

UNIVERZA V LJUBLJANI  
EKONOMSKA FAKULTETA

MAGISTRSKO DELO

**ANALIZA SPREMEMB NA TRGU ZA IZRAVNAVO ODPSTOPANJ  
ELEKTRIČNE ENERGIJE V AVSTRIJI**

Ljubljana, junij 2017

KLEMEN ČOHA

## IZJAVA O AVTORSTVU

Podpisani Klemen Čoha, študent Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, avtor predloženega dela z naslovom Analiza sprememb na trgu za izravnavo odstopanj električne energije v Avstriji, pripravljenega v sodelovanju s svetovalcem izr. prof. dr. Matejem Švigljem

### IZJAVLJAM

1. da sem predloženo delo pripravil samostojno;
2. da je tiskana oblika predloženega dela istovetna njegovi elektronski obliki;
3. da je besedilo predloženega dela jezikovno korektno in tehnično pripravljeno v skladu z Navodili za izdelavo zaključnih nalog Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, kar pomeni, da sem poskrbel, da so dela in mnenja drugih avtorjev oziroma avtoric, ki jih uporabljam oziroma navajam v besedilu, citirana oziroma povzeta v skladu z Navodili za izdelavo zaključnih nalog Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani;
4. da se zavedam, da je plagiatorstvo – predstavljanje tujih del (v pisni ali grafični obliki) kot mojih lastnih – kaznivo po Kazenskem zakoniku Republike Slovenije;
5. da se zavedam posledic, ki bi jih na osnovi predloženega dela dokazano plagiatorstvo lahko predstavljalo za moj status na Ekonomski fakulteti Univerze v Ljubljani v skladu z relevantnim pravilnikom;
6. da sem pridobil vsa potrebna dovoljenja za uporabo podatkov in avtorskih del v predloženem delu in jih v njem jasno označil;
7. da sem pri pripravi predloženega dela ravnal v skladu z etičnimi načeli in, kjer je to potrebno, za raziskavo pridobil soglasje etične komisije;
8. da soglašam, da se elektronska oblika predloženega dela uporabi za preverjanje podobnosti vsebine z drugimi deli s programsko opremo za preverjanje podobnosti vsebine, ki je povezana s študijskim informacijskim sistemom članice;
9. da na Univerzo v Ljubljani neodplačno, neizključno, prostorsko in časovno neomejeno prenašam pravico shranitve predloženega dela v elektronski obliki, pravico reproduciranja ter pravico dajanja predloženega dela na voljo javnosti na svetovnem spletu preko Repozitorija Univerze v Ljubljani;
10. da hkrati z objavo predloženega dela dovoljujem objavo svojih osebnih podatkov, ki so navedeni v njem in v tej izjavi.

V Ljubljani, dne 5.6.2017

Podpis študenta: \_\_\_\_\_

# KAZALO

<b>UVOD .....</b>	<b>1</b>
<b>1 TRG ELEKTRIČNE ENERGIJE V EVROPSKI UNIJI.....</b>	<b>3</b>
1.1 Zgodovina razvoja skupnega evropskega trga električne energije .....	3
1.2 Osnove delovanja trgov električne energije.....	5
1.3 Vpliv večanja proizvodnje elektrike iz obnovljivih virov .....	7
<b>2 TRG ZA IZRAVNAVO ODPSTOPANJ ELEKTRIČNE ENERGIJE V EVROPSKI UNIJI .....</b>	<b>10</b>
2.1 Akterji na trgu izravnave odstopanj.....	10
2.2 Oblike rezerv za zagotovitev izravnave odstopanj .....	12
2.3 Cilji EU glede razvoja trga za izravnavo odstopanj .....	17
2.3.1 Optimizacija virov vetrne energije .....	17
2.3.2 Organizacija trgov .....	20
2.3.3 Uvedba prilagajanja odjema .....	20
2.3.4 Povečanje konkurence .....	21
2.4 Nove metode in modeli trga za izravnavo odstopanj.....	22
2.4.1 Prilagajanje odjema .....	22
2.4.1.1 Delovanje prilagajanja odjema z zmanjšanjem ali povečanjem potrošnje v primeru potrebe po izravnavi odstopanj .....	24
2.4.1.2 Delovanje prilagajanja odjema s premikom potrošnje .....	24
2.4.2 Virtualne elektrarne .....	26
2.4.3 Čezmejno sodelovanje na trgu za izravnavo odstopanj.....	29
2.4.3.1 Model ohranjanja frekvence .....	29
2.4.3.2 Model čezmejnega netiranja neravnovesij.....	30
<b>3 ANALIZA UVEDENIH SPREMENB NA TRGU ZA IZRAVNAVO ODSTOPANJ ELEKTRIČNE ENERGIJE V AVSTRIJI .....</b>	<b>33</b>
3.1 Sekundarna regulacija.....	34
3.1.1 Dražbe sekundarne regulacije v Avstriji.....	34
3.1.2 Sodelovanje Avstrije v združenjih čezmejnega netiranja.....	35
3.1.3 Analiza sekundarne regulacije v Avstriji.....	35
3.2 Terciarna regulacija .....	40
3.2.1 Spremembe pravil dražb za terciarno regulacijo ter sprememba postopka dražbe za terciarno regulacijo .....	40
3.2.2 Posledice sprememb pravil dražb terciarne regulacije na ceno za razpoložljivost rezerv.....	41
3.2.3 Analiza cen aktivirane moči ter pregled vplivov na spremembe cene za aktivirano moč terciarne regulacije .....	44
3.2.4 Analiza količin aktivirane moči terciarne regulacije .....	45

3.2.5 Analiza stroškov Avstrije za terciarno regulacijo .....	46
3.3 Prilagajanje odjema .....	47
3.4 Virtualne elektrarne .....	48
<b>SKLEP .....</b>	<b>49</b>
<b>LITERATURA IN VIRI .....</b>	<b>54</b>
<b>PRILOGE</b>	
<b>KAZALO TABEL</b>	
Tabela 1: Primerjava treh vrst regulacije .....	14
Tabela 2: Primer finančnega poročila v primeru čezmejnega netiranja neravnovesij .....	32
Tabela 3: Letne količine aktiviranih moči pozitivne in negativne terciarne regulacije ter skupne količine za leta 2014, 2015 in 2016 .....	46
Tabela 4: Stroški, povezani z zagotavljanjem terciarne regulacije v Avstriji za leta 2014, 2015 in 2016 .....	46
<b>KAZALO SLIK</b>	
Slika 1: Spajanja evropskih trgov električne energije skozi čas .....	4
Slika 2: Posplošena razdelitev trga električne energije .....	6
Slika 3: Delež leta 2015 nameščenih obratov električne energije glede na vir oziroma tip energije v EU (skupaj 28.948,7 MW) .....	8
Slika 4: Nameščene nove zmogljivosti vetrne energije v EU po letih (v GW) .....	9
Slika 5: Napake napovedi proizvodnje ali odjema električne energije zaradi nepredvidljivosti potrošnje, vetra ter okvar elektram .....	13
Slika 6: Slikovni prikaz sistemskih regulacij .....	15
Slika 7: Korelacija predvidene in izmerjene proizvodnje električne energije iz vetrnih virov glede na metodo večjega in metodo manjšega območja napovedi ter glede na časovno obdobje napovedi .....	19
Slika 8: Krivulja dnevnega odjema električne energije ter prikaz učinkov prilagajanja odjema .....	25
Slika 9: Poenostavljen shematski prikaz virtualne elektrarne z vsemi povezanimi proizvajalci, odjemalci in skladišči električne energije .....	29
Slika 10: Združenja za netiranje neravnovesij v EU .....	31
Slika 11: Prikaz aktivacij sekundarne rezerve in netiranja neravnovesij na mesečni ravni ter na avstrijskem kontrolnem območju med 01.01.2013 in 31.12.2016 ..	36
Slika 12: Mesečne količine netiranih neravnovesij prek združenja IGCC glede na državo članico združenja .....	37

Slika 13: Mesečne denarne vrednosti netiranih neravnovesij po državah članicah združenja IGCC.....	38
Slika 14: Seštevek kumulativnih mesečnih denarnih vrednosti netiranih neravnovesij vseh držav članic združenja IGCC.....	38
Slika 15: Kumulativna denarna vrednost netiranih neravnovesij po državah članicah združenja IGCC glede na obdobje sodelovanja v združenju .....	39
Slika 16: Tehtano povprečje cen za razpoložljivost terciarne regulacije v Avstriji glede na različne urne produkte v obdobju med 01.01.2014 in 01.01.2017 .....	42
Slika 17: Tehtano povprečje cen za razpoložljivost terciarne regulacije v Avstriji v obdobju med 01.01.2014 in 01.01.2017.....	43
Slika 18: Tehtano povprečje cen za moč aktivirane terciarne rezerve v Avstriji v obdobju med 01.01.2014 in 31.12.2016.....	44



## UVOD

Evropske države so v preteklosti zaradi različnih virov energije in različne geografske razporeditve potrošnje razvijale ločene trge električne energije. Danes je glavni cilj Evropske unije (v nadaljevanju EU) poenotiti in razviti enotni Evropski notranji trg električne energije, ki bo olajšal čezmejne aktivnosti trgovanja in omogočil uspešno integracijo povečane proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov. Enotni Evropski notranji trg naj bi zagotovil boljšo ekonomsko stabilnost kot tudi boljšo fizično stabilnost elektroenergetskih sistemov (Karan & Kazdagli, 2011).

