad (2.38)$$

S področja vključevanje razpršenih virov lahko definiramo naslednji KPI:

$$PSRV_{distr.podj} (\%) = \frac{\text{Število elektrarn z omogočenim dostopom do obratovalnih meritev v realnem času preko API.}}{\text{Število elektrarn}} 100 \quad (2.39)$$

Za področje odprtih podatkov je težko določiti ustrezen KPI, vsekakor pa je treba podjetja, ki izvajajo gospodarsko javno službo distribucije in prenosa električne energije, vzpodbujati, da dajo na voljo agregirane in/ali pseudoanonimizirane podatke primerne za uporabo v konceptu Odprti podatki Slovenije – OPSI [28]. Na osnovi teh podatkov se lahko razvijejo zanimive aplikacije tudi s področja učinkovite in varčne rabe, bolj optimalne izkoriščenosti energetske infrastrukture, ipd.

Prav tako je težko določiti KPI s področja omogočanja dostopa podatkov za potrebe naprednih sistemskih storitev in upravljanja s porabo, kar izvajajo agregatorji oziroma zunanji izvajalci storitev.

## 2.2 Predlog izbire ustreznih KPI za integracijo sistemov

Učinki integracije se odražajo predvsem v prihrankih časa in posledično stroškov dela. Za določene sisteme je integracija ključnega pomena, da jih sploh lahko uvedemo – tak sistem je ADMS v elektrodistribucijskem omrežju. Nekatere integracije, predvsem izmenjave podatkov med operaterji omrežja, so zahtevane s strani regulative. Univerzalne KPI bi bilo zato v primeru integracije sistemov težko določiti.

Je pa vsekakor smiselno vzpodbujati standardiziran način integracije, ki je skladen z Evropsko referenčno arhitekturo za pametna omrežja, kot je opredeljena v dokumentih, ki jih je pripravila CEN-CENELC-ETSI Smart Grid Coordination Group:

- Referenčna arhitektura - RA – *Reference Architecture*, Referenčna arhitektura - RA – *Reference Architecture* [29],
- Nabor standardov- FSS - *First set of Standards* [30] in *Set of standards, Version 3.1* [31],
- Trajnostni proces standardizacije in pripadajoča orodja za skupinsko delo - SP – *Sustainable Processes* in Trajnostni proces standardizacije in pripadajoča orodja za skupinsko delo - SP – *Sustainable Processes* [32];

---

<sup>7</sup> Pri dostopu do vmesnika I1 gre prvenstveno za interes uporabnika (ali pooblaščenega izvajalca storitev). SODO ne more vplivati na ta interes, lahko pa vpliva na standardizacijo / harmonizacijo I1 in je ta KPI torej treba gledati iz vidika zagotovljenega standardiziranega dostopa do podatkov, ki so na voljo preko vmesnika I1.



- Priporočila za informacijsko varnost - *SGIS – Smart Grid Information Security*. Priporočila za informacijsko varnost - *SGIS – Smart Grid Information Security* [33];

in skladen s standardi oziroma z dokumenti, ki so zajeti v okviru ENTSO-E *Electronic Data Interchange (EDI) Library* [34].

## 2.3 Predlog izbire ustreznih KPI za komunikacije na področju pametnih omrežij

Komunikacijske tehnologije so ključen podporni element pametnih omrežij. Izmenjava podatkov z napravami pametnega omrežja omogoča nadzor in vodenje obratovanja, spremljanje stanja in spoznavnost omrežij v realnem času, spreminjanje delovnih karakteristik omrežja kot odziv na nova stanja, upravljanje sistemskih storitev, prenos podatkov za zaračunavanje in nastopanje na trgih električne energije.

Pri načrtovanju in realizaciji komunikacijskih rešitev moramo zagotoviti:

- informacijsko varnost (na celotni verigi od končne naprave do AEMS/ADMS),
- zanesljivost obratovanja,
- skalabilnost (razširljivost), glede na
  - število priključenih naprav,
  - prenosne podatkovne zmogljivosti,
  - funkcionalno nadgradnjo (npr. prenosni protokoli, daljinska programska nadgradnja),
- cenovno učinkovitost skozi celoten življenjski cikel.