Zaradi fizikalnih lastnosti električne energije ter ohranjanja varnosti in zanesljivosti prenosnih sistemov električne energije mora biti proizvodnja ves čas enaka potrošnji. Vsakršna odstopanja pomenijo nevarnost ter možnost prekinjene dobave (Austrian Power Grid AG, 2016a). Sorknæs, Andersen, Tang in Strøm (2013) razlagajo, da do odstopanj med proizvodnjo in potrošnjo električne energije prihaja zaradi časovnih razlik, med trgovanjem in najavo električnih tokov ter fizično dobavo električne energije v dejanskem času. Proizvajalci, trgovci in distributerji vnaprej prijavijo planirano proizvodnjo, tokove ter odjem energije skrbniku prenosnega omrežja. V obdobju od prijave planov do dejanskega časa izvedbe fizičnih tokov lahko pride do sprememb več dejavnikov (vremena, okvar elektrarn, različne potrošnje itd.), ki povzročijo večjo ali manjšo proizvodnjo oziroma večjo ali manjšo potrošnjo električne energije. Z namenom izravnave teh odstopanj imajo skrbniki prenosnih omrežij, ki izvajajo fizične tokove, razpoložljive proizvodne ali potrošne rezerve, prek katerih lahko v minimalnem času zmanjšajo ali povečajo proizvodnjo oziroma potrošnjo. Tako razpoložljivost kot uporaba takih rezerv sta z ekonomskega vidika precej dragi (Möller, Rachev, & Fabozzi, 2011, str. 3–4).

S ciljem poenotenja trgov električne energije v EU se v zadnjih letih trgi električne energije v evropskih državah znatno spreminjajo. EU in posamezne države članice uvajajo nova regulatorna pravila. Ustvarjeni so novi mehanizmi za trgovanje z energijo, planiranje proizvodnje, ohranjanje ravnovesja med proizvodnjo in porabo ter za upravljanje čezmejnih prenosnih transakcij (ENTSO-E, 2014a). Poleg ekonomskih učinkov in boljše fizične stabilnosti elektroenergetskih sistemov ima pri spremembah pomembno vlogo tudi povečevanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov (Knopf, Nahmmacher, & Schmid, 2015). Evropska komisija napoveduje, da naj bi EU do leta 2020 vsaj 20 % celotne potrebne energije pridobivala iz obnovljivih virov (Evropska komisija, 2015). Proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov je zelo odvisna od vremena in posledično težje napovedljiva. Zaradi variabilnosti vremena, koncentracije proizvodnih enot na specifičnih geografskih območjih in počasnega razvoja trga prihaja do večjih in pogostejših odstopanj v proizvodnji električne energije in do večjih potreb po rezervah za izravnavo (German Energy Agency GmbH, 2011).

Webb (2010) pojasnjuje, da so se zaradi vse dražjega in ekološko neučinkovitega pokrivanja odstopanj s proizvodnimi rezervami začela oblikovati tako imenovana pametna prenosna in distribucijska omrežja, ki so poleg uravnavanja proizvodnje namenjena tudi nadzorovanemu uravnavanju potrošnje. S povezavo proizvodnih enot, potrošnih enot, klasičnega sistema in vseh razpoložljivih informacij s trga pametna prenosna omrežja poskrbijo za najbolj učinkovito izrabo virov ter potrošnih enot energije glede na varnost in zanesljivost sistema ter glede na ekonomsko in ekološko učinkovitost.

Spremembe so prisotne tako na trgu za dan vnaprej, kjer je večina držav članic že dosegla cilje EU, kot na trgu znotraj dneva in na trgu za izravnavo odstopanj, kjer pa spremembe še potekajo (Newbery, Strbac, & Viehoff, 2016). V magistrski nalogi se bom osredotočil na trg za izravnavo odstopanj električne energije, saj so zanj zaradi porasta proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov, težnje po ekonomski učinkovitosti ter varnosti in zanesljivosti oskrbe značilne večje spremembe. EU intenzivno sprejema direktive in napotke za doseganje skupne koordinacije, a države temu različno hitro sledijo in trenutno sistem na ravni EU še ni poenoten (Evropska komisija, 2014b).

V magistrskem delu bom obravnaval avstrijski trg za izravnavo odstopanj električne energije, ker je precej aktiven. Od leta 2001 je povezan z nemškim trgom v enoten trg, kar pomeni, da se električna energija prosto giblje med državama, cena energije pa je pri normalnih pogojih v obeh državah enaka. Nemčija ima daleč najvišji delež energije iz obnovljivih virov v EU. Zaradi nizke cene energije iz obnovljivih virov v Nemčiji prihaja do masovnega izvoza energije proti Avstriji in naprej proti jugu. Singh, Frei, Chokani in Abhari (2016) ugotavljajo, da se zaradi preseganja komercialnih tokov prek realnih zmogljivosti fizičnih tokov velika količina energije giblje proti jugu prek Poljske in Češke, tj. prek tako imenovanih tokov v zanki (angl. *Loop Flows*), kar pa ogroža stabilnost poljskega, češkega in tudi avstrijskega prenosnega sistema. Franke (2015) pravi, da morajo te države za ohranjanje varnosti in stabilnosti prenosnega sistema skrbeti za prerezporejanje proizvodnje in porabe energije, kar izvajajo na trgu izravnave odstopanj. V prihodnosti bo delovanje avstrijskega trga za izravnavo odstopanj imelo vedno večji vpliv tudi na slovenski trg, saj se trenutno razvijajo modeli, ki omogočajo čezmejno izravnavo odstopanj (Evropska komisija, b.l.).

Interesi različnih akterjev (skrbnikov prenosnega omrežja, proizvajalcev energije, trgovcev itd.) na trgu električne energije so različni in zaradi razmeroma visokih stroškov uvajanja sprememb nekateri akterji zavlačujejo in onemogočajo poenotenje evropskega notranjega trga električne energije. Namen magistrskega dela je preučiti smernice razvoja trga za izravnavo odstopanj v EU, spoznati cilje in že uvedene spremembe ter analizirati pomembnejše spremembe na trgu za izravnavo odstopanj električne energije v Avstriji, uvedene med letoma 2013 in 2016.



V magistrskem delu bom za avstrijski trg potrdil ali ovrgel naslednji hipotezi:

H1: Spremembe na trgu za izravnavo odstopanj električne energije v Avstriji so vplivale na zmanjšanje stroškov za izravnavo odstopanj.

H2: Spremembe na trgu za izravnavo odstopanj električne energije v Avstriji so izboljšale stabilnost in varnost avstrijskega omrežja električne energije.

Magistrsko delo je sestavljeno iz treh glavnih poglavij, tematika pa je dodatno razdelana v podpoglavjih. Po uvodu sledi prvo poglavje, v katerem obravnavam osnove delovanja, zgodovinski razvoj ter vpliv obnovljivih virov na razvoj trgov električne energije v EU. Sledi drugo poglavje, v katerem obravnavam trg izravnave odstopanj električne energije v EU ter spremembe skupaj z njihovimi vzroki in posledicami. V tretjem poglavju se osredotočam na analizo uvedenih sprememb na trgu za izravnavo odstopanj električne energije v Avstriji ter posledično smotnosti čimprejšnje vpeljave novosti in vlaganj v razvoj. Med drugim me zanimajo podatki o cenah ter količini električne energije za izravnavo odstopanj avstrijskega trga, katerih gibanje poskušam povezati z izvedenimi spremembami na trgu. Magistrsko delo zaključujem s sklepom, v katerem podajam zaključne ugotovitve.