Predlog parametrov za merjenje in ugotavljanje učinkovitosti izvedb komunikacijskih rešitev za podporo delovanja v pametnih omrežjih je vezan na ukrepe predstavljene v prejšnjih poglavjih. Ti so kot lista funkcionalnosti za komunikacijska omrežja zajeti v tabeli 2.2. Funkcionalnosti smo opredelili za področja: informacijska varnost, komunikacijsko omrežje, komunikacijske protokole, namen uporabe. V stolpcu *Vrednost* ali *Stanje* smo z "izvedba" opredelili potrebo po izvedbi te funkcionalnosti oziroma z drugim opisom kot možnosti izvedbe. V stolpcu *Primeri* so navedeni tipični primeri izvedbe ali primernih standardov.

Predlagamo, da izvajalci energetskih rešitev podajo ključne podatke o izvedbi komunikacijskih rešitev, s poudarkom na informacijski varnosti in opišejo uporabljene rešitve. Regulator bo lahko spremljal napredek izvedb teh rešitev in s časom predpisal minimalne zahteve za izvedbo pred priključitvijo naprev v pametna omrežja, za katere je tabela 2.2 lahko osnova.



Tabela 2.2: Funkcionalne zahteve komunikacijskih tehnologij za podporo delovanja v pametnih omrežjih.

Parameter (KPI)	Vrednost ali stanje	Primer ali opomba
<b>Informacijska varnost</b>		
Varnostni mehanizmi nadzora omrežja	izvedba	OAM (operations, administrations, management), provisioning SNMP, FTP
Varnostni mehanizmi omrežnega kontrolno-signalizacijskega nivoja	izvedba	nastavitev usmerjevalnikov, inciranje storitev, nadzor aplikacij BGP, OSPF, ICMP, DNS, DHCP
Varnostni mehanizmi uporabniškega nivoja	izvedba	uporabniški podatkovni tok, interakcije med aplikacijami HTTP, TCP, UDP, IPSec, TLS
Kontrola dostopa do elementov omrežja, storitev	izvedba	geslo, ACL (access control list), požarni zid
Avtentikacija identitete	izvedba	digitalni podpis, certifikat, PKI
Nezatajljivost (non-repudiation) izvedbe aktivnosti	izvedba	sistemski zapisi (log), digitalni podpis, blockchain
Zaupnost podatkov	izvedba	šifriranje, TLS, DTLS
Varnost komunikacijskega kanala, prenos le v smeri izvor → ponor	tipi protokolov	VPN, MPLS, IPSec
Celovitost (integrity), sprejeti podatek je enak oddanemu	izvedba	SHA-2, SHA-3, digitalni podpis, anti virus programska oprema
Razpoložljivost legitimnim napravam in uporabnikom	izvedba	IPS, redundanca omrežnih elementov
Zasebnost identifikacije in uporabe omrežja	izvedba	šifriranje, NAT
<b>Komunikacijsko omrežje</b>		
Fizični dostop	energetski vod, žično, brezžično	PLC, optično vlakno, 3G, 4G, WiFi
Zakupljena (nazivna) bitna hitrost	bitna hitrost	1 Mb/s up, 1 Mb/s down
Dosegljiva bitna hitrost	bitna hitrost po Speedtest	
Redundanca na nivoju elementov	tip izvedbe	N+1, N+2, hot+spare, dual active
Redundanca na nivoju omrežja	tip izvedbe	dva komunikacijska kanala, primaren-sekundaren/aktiven-pasiven komunikacijski kanal
Redundanca fizičnega dostopa omrežja	tip izvedbe	fiber/mobilni, fiber/WiFi, PLC/mobilni
Redundanca na nivoju protokola	tip izvedbe	STP, RSTP, VRRP, TRILL
Usmerjanje in tuneliranje prometa	MPLS, L2, L3,	L2 VPN, L3 VPN, L2TP, MPLS
QoS mehanizmi	izvedba	DiffServ, DSCP, LTE QCI
Časovna sinhronizacija	izvedba	IEEE1588v2, NTP, GPS
Upravljalce, lastnik dostopovnega omrežja (NAN/FAN)	operater energetskega omrežja, telekomunikacijski ponudnik storitev, privatno lokalno	