## **1 TRG ELEKTRIČNE ENERGIJE V EVROPSKI UNIJI**

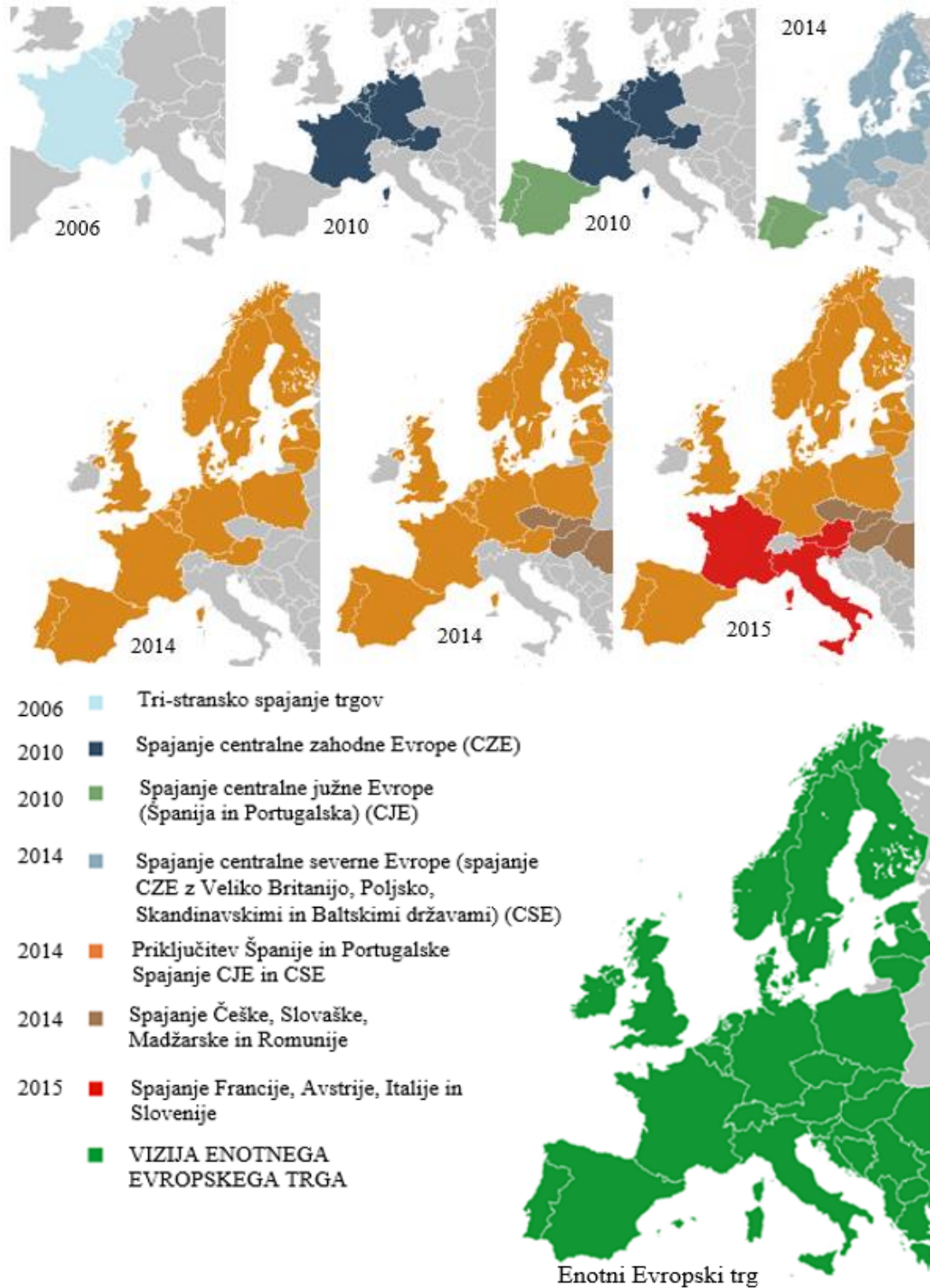
### **1.1 Zgodovina razvoja skupnega evropskega trga električne energije**

V preteklosti je vsaka država razvijala svoj trg električne energije glede na vire in potrebe, ki jih je imela. Sodelovanja med trgi ni bilo. Kot razlaga Dupuy (2008), je težnja po ekonomski učinkovitosti ter večji varnosti elektroenergetskih sistemov vodila v sodelovanje med trgi električne energije, ki se je začelo že leta 1989 v Veliki Britaniji. Takšnemu povezovanju se je leta 1989 pridružila Švedska, pozneje pa še nekatere druge evropske države.

Leta 2006 je bilo izvedeno tristransko povezovanje trgov med Francijo, Belgijo in Nizozemsko. S tem je bil postavljen temelj za razvoj enotnega evropskega notranjega trga električne energije (angl. *Single European Energy Market*), ki ga je EU opredelila leta 2009. Proces združevanja trgov, izboljšave načinov zakupov čezmejnih kapacitet ter poenotenja tržnih pravil imenujemo tudi spajanje trgov (angl. *Market Coupling*). Na Sliki 1 vidimo potek spajanja evropskih trgov električne energije od začetka leta 2006 do danes, na koncu pa je viden cilj EU, ki je vključitev vseh evropskih držav. Franciji, Belgiji in Nizozemski se je v naslednjih letih pridružila še velika večina držav članic EU. Leta 2014 so se med sabo povezale tudi Češka, Slovaška, Madžarska in Romunija. Leta 2015 se je Italija povezala na mejah s Francijo, Avstrijo in Slovenijo. V letu 2016 je prišlo še do

spojitve Slovenije in Avstrije. Enotni evropski notranji trg električne energije stremi še k spojitvi Švice, Irske in držav v balkanski regiji (Swissgrid Ltd., 2016).

Slika 1: Spajanja evropskih trgov električne energije skozi čas



Povzeto in prirejeno po Swissgrid Ltd., Market Coupling: Technical conditions for coupling have been created, 2016.

Začetni cilj je bil omogočiti bolj učinkovito uporabo čezmejnih prenosnih zmogljivosti ter razširitev mednarodnega trgovanja z električno energijo. Z razvojem sodelovanja med trgi so se cilji spremenili oziroma razširili na (Karan & Kazdagli, 2011):

1. izboljšanje konkurence s povečanjem števila udeležencev na trgu;
2. odpravo monopolov;
3. uvedbo novih mehanizmov, ki bodo znižali skupne stroške;
4. določitev tržnih pravil, ki omogočajo pravično in nediskriminatorno tržno delovanje mehanizmov;
5. uvedbo enotnega evropskega notranjega trga električne energije.

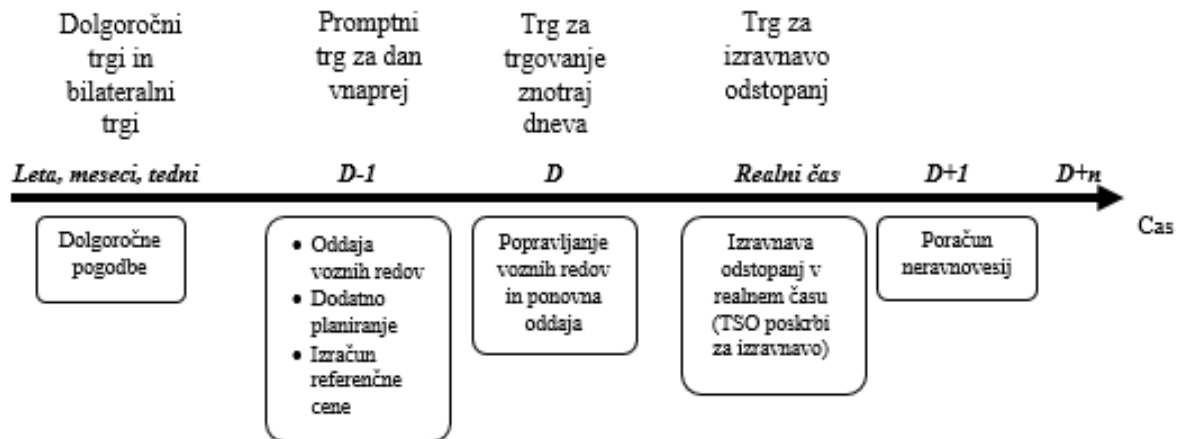
Danes je cilj EU zagotoviti boljšo ekonomsko stabilnost in tudi boljšo fizično stabilnost elektroenergetskih sistemov. Največji izziv trenutno predstavljata uspešna integracija električne energije iz obnovljivih virov ter poenostavitev čezmejnih aktivnosti. Za uspešno doseganje ciljev sta potrebna poenotenje obstoječih pravil na trgih ter sodelovanje držav članic pri implementaciji sprememb (Karan & Kazdagli, 2011).

## **1.2 Osnove delovanja trgov električne energije**

Glavna značilnost električne energije je, da je ne moremo hraniti. Poleg tega mora biti za učinkovito, varno in zanesljivo obratovanje električnih omrežij v vsakem trenutku zagotovljeno ravnotežje med proizvodnjo in porabo električne energije. Za ravnotežje skrbijo sistemski operaterji prenosnega omrežja (angl. *Transmission System Operator*, v nadaljevanju TSO) posameznih držav oziroma geografskih področij (Hogan, 2016).

Trg električne energije je razdeljen na več podtrgov, ki se razlikujejo glede na časovni okvir in na pravila, ki veljajo zanje. Posplošena razdelitev električnega trga je prikazana v nadaljevanju na Sliki 2 (Dupuy, 2008).