	omrežje	
Upravljalca, lastnika WAN omrežja	operater energetskega omrežja, telekomunikacijski ponudnik storitev, privatno lokalno omrežje	
<b>Komunikacijski protokoli</b>		
IP sklad za prenos storitev	Link-Internet-Transport-Application opredelitev uporabljenih protokolov	Ethernet-IP-TCP-HTTP, Ethernet-IP-TCP-MQTT, IEC 61870-5-104, IEC 61870-6 (ICCP)
Ne-IP sklad za prenos storitev	Ethernet-Transport-Application opredelitev uporabljenih protokolov	IEC 61850 GOOSE
Programski vmesniki za vsako storitev	Storitev/Vmesniki	RESTful, SOAP, HTTP/S, OPC UA, OpenADR
Integracija sistemov	Izvedba	IEC 61968-100 (semantiko pa določajo: IEC 62325, IEC 61968, IEC 61970)
<b>Tipi storitev in namen</b>		
Številne meritve	Perioda zajema, protokol	DLMS/COSEM
Upravljanje naprav	Perioda transakcij, protokol	daljinski nadzor naprave in spreminjanje parametrov
Spoznavnost (> 1 s zajem podatkov)	Perioda zajema, protokol	SCADA, IEC 61850
Spoznavnost (< 1 s zajem podatkov)	Perioda zajema, protokol	PMU, IEEE C37.118
Sodelovanje na trgu električne energije	Perioda transakcij, protokol	

Predlog parametrov za merjenje in ugotavljanje učinkovitosti izvedb komunikacijskih rešitev za podporo delovanja v pametnih omrežjih je vezan na ukrepe predstavljene v prejšnjih poglavjih. Izpostavili smo informacijsko varnost, priklop na komunikacijsko omrežje in uporabljene protokole, zanesljivost obratovanja in aplikacijske vmesnike.

## ZAKLJUČKI

Slovensko elektroenergetsko omrežje, tako distribucijsko, kot tudi prenosno, je soočeno s spremembami, ki občutno posegajo v dosednji način njegovega načrtovanja, vodenja in obratovanja.

Distribucijsko omrežje, ki ni bilo načrtovano za priključevanje razpršenih virov, gosti vedno več le-teh. V omrežje se ti viri priključujejo tam, kjer so za to na voljo naravne danosti, potrebne za njihovo obratovanje: sonce, veter, voda. To pa ni nujno tudi mesto, kjer bi bila priključitev ugodna za razmere v omrežju. Tako so razpršeni viri po navadi na koncih vodov, kjer so napetostne razmere najbolj odvisne od dogodkov v omrežju in njegove obremenitve. Bivši porabniki se prelevijo v uporabnike omrežja, ki električno energijo tudi pošiljajo v omrežje. S tem se razmere v omrežju močno spremenijo.

Električna vozila oziroma polnilna infrastruktura in drugi večji porabniki (npr. toplotne črpalke) so drugi ključen dejavnik, na katerega trenutno distribucijsko omrežje zagotovo ni pripravljena v smislu masovne integracije. Na primer nizkonapetostno distribucijsko omrežje se namreč načrtuje za relativno nizke faktorje istočasnosti, kar ne zagotavlja dovolj moči za množično polnjenje. Časovna komponenta polnjenja je zelo pomembna, na primer ponoči je odsotna električna energija iz fotonapetostnih elektrarn, ki čez dan relativno dobro sovпада s povišano dnevno porabo.

Ključni izzivi operaterjev prenosnih omrežij so zagotavljanje zanesljivega in stabilnega obratovanja elektroenergetskega sistema ob spremenjenih razmerah, ko je v sistemu velik (in še naraščajoč) delež slabo napovedljive razpršene proizvodnje iz obnovljivih virov, ki se v sistem priključujejo preko močnostne elektronike, posledično čedalje manj klasičnih virov z velikimi sinhronimi generatorji, kar vse pomeni zmanjšano inercijo sistema, manjše kratkostične tokove, itd. Velikega pomena je zagotavljanje ustreznih sistemskih rezerv za izravnavanje sistema. Izzive predstavljajo tudi velike potrebe po čezmejnem trgovanju z električno energijo. Pomembna je tudi problematika zagotavljanja ustreznih napetostnih razmer. Dodamo lahko še problem zahtevnega umeščanja infrastrukture v prostor, kar ima za posledico omejitve pri gradnji novih objektov in posledično potrebo po boljši izkoriščenosti obstoječe infrastrukture.

Vsi ti izzivi in težave, ki so podrobneje navedeni v študiji, zahtevajo velike investicije v jačanje omrežja, ki pa se jih da optimirati z uporabo rešitev pametnih omrežij.