Slika 2: Posplošena razdelitev trga električne energije



Povzeto in prirejeno po M. Dupuy, *Electricity Markets Balancing Mechanisms and Congestion Management*, 2008, str. 10.

Dolgoročno trgovanje z električno energijo se lahko začne več let, mesecev ali tednov vnaprej. Pogodbe se sklepajo na organiziranih trgih, pri čemer so takšne pogodbe standardizirane, in tudi bilateralno med partnerji. Dolgoročne pogodbe imajo vnaprej znano količino, obdobje ter dogovorjeno ceno (Dupuy, 2008).

Glede na število sklenjenih poslov ter količino električne energije je glavno področje trgovanja promptni trg za dan vnaprej (Madlener & Kaufmann, 2002; NordPool AS, 2017). Velika večina poslov za dan vnaprej v EU je sklenjena prek organiziranih trgov – borz z električno energijo, ki so nastale zaradi liberalizacije evropskih trgov električne energije. Organizirani trgi so nastali z namenom olajšanja trgovanja s kratkoročnimi produkti ter povečanja tržnih informacij, konkurence in likvidnosti. Pozitivne lastnosti organiziranih trgov so tudi nevtralni trg, nevtralna referenčna cena, lahek dostop, nizki stroški transakcij in zanesljivi partnerji za sklepanje poslov. Na promptnem trgu za dan vnaprej se sklepajo posli z dobavnim časom čez en dan. Sklenjeni posli so v obliki voznih redov posredovani nacionalnim sistemskim operaterjem prenosnega omrežja oziroma nadzornim organom posameznega kontrolnega območja do določene ure, ki predstavlja rok za pošiljanje voznih redov. Po zaključenem sprejemu voznih redov je izračunana referenčna cena promptnega trga za dan vnaprej, ki pomeni pomembno referenco za preostalo trgovanje (Dupuy, 2008).

Čeprav je večina trgovanja opravljena na promptnem trgu za dan vnaprej in je večinoma ravnotežje med proizvodnjo in porabo že vzpostavljeno, lahko pride do odstopanj od planiranega. Natančne potrošnje električne energije ni mogoče vnaprej napovedati, prav tako lahko pride do okvar pri proizvajalcih, kar povzroči zmanjšanje proizvodnje. Zelo velik vpliv na nepredvidljivost proizvodnje ima tudi porast proizvodnje iz obnovljivih virov, kot sta vetrna in sončna energija, saj je takšna proizvodnja odvisna od vremena. Zato

se v vse več državah odpirajo trgi za trgovanje znotraj dneva, kjer sta omogočena popravljanje planov ter trgovanje bližje dejanskemu času dobave (približno do 1 uro pred dobavo) z namenom čim natančnejšega uravnoveženja trga (Borggreffe & Neuhoff, 2011).

Zaradi nepredvidljivih variacij v proizvodnji in porabi mora TSO v dejanskem času ohranjati ravnotežje med proizvodnjo in porabo. To počne z nakupi in prodajami na trgu za izravnavo odstopanj. Trg za izravnavo odstopanj deluje s ciljem zagotavljanja varnosti sistema in preprečevanja izpadov električne energije. Namen ekonomskih ciljev je vedno zaslužek. Na trgu za izravnavo odstopanj so ti cilji v primerjavi z ostalimi trgi (na primer trgov za trgovanje dan vnaprej in trgov za trgovanje znotraj dneva) precej zanemarjeni. Med državami se mehanizmi izravnave odstopanj razlikujejo glede na tehnične razlike, časovne okvire, sredstva proizvodnje ali tržna pravila. Trend, ki je skupen vsem, pa je organizacija aktivnega trga za izravnavo odstopanj (angl. *Balancing market*), ki temelji na tržnih pravilih (Madlener & Kaufmann, 2002; Möller et al., 2011).

Zaradi omogočenega kratkoročnega trgovanja znotraj dneva, popravkov planov proizvodnje in potrošnje ter delovanja TSO-ja na trgu za izravnavo odstopanj se frekvenca električne energije v omrežju sicer še vedno ves čas spreminja, a v mejah varnega delovanja sistema. V dejanskem času se merijo fizične količine proizvodnje in potrošnje električne energije. Pozneje se te fizične količine primerjajo s pogodbenimi, razlike med njimi pa se uporabijo za izračun cene električne energije na trgu za izravnavo odstopanj. Ta se uporabi za izračun stroškov, ki jih morajo udeleženci na trgu plačati zaradi razlik med prijavljenimi in dejanskimi količinami (Möller et al., 2011).

### **1.3 Vpliv večanja proizvodnje elektrike iz obnovljivih virov**

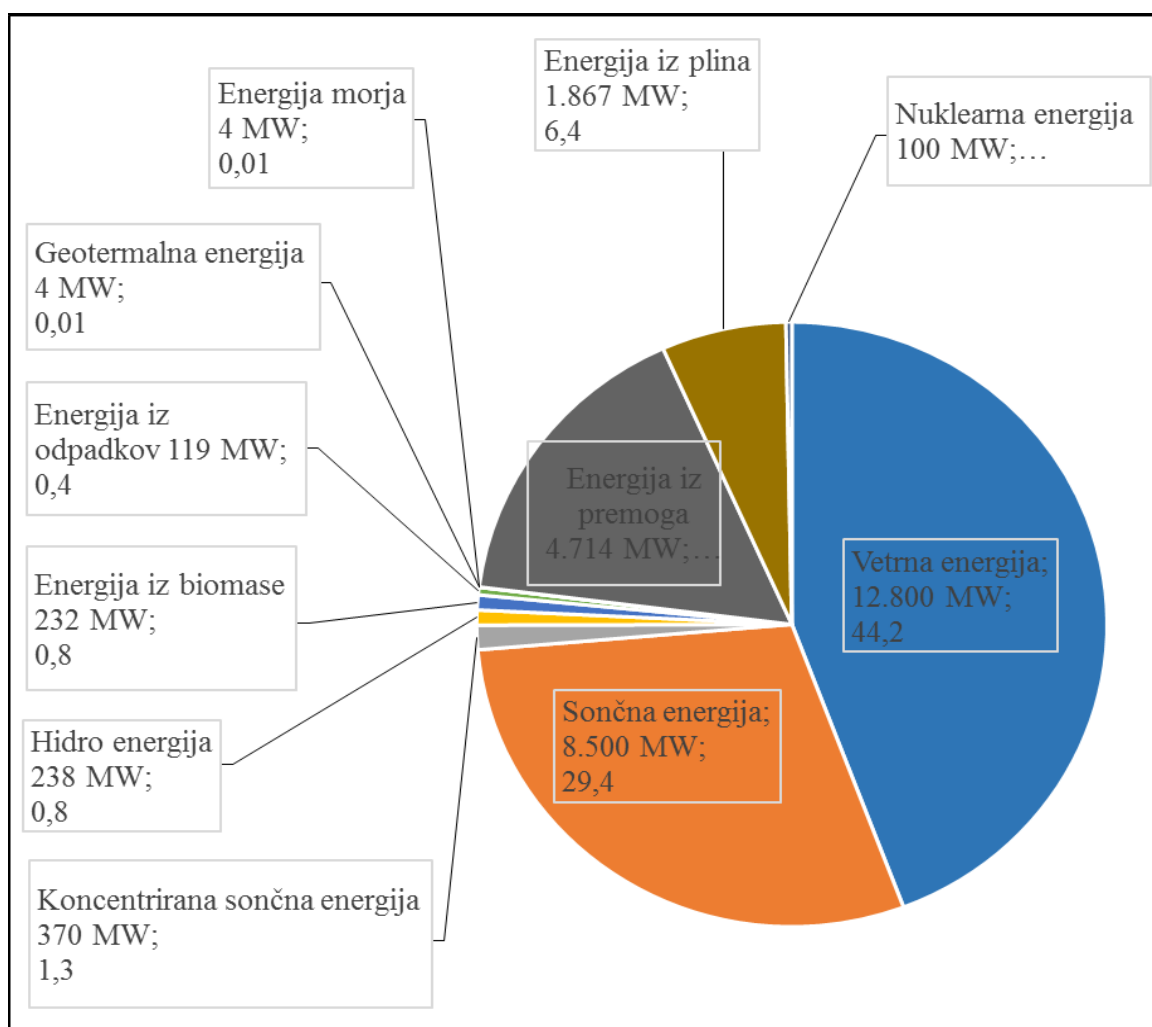
EU je leta 2009 sprejela Direktivo o spodbujanju uporabe energije iz obnovljivih virov (angl. *The Renewable Energy Directive*), po kateri mora EU do leta 2020 vsaj 20 % celotne potrebne energije pridobivati iz obnovljivih virov. Splošna politika spodbuja pridobivanje energije iz obnovljivih virov in določa individualne cilje posameznim članicam glede na obstoječe stanje in zmožnosti (Evropska komisija, 2009). Leta 2014 so države članice EU v okviru podnebne in energetske politike za obdobje 2020–2030 sprejele cilje, ki vključujejo pridobivanje minimalno 27 % celotne potrebne energije iz obnovljivih virov do leta 2030 ter zmanjšanje toplogrednih plinov za 40 % glede na leto 1990 (Evropska komisija, 2014a). Novembra 2016 je Evropska komisija izdala predlog za prenovu Direktive o spodbujanju uporabe energije iz obnovljivih virov, s katerim želi natančneje začrtati pot do ciljev, zastavljenih za obdobje med letoma 2020 in 2030 (Evropska komisija, 2017).

Članice EU posledično povečujejo proizvodnjo energije iz obnovljivih virov, kar se pri proizvodnji električne energije kaže predvsem v porastu vetrne in sončne energije.

Verhaegen, Meeus in Belmans (2006) pravijo, da naložbe za izpolnjevanje ciljev EU kljub njihovi pomembnosti pomenijo za države članice visok dodaten strošek.

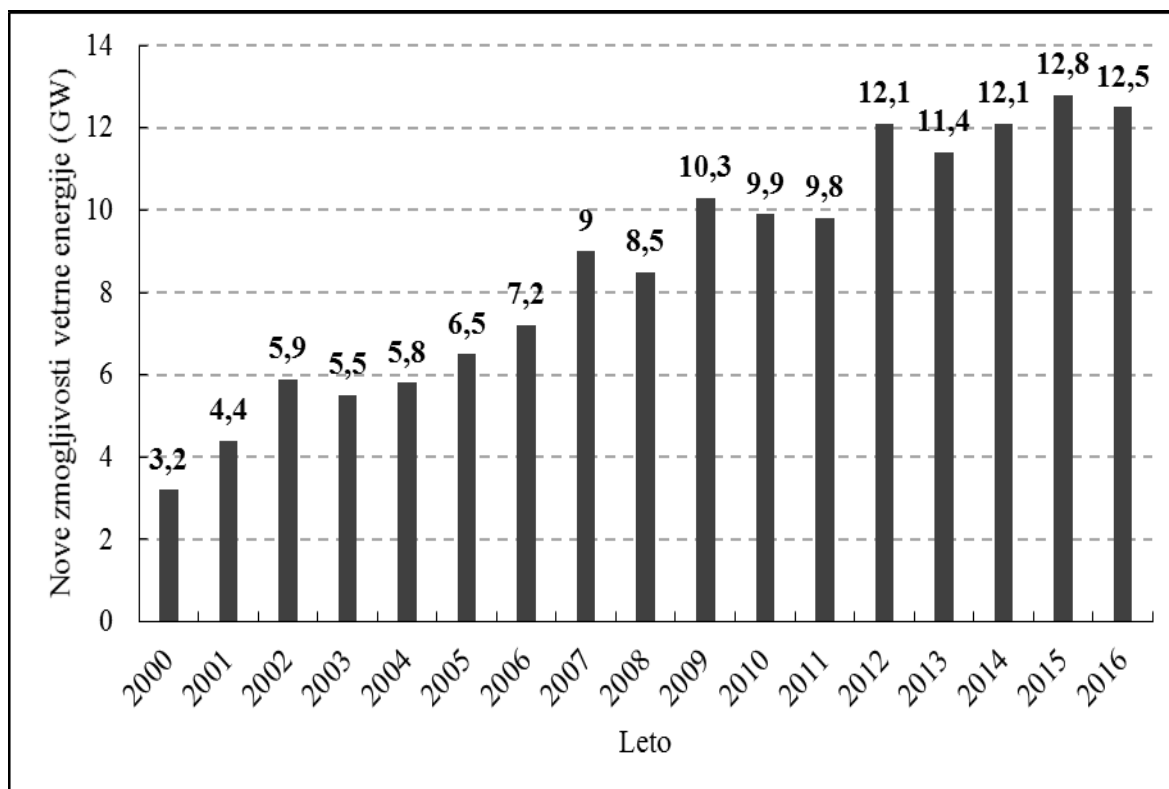
Glede na statistične podatke o evropski vetrni energiji (Pineda, 2016) je bilo v letu 2015 v razvoj vetrne energije investirane 26,4 milijarde evrov (v nadaljevanju EUR), kar je 40 % več kot v letu 2014. Najvišjo stopnjo izgradnje kapacitet proizvodnje električne energije je v letu 2015 imela vetrna energija, in sicer 12,8 GW, kar je 44,2 % vseh izgradenj, sledila pa ji je sončna energija z 8,5 GW oziroma 29,4 % vseh izgradenj. Med večje naložbe spadajo še elektrarne na premog in plinske elektrarne. Naložbe v pridobivanje energije iz preostalih virov so bile manjše. Deleži v letu 2015 nameščenih obratov glede na njihov vir so prikazani na Sliki 3.

*Slika 3: Delež leta 2015 nameščenih obratov električne energije glede na vir oziroma tip energije v EU (skupaj 28.948,7 MW)*



*Povzeto in prirejeno po I. Pineda, Wind in power: 2015 European statistics, 2016, str. 6.*

Slika 4: Nameščene nove zmogljivosti vetrne energije v EU po letih (v GW)



Povzeto in prirejeno po I. Pineda & P. Tardieu, *Wind in power: 2016 European statistics*, 2017, str. 16.

Slika 4 prikazuje nameščene nove zmogljivosti pridobivanja vetrne energije po letih, in sicer od leta 2000 do leta 2016. V zadnjih 16 letih se je izgradnja vetrne energije povečala s 3,2 GW v letu 2000, kar znaša 2,4 % deleža celotnih kapacitet električne energije v EU, na 12,5 GW v letu 2015, kar znaša 17 % deleža celotnih kapacitet električne energije v EU v letu 2016.

Vsaka vrsta energije, ki je odvisna od vremena, je po naravi v veliki meri nepredvidljiva. Uporaba vetrne energije je v porastu, zato je nepredvidljivost tu najbolj opazna (Borggreffe & Neuhoff, 2011).

Zaradi nepredvidljivosti prihaja do razhajanj med planirano proizvodnjo dan vnaprej in proizvedeno energijo v dejanskem času. Današnja prenosna omrežja zaradi svoje strukture in starejše zasnove v določenih časovnih obdobjih že delujejo na mejah svojih zmogljivosti. Tudi v času normalnega delovanja se je količina prenosov energije po omrežjih v zadnjih letih povečala za več, kot je bilo pričakovano (Webb, 2010).

V prihodnosti bo imela veliko vlogo učinkovita vključitev nepredvidljivih virov električne energije, za kar pa je potrebna fleksibilnost trgov električne energije. Vsak TSO mora

stremeti k dovoljevanju sprememb kratkoročnih napovedi proizvodnje, porabe in trgovanja in k obdelavi teh podatkov čim bližje dejanskemu času proizvodnje oziroma potrošnje, to pa običajno omogočajo prek trga za trgovanje znotraj dneva. Fleksibilnost je pomembna predvsem zaradi vetrne energije, kjer se napake planiranja proizvodnje zelo zmanjšajo v zadnjih 24 urah pred samo proizvodnjo. Prav zato vedno pomembnejša postajata trg električne energije znotraj dneva ter trg izravnave odstopanj (Evropska komisija, 2015):

1. trg znotraj dneva omogoča trgovanje bližje dejanskemu času in s tem nekoliko večjo predvidljivost proizvodnje vetrne energije, medtem ko
2. trg izravnave odstopanj poskrbi za ravnotežje prenosnega sistema v dejanskem času.