Ker se te rešitve do sedaj še niso množično uporabljale, jih tudi še ne moremo ustrezno vrednotiti in operaterje omrežij pravično stimulirati k njihovi uporabi. Zaradi tega so v študiji predlagani določeni parametri učinkovitosti ukrepov ter pogoji za uporabo le-teh v regulaciji. Nekateri parametri so lažje merljivi, zato je tudi določitev KPI, ki vsebuje te parametre, bolj trivialna. Spet drugi parametri so težje določljivi, zato lahko KPI trenutno določimo zgolj opisno.

Trenutno se po naši oceni kot najprimernejši za uporabo v pametni regulaciji kažejo KPI, ki smo jih določili v okviru področij:

- odstopanje napetosti od zelene vrednosti v prenosnem omrežju (sistemski KPI),
- povečanje prenosne zmogljivosti z DTR principom (sistemski KPI),
- povečanje deleža razpršenih virov v omrežju (sistemski KPI) in
- zmanjševanje konice v distribucijskem omrežju.

Predlagamo, da se možnost uvedbe KPI s teh področij še podrobneje razišče in izvede analiza izhodiščnih vrednosti.

Poleg tega so primerni za uporabo naslednji KPI s področja povečanja razpoložljivosti podatkov za uporabnike omrežja oziroma povečanje števila novih storitev:

- podatki o porabi/proizvodnji za pretekli dan iz Naprednega merilnega sistema dostopni preko spletnega portala ali API vmesnika:
  - dnevni odčitki,
  - 15-minutni obremenilni diagrami;
- sprotni podatki o porabi/proizvodnji preko uporabniškega vmesnika II pametnega števca [27] ali drugega primerne vmesnika (dajalnika impulzov, led indikatorja), ki omogoča neposredno registriranje energijskih pretokov števca. Poudariti je treba, da gre pri dostopu do teh podatkov prvenstveno za interes uporabnika (ali pooblaščenega izvajalca storitev). SODO ne more vplivati na ta interes, lahko pa vpliva na standardizacijo / harmonizacijo II in je ta KPI torej treba gledati iz vidika zagotovljenega standardiziranega dostopa do podatkov, ki so na voljo preko vmesnika II.
- obratovalni podatki (P, Q, U) proizvodnje razpršenih virov v realnem času.

Vsi zgoraj naštetih KPI so sistemski.

Izvajalce GJS distribucije in prenosa električne energije je treba tudi vzpodbujati, da dajo na voljo agregirane in/ali pseudoanonimizirane podatke primerne za uporabo v konceptu Odprti podatki Slovenije – OPSI [28]. Konkretni KPI s tega področja se ne da določiti.

## LITERATURA

- [1] I. Papič in dr., *Program razvoja pametnih omrežij v Sloveniji. Del 1, Distribucijsko omrežje*. Ljubljana; Fakulteta za elektrotehniko: Elektroinštitut Milan Vidmar, 2012.
- [2] G. Omahen in dr., *Strateški načrt uvajanja koncepta pametnih omrežij v Sloveniji : študija št. 2252. Prenosno omrežje*. Ljubljana: Elektroinštitut Milan Vidmar, 2014.
- [3] „Position paper on Smart Grids. An ERGEG Conclusions Paper. Ref: E10-EQS-38-05.“ ERGEG, 10-jun-2010.
- [4] L. Lo Schiavo in Delfanti, Maurizio, „Changing the regulation for regulating the change“.
- [5] „Akt o metodologiji za določitev regulativnega okvira in metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje“, *pisrs*. [Na spletu]. Dostopno na: <http://pisrs.si>. [Pridobljeno: 12-mar-2017].
- [6] D. Matvoz in R. Leskovec, *Prenova Navodila za priključevanje in obratovanje elektrarn inštalirane električne moči do 10 MW : (Priloga 5 SONDO 2011) : študija št. 2265*. Ljubljana: Elektroinštitut Milan Vidmar, 2015.
- [7] „Sistemska obratovalna navodila za distribucijsko omrežje električne energije (SONDO)“. Uradni list RS 41/2011, 30-sep-2011.
- [8] G. Omahen, A. Souvent, in J. Kosmač, *Tehnično ekonomska analiza uvedbe vodenja porabe gospodinjskih odjemalcev : študija št. 2042*. Ljubljana: Elektroinštitut Milan Vidmar, 2010.
- [9] „Commission proposes new rules for consumer centred clean energy transition - European Commission“. [Na spletu]. Dostopno na: <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>. [Pridobljeno: 15-mar-2017].
- [10] „Proposal for a directive of the European parliament and of the council on common rules for the internal market in electricity“. European Commission, 30-nov-2016.
- [11] „Uredba o samooskrbi z električno energijo iz obnovljivih virov energije“, *pisrs*. [Na spletu]. Dostopno na: <http://pisrs.si>. [Pridobljeno: 20-jan-2017].
- [12] „Sistemska obratovalna navodila za prenosno omrežje električne energije SONPO-E“. Uradni list RS 71/12, 21-sep-2012.
- [13] D. Matvoz in M. Maksić, *Regulacija napetosti in prevzem jalove moči iz SN omrežja v skladu z zahtevami projekta Izgradnja kompenzacijskih naprav in drugih elementov za regulacijo jalove moči : študija št. 2195*. Ljubljana: Elektroinštitut Milan Vidmar.
- [14] A. Souvent, „Pomen integracije sistemov v okviru koncepta pametnih omrežij“, predstavljeno na Enajsta konferenca slovenskih elektroenergetikov, Laško, 27.-29. maj 2013, 2013, str. Str. 1-7.
- [15] A. Souvent in J. Stojanović, *Analiza stanja ter smernice za naprej distribucijskega centra vodenja Elektro Ljubljana : študija št. 2236*. Ljubljana: Elektroinštitut Milan Vidmar, 2015.
- [16] „CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group’s deliverables“. [Na spletu]. Dostopno na: <ftp://ftp.cen.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/>. [Pridobljeno: 29-apr-2015].