## **2 TRG ZA IZRAVNAVO Odstopanj ELEKTRIČNE ENERGIJE V EVROPSKI UNIJI**

### **2.1 Akterji na trgu izravnave odstopanj**

Različni akterji na trgu za izravnavo odstopanj imajo različne vloge, naloge, dovoljenja ter pravila, po katerih se morajo ravnati. Za namene te magistrske naloge so najpomembnejši naslednji akterji:

1. **Sistemski operater prenosnega omrežja:** TSO skrbi za visokonapetostni prenosni sistem električne energije. Poleg razvoja, gradnje ter vodenja prenosnega sistema je ena glavnih dejavnosti TSO-ja izravnavo odstopanj električne energije. TSO skrbi, da je proizvodnja električne energije enaka potrošnji v dejanskem času, in tako ohranja ravnotežje prenosnega sistema. Ravnotežje in frekvenca prenosnega sistema sta bistvenega pomena za varno in zanesljivo oskrbo z električno energijo. Vsako nihanje frekvence lahko, če ni takoj pravilno uravnano, prerase v izpad elektrike (Eles d.o.o., 2016; Doorman & Veen 2013). Trg znotraj dneva in trg izravnave odstopanj se trenutno znatno spreminjata. Za zmanjšanje nepredvidljivosti na trgu TSO poudarja pomen prilagodljivosti ter želi omogočiti izrabo preizkušenih novih mehanizmov in tehnologij (Borggreffe & Neuhoff 2011).
2. **Sistemski operater distribucijskega omrežja:** sistemski operater distribucijskega omrežja (angl. *Distribution System Operator*, v nadaljevanju DSO) skrbi za učinkovito oskrbo končnih odjemalcev električne energije. Skrbi za razvoj, vodenje ter izgradnjo nizkonapetostnega ter sredjenapetostnega omrežja. DSO ima pomembno vlogo pri spodbujanju odjemalcev k spremembi navad potrošnje električne energije in s tem na prilagajanje odjema. Na spremembe vedenja in navad odjemalcev vpliva zlasti z modernimi distribucijskimi sistemi, ceno odjema električne energije, ki je prilagojena razmeram na trgu, ter s tehnologijo, ki končnemu uporabniku te podatke zagotovi v dejanskem času (vgradnjo pametnih števec porabe). Gre predvsem za prilagajanje odjema s premikom potrošnje pri manjših poslovnih odjemalcih, najpogosteje pri



gospodinjskih odjemalcih, pri čemer brez ustreznih tehnologij in cenovnih vzpodbud s strani DSO-ja takšen odjem ni uspešen (SODO d.o.o., 2017).

3. **Dobavitelj električne energije:** dobavitelj električne energije dobavlja energijo končnim uporabnikom. Dobavitelj je lahko obenem tudi proizvajalec, če je lastnik lastnih proizvodnih virov energije. Če nima lastnih virov, mora energijo za svoje odjemalce kupovati na trgu kot trgovec. Nekateri dobavitelji pa združujejo oba načina. S pravimi spodbudami lahko dobavitelj znatno vpliva na spremembo vedenja odjemalca električne energije in s tem na zmogljivosti prilagajanja odjema. Na prilagajanje odjema najbolj vpliva z določanjem cene, ponudbo različnih vrst odjema ter drugimi pogoji dobave energije (na primer minimalnim obdobjem, za katero se sklepa pogodba o dobavi). Pri sestavljanju ponudbe je omejen s tehničnimi karakteristikami števecov, ki jih zagotavlja DSO (Eurelectric Ltd., 2017).
4. **Trgovec z električno energijo:** udeleženec na trgu, ki trguje z električno energijo, je odgovoren za lastno neporavnost na trgu električne energije. Neporavnost se ugotavlja na podlagi pogodbenih vrednosti električne energije ter izmerjenih vrednosti energije v dejanskem času. Razlika pomeni neporavnost, ki je lahko pozitivna ali negativna (Verhaegen et al., 2006). Udeleženci se lahko povežejo v bilančne skupine in določijo nosilca takšne skupine. Nosilec bilančne skupine (angl. *Balance Responsible Party*) prevzame odgovornost za ugotavljanje in obračunavanje izravnavanja odstopanj znotraj skupine (Borzen d.o.o., 2016). TSO prek omrežnine prenaša stroške zakupljenih razpoložljivih kapacitet za izravnavo odstopanj na končne odjemalce električne energije. Povzročitelju in odgovornemu za odstopanja, to je udeležencu na trgu ali nosilcu bilančne skupine, pa zaračuna stroške aktiviranih kapacitet električne energije, ki izhajajo iz storitve uravnovešanja. TSO s temi finančnimi vzvodi zagotavlja, da si udeleženci oziroma nosilci bilančnih skupin s svojimi dejanji na trgu prizadevajo za uravnoteženo prenosno omrežje v dejanskem času, saj so v nasprotnem primeru kaznovani. Neuravnoteženost izven zakonsko določenih mej se kaznuje finančno, v primeru rednih odstopanj pa se lahko bilančni skupini celo prepove delovanje (ACER, 2012; Möller et al., 2011).
5. **Proizvajalci električne energije:** proizvajalci, ki so kvalificirani za storitve izravnave električne energije (angl. *Balance Service Provider*), zagotavljajo povečanje ali zmanjšanje proizvodnje električne energije v primeru, v katerem mora TSO uravnotežiti sistem. Ponudniki teh storitev zagotavljajo te storitve enemu ali več TSO-jem na enem ali več kontrolnih območjih in za vnaprej določene časovne intervale (Mazur & Goater, 2014; ACER, 2012).
6. **Odjemalci električne energije:** odjemalce električne energije razvrščamo na gospodinjstva ter na poslovne in industrijske odjemalce. Gre za akterje, ki iz prenosnega sistema električne energije sprejemajo energijo in jo uporabljajo. Za varno delovanje prenosnih sistemov je pomembna napoved potrošnje električne energije. To napoved glede na izkušnje pripravi dobavitelj električne energije za vse svoje gospodinjske odjemalce. Podobno dobavitelj naredi tudi za poslovne in industrijske odjemalce. Ker predvsem industrijski odjemalci porabljajo velike količine električne

energije, je zelo pomembno, da v primeru planiranih ali neplaniranih večjih sprememb potrošnje čim prej obvestijo dobavitelja. Ta lahko napoved odjema ustrezno popravi ali pa odvisno od novega stanja izvede nakup oziroma prodajo energije na trgu. V zadnjem času pa zaradi uvajanja prilagajanja odjema postajajo odjemalci proaktivni akterji. To pomeni, da v primeru potrebe za finančno nadomestilo namenoma povečajo ali zmanjšajo porabo električne energije. S tem pomagajo pri uravnavi odstopanj v prenosnem sistemu (ACER, 2012).

## 2.2 Oblike rezerv za zagotovitev izravnave odstopanj

Prenosni sistem električne energije je izpostavljen trem glavnim nepredvidljivostim, zaradi katerih prihaja do odstopanj v dejanskem času (Müsgens, Ockenfels, & Peek, 2014):

1. nepredvidljivi porabi in napakam pri napovedi odjema oziroma potrošnje;
2. okvaram na elektrarnah ali prenosnih linijah ter posledično napačnim planom proizvodnje ali prenosom električne energije;
3. nepredvidljivosti proizvodnje iz vetrne in sončne energije.

Na Sliki 5 vidimo poenostavljen prikaz napak pri napovedovanju proizvodnje ali potrošnje električne energije. Predstavljeni so primanjkljaji in presežki proizvodnje glede na vrsto nepredvidljivosti, do katerih prihaja pri planiranju.

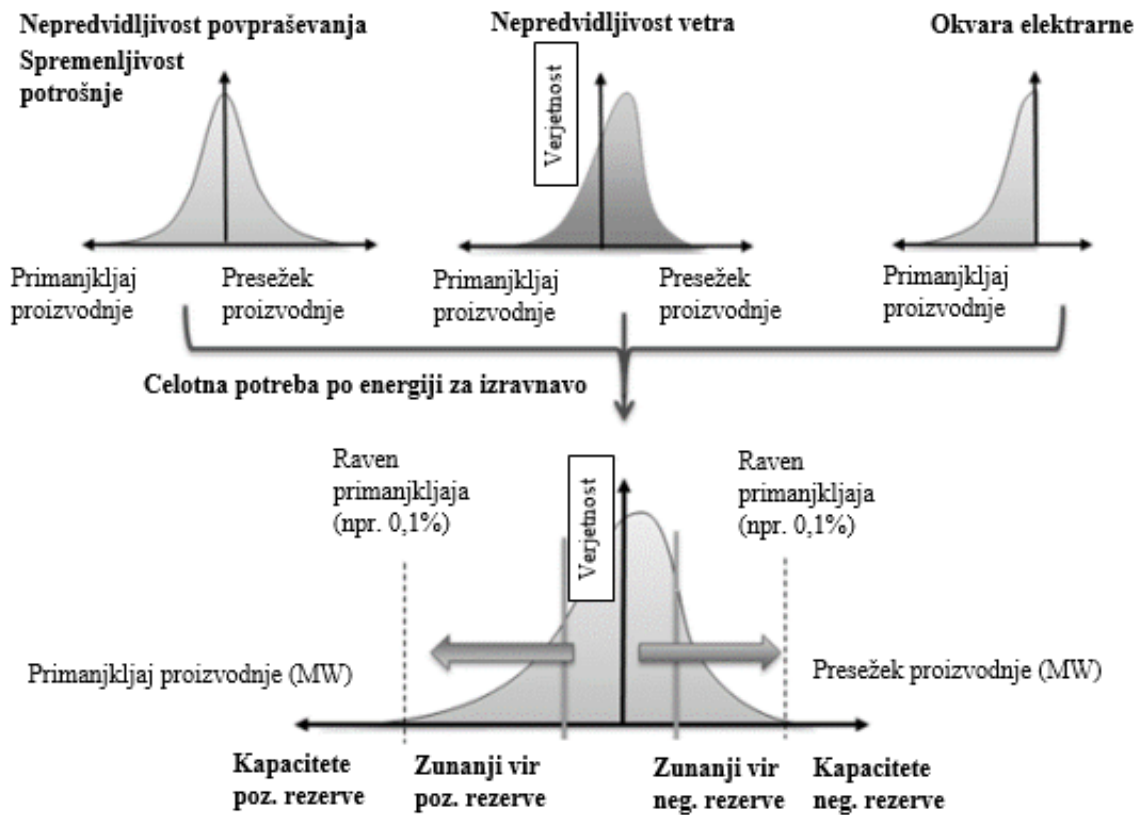
V primeru **nepredvidljivega povpraševanja** oziroma nepričakovano spremenjene potrošnje lahko pride tako do primanjkljajev proizvodnje, v kolikor je realna potrošnja večja od napovedane, kot tudi do presežkov proizvodnje, v kolikor se v dejanskem času porabi manj električne energije.