- [17] „Smart Grid Mandate M490, Standardization Mandate to European Standardisation Organisations (ESOs) to support European Smart Grid deployment“. European Commission, Directorate-general for energy, Brussels, 01-mar-2011.
- [18] A. Souvent, *Integracija informacijskih sistemov v konceptu pametnih omrežij: magistrsko delo*. Ljubljana: [A. Souvent], 2016.
- [19] „Network Code on Operational Security“. ENTSO-E, 24-sep-2013.
- [20] A. Souvent, J. Kosmač, M. Pantoš, R. Vončina, in M. Maksič, „SUMO - a system for real-time assessment and short-term forecast of operational limits in the Slovenian transmission network“, predstavljeno na South East European Regional CIGRÉ Conference, Portorož, 2016.
- [21] J. Kosmač, J. Kostevc, A. Souvent, in M. Pantoš, „Sistem za ugotavljanje meja obratovanja - SUMO = The sistem for dynamic line rating - SUMO“, predstavljeno na Dvanajsta konferenca slovenskih elektroenergetikov, Portorož, 25.-27. maj 2015, 2015, str. Str. [1-9].
- [22] D. Matvoz, *Zmanjševanje kolebanja napetosti s statičnim kompenzatorjem: magistrsko delo*. Ljubljana: [D. Matvoz], 2004.
- [23] „APG - Market Information - Cross border cooperation on primary control“. [Na spletu]. Dostopno na: <https://www.apg.at/en/market/balancing/primary-control/cooperation>. [Pridobljeno: 30-jan-2017].
- [24] „APG - Market Information - Secondary control“. [Na spletu]. Dostopno na: <https://www.apg.at/en/market/balancing/secondary-control/Kooperation>. [Pridobljeno: 30-jan-2017].
- [25] „Project Overview - FutureFlow: FutureFlow“. [Na spletu]. Dostopno na: <http://www.futureflow.eu/>. [Pridobljeno: 30-jan-2017].
- [26] „Network Codes“. [Na spletu]. Dostopno na: <http://networkcodes.entsoe.eu/>. [Pridobljeno: 06-okt-2015].
- [27] A. Souvent, D. Matvoz, M. Maksič, in R. Srnc, „Tehnične zahteve za napredni merilni sistem glede izmenjave podatkov, študija št. 2330“. EIMV, 2016.
- [28] „OPSI - Odprti podatki Slovenije“. [Na spletu]. Dostopno na: <https://podatki.gov.si/>. [Pridobljeno: 10-maj-2017].
- [29] „Smart Grids Reference Architecture“. CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, nov-2012.
- [30] „First set of standards“. CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, nov-2012.
- [31] „SGCG/M490/G\_Smart Grid Set of standards, Version 3.1“. CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, okt-2014.
- [32] „Sustainable Processes“. CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, nov-2012.
- [33] „Smart Grid Information Security“. CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, nov-2012.
- [34] „Electronic Data Interchange Library“. [Na spletu]. Dostopno na: <https://www.entsoe.eu/publications/electronic-data-interchange-edilibrary/Pages/default.aspx>. [Pridobljeno: 15-mar-2017].