Na **nepredvidljivost potrošnje** vpliva mnogo dejavnikov, med katerimi so pomembnejše vremenske razmere in izpadi oziroma zagoni večjih delov proizvodnje v podjetjih.

**Nepredvidljivost vetra** se navadno izkaže z presežkom proizvodnje ob nepredvidenih hitrih ojačitvah vetra, pri čemer lahko zaradi nezanesljive napovedljivosti in slabih meteoroloških podatkov pride do odstopanj v obe smeri.

**Okvare elektrarn** imajo za posledico predvsem primanjkljaj proizvodnje, ki je lahko različno velik, odvisno od velikosti moči proizvodnje elektrarne. Do primanjkljaja lahko pride tudi pri neuspešnih vključitvah elektrarn po popravilih. V tem primeru je možnost neusklajenosti z napovedanimi vrednostmi pričakovana, vendar nihče ne ve točno, kakšna bo oziroma ali bo do neusklajenosti sploh prišlo. Težave v primeru ponovnih vklopov predstavljajo predvsem velike elektrarne, kot so jedrske, pri katerih lahko količina oddane energije glede na napovedano znatno zaniha (Borggreffe & Neuhoff, 2011).

Slika 5: Napake napovedi proizvodnje ali odjema električne energije zaradi nepredvidljivosti potrošnje, vetra ter okvar elektrarn



Povzeto in prirejeno po F. Borggreffe & K. Neuhoff, *Balancing and Intraday Market Design: Options for Wind Integration*, 2011. str. 4.

Dejansko stanje sistema TSO pridobi z združitvijo vseh napak, kar predstavlja realno sliko stanja sistema. Za ohranjanje ravnotežja prenosnega sistema ter preprečevanje odstopanj v dejanskem času TSO zakupi rezervne zmogljivosti, ki jih v primeru prevelikih primanjkljajev tako v pozitivno kot v negativno smer aktivira in s tem izravna sistem. Zmogljivosti na tržno naravnanih, odprtih trgih za izravnavo odstopanj lahko na pregleden način ponudijo vsi predkvalificirani ponudniki za zagotavljanje rezerv. Predkvalifikacija pomeni pogodbeni odnos s TSO-jem, skladnost infrastrukture ter postopkov z določenimi pravili ter uspešno opravljen testni preizkus aktivacije rezerve (Borggreffe & Neuhoff, 2011).

V primerih, v katerih je odstopanje planiranih vrednosti od realnih vrednosti preveliko, pride do neravnovesja v sistemu, ki lahko ogrozi normalno delovanje. TSO v tem primeru aktivira zakupljene rezerve, kar imenujemo aktivacija oziroma regulacija.

Rezerve glede na njihove lastnosti razdelimo na primarno, sekundarno in terciarno rezervo. Tabela 1 prikazuje razdelitev in glavne lastnosti regulacij.

Tabela 1: Primerjava treh vrst regulacije

	Primarna regulacija	Sekundarna regulacija	Terciarna regulacija
<b>Zakaj je regulacija uporabljena?</b>	Za hitro stabilizacijo frekvence v sistemu v primeru odstopanj	Za sprostitev primarne regulacije ter stabilizacijo kratkoročnih odstopanj	Za sprostitev sekundarne regulacije, za upravljanje morebitnih prezasedenosti, za stabilizacijo dolgoročnih odstopanj
<b>Kako je izvedena aktivacija?</b>	Avtomatično		Ročno ali avtomatično
<b>Kje je izvedena aktivacija?</b>	Lokalno	Centralno	
<b>Kdo aktivira regulacijo?</b>	Lokalni senzor	TSO	
<b>Kako hitro je izvedena aktivacija?</b>	Takoj	Odvisno od sistema, običajno po 30 sekundah odstopanja	Odvisno od sistema, običajno po 15 minutah odstopanja
<b>Kakšni viri rezerv so lahko uporabljeni?</b>	Odvisno od sistema: enote, ki obratujejo z delno ali polno zmogljivostjo, enote, ki se lahko hitro zaženejo, večje porabniške enote		

*Povzeto in prirejeno po K. Verhaegen, L. Meeus, & R. Belmans, Development of balancing in the Internal Electricity market in Europe, 2006, str. 3.*

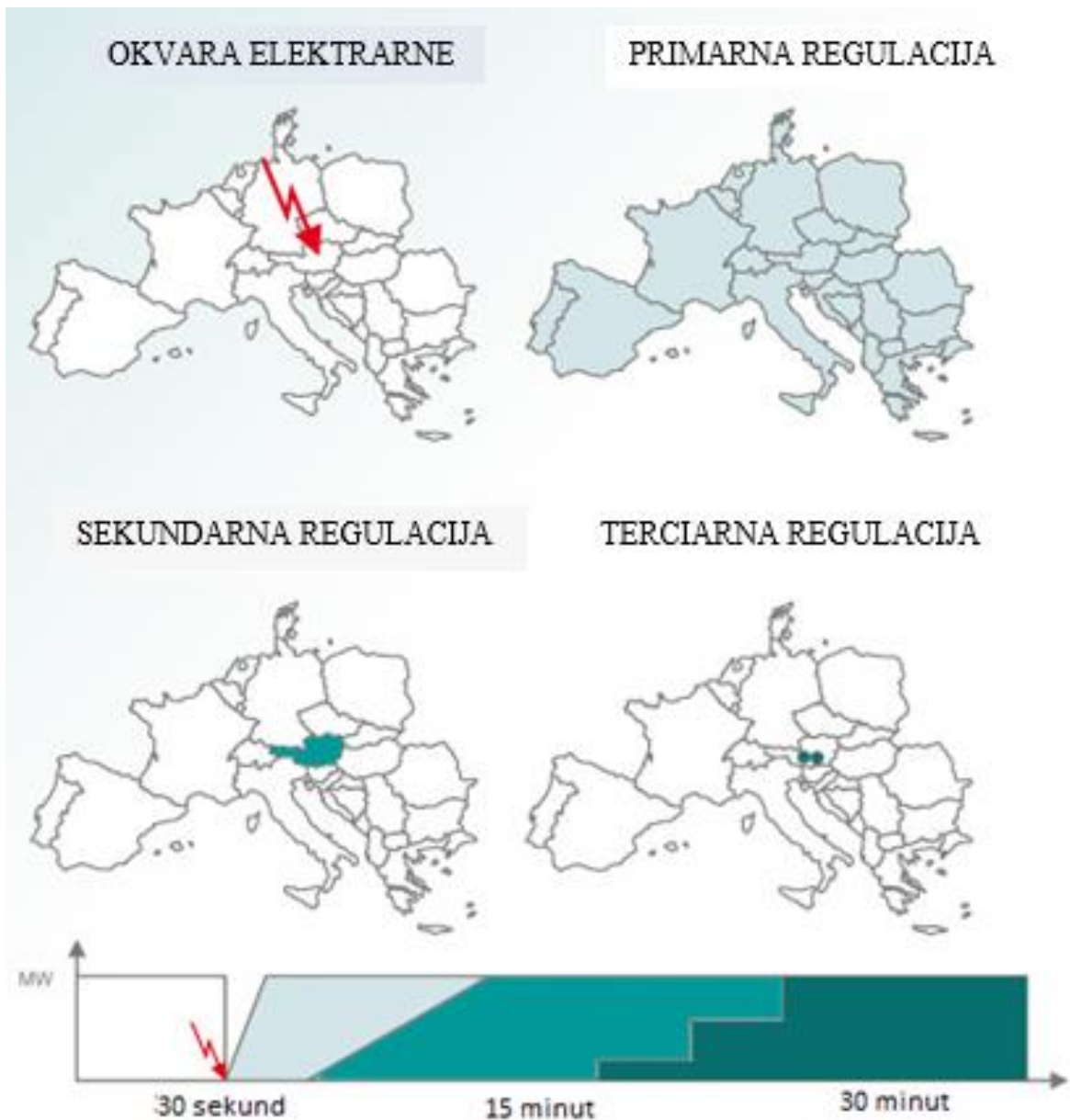
**Primarna regulacija** skrbi za stabilnost frekvence v sinhronem evropskem prenosnem sistemu (angl. *UCTE synchronous area*). Je avtomatsko izvedena aktivacija elektrarn ali večjih odjemalcev. Sproži se najpozneje v roku dveh sekund, maksimum delovanja pa mora doseči najpozneje v 30 sekundah po zaznavi odstopanj. Deluje po načelu solidarnosti med kontrolnimi območji oziroma državami članicami EU. Evropsko združenje za koordinacijo sistemskih prenosov energije (angl. *Union for the Coordination of the Transmission of Electricity – UCTE*) določa, koliko rezerv, namenjenih primarni regulaciji, mora imeti posamezno kontrolno območje/država članica. Prav tako obstajajo vnaprej določena pravila in podpisani sporazumi med sodelujočimi, ki določajo obveznosti ter razdelitev prispevkov za aktivirano primarno regulacijo (E-Control, 2016; Elia Ltd., 2016).

**Sekundarna regulacija** uravnava kratkoročna odstopanja in je avtomatsko aktivirana v primeru trajanja odstopanj frekvence za več kot 30 sekund. Aktivirana je lahko tudi prej, da se sprostí zmogljivost primarne regulacije. Primarna regulacija tako ponovno pridobi funkcijo hitre uravnave sistema. Sekundarna regulacija, za razliko od primarne, uravnava presežke ali primanjkljaje električne energije znotraj kontrolnega območja (E-Control, 2016).

V primeru neravnotežja, ki traja več kot 15 minut, se aktivira **terciarna regulacija**, imenovana tudi minutna regulacija. Aktivirana je lahko ročno ali avtomatsko in je pogosto

poglavitna za izravnalni trg. Uporablja se za sprostitvev sekundarne regulacije, ki lahko potem ponovno prevzame prvotno nalogo. Rezervirana terciarna rezerva mora znašati najmanj toliko energije, kolikor jo proizvaja največja proizvodna enota električne energije na kontrolnem območju. V nekaterih državah jo delijo še na hitro minutno rezervo, ki traja od 10 do 15 minut, in na hladno minutno rezervo, ki je na voljo dlje od 15 minut (E-Control, 2016; Austrian Power Grid AG, 2016a).

Slika 6: Slikovni prikaz sistemskih regulacij



Povzeto in prirejeno po E-Control, Regelreserve und Ausgleichsenergie, 2016.

Na Sliki 6 je poenostavljen prikaz sistemskih regulacij glede na časovne intervale ter območja delovanja.

V državah EU je pojmovanje treh zgoraj navedenih oblik rezerv različno. Tako na primer ponekod ni razlike med sekundarno in terciarno rezervo oziroma obstaja le sekundarna, ki vsebuje lastnosti obeh, ali pa terciarne rezerve ne delijo na hitro in hladno minutno rezervo. Ne glede na pojmovanje in obliko pa v vseh državah uporabljajo mehanizme, ki so navedeni zgoraj (E-Control, 2016; Verhaegen et al., 2006).

Glavni razlog za obstoj in delitev različnih mehanizmov za izravnavo odstopanj so tehnične karakteristike proizvodnih enot in stroški vezani na te lastnosti. Čeprav bi lahko elektrarne, ki imajo možnost hitrega spreminjanja proizvedene energije in navadno sodelujejo v primarni regulaciji, zagotovile dovolj energije za pokritje celotnih neravnotežij, bi bili stroški precej visoki. Elektrarn, ki dosegajo lastnosti za sekundarno regulacijo, je več, največ pa jih dosega potrebne lastnosti za terciarno regulacijo. Vsaka proizvodna enota električne energije ima sicer specifične lastnosti, vendar jih posplošeno lahko razdelimo v dve skupini (Borggreffe & Neuhoff, 2011):

1. prva skupina so hidroelektrarne in plinske elektrarne, ki se lahko v roku 15 minut zaženejo do polne obratovalnosti;
2. v drugo skupino spadajo termoelektrarne, ki se zaganjajo več ur, ter jedrske elektrarne, katerih zagon lahko traja tudi več dni.

Borggreffe in Neuhoff (2011) razlagata, da v primarni in sekundarni regulaciji običajno sodelujejo delujoče elektrarne, ki lahko zelo hitro spremenijo količino proizvedene električne energije. Če zagotavljajo povečanje proizvodnje, morajo obratovati z delno zmogljivostjo. Za zmanjšanje proizvodnje pa se lahko delujoča elektrarna izklopi, kar pa je običajno povezano z dodatnimi stroški (stroški izklopa ter ponovnega vklopa). Druga možnost zmanjšanja proizvodnje je zmanjšanje proizvodnje elektrarne, in sicer z zmogljivosti, ki je višja od minimalne, na minimalno zmogljivost elektrarne. V terciarni regulaciji delujejo že delujoče proizvodne enote in enote, ki se lahko hitro zaženejo – hidroelektrarne in plinske elektrarne.

Cene zagotavljanja zmogljivosti ter cene za moč aktivirane energije so zaradi konkurence med ponudniki različne med različnimi tipi regulacij. Zaradi majhnega števila ustreznih elektrarn je konkurenca pri zagotavljanju primarne regulacije najmanjša, cene energije pa posledično najvišje. Za sekundarno regulacijo je na voljo že več ustreznih ponudnikov, kar povečuje konkurenco in zmanjšuje cene. Terciarni regulaciji ustreza že večina proizvodnih in potrošnih enot, zato je tu konkurenca največja, cene pa najnižje.

## **2.3 Cilji EU glede razvoja trga za izravnavo odstopanj**

EU želi razviti enoten evropski notranji trg električne energije in plina. Po mnenju in smernicah ENTSO-E (2014a) mora biti trg električne energije organiziran kot prost, nediskriminatoren in pregleden trg za konkurenčna podjetja iz vse Evrope. S tem naj bi spodbujal konkurenco ter preprečeval nastanek monopolov ali drugih neučinkovitih in zavajajočih tržnih razmer. Enoten evropski notranji trg naj bi (ENTSO-E, 2014a; Karan & Kazdagli, 2011):

1. zagotovil varnost oskrbe z električno energijo;
2. izboljšal učinkovitost;
3. povečal konkurenco na evropskem notranjem trgu električne energije;
4. razširil oskrbo z električno energijo iz domačih in tujih virov;
5. spodbujal in podpiral zaščito okolja z razvojem čistih energetskega virov.

Trg za izravnavo odstopanj mora upoštevati trende razvoja enotnega evropskega notranjega električnega trga. Predvsem zaradi povečanja proizvodnje električne energije iz obnovljivih energetskih virov ter evropske direktive iz leta 2001, ki daje popolno prioriteto odjemu električne energije iz obnovljivih virov, prihaja do večjih sprememb oziroma nihanj proizvodnje (Evropska komisija, 2001).

### **2.3.1 Optimizacija virov vetrne energije**

Proizvodnja električne energije iz vetrnih virov se hitro povečuje. Razlike med planirano in realizirano proizvodnjo vetrne energije povzročajo vedno večji delež odstopanj na trgu za izravnavo odstopanj električne energije. Do razlik prihaja zaradi moči vetra, ki se lahko od planiranja proizvodnje do realnega časa proizvodnje znatno spremeni. Glede na smer spremembe so potrebni različni ukrepi (Wang et al., 2011):

1. V primeru zmanjšanja moči vetra je lahko zaradi pomanjkanja energije ogrožena stabilnost sistema. Za stabilizacijo sistema morajo biti druge proizvodne enote na trgu za izravnavo odstopanj aktivirane in tako proizvesti več električne energije.
2. V primeru povečanja moči vetra morajo druge proizvodne enote zmanjšati proizvodnjo, kar prav tako uravnava sistemski operater prek aktivacij na trgu za izravnavo odstopanj. Poleg tega lahko v določenih večjih proizvodnih sistemih z vetrno energijo proizvodnjo električne energije omejijo – na primer ustavijo vetrnice. Vse to z namenom, da bi preprečili nastanek odstopanj, vendar v tem primeru prihaja do neželene izgube obnovljivega vira energije.

Obstaja več možnih načinov zmanjševanja napak med napovedanimi vrednostmi in dejansko proizvedenimi količinami. Prvi način je, kot že omenjeno, omejevanje proizvodnje v primeru povečane moči vetra. V EU takšno omejevanje ni pogosta praksa,

saj direktiva iz leta 2001 zagotavlja odjem električne energije, proizvedene iz obnovljivih virov. Glede na številne raziskave (Heide, Greiner, Bremen, & Hoffmann, 2011; Franco & Salza, 2011) je proizvodnja električne energije iz vetrne energije v večini primerov upoštevana kot pasivna proizvodnja, ki proizvaja glede na vremenske razmere in ne glede na dejanske potrebe oziroma plane. Spodbuda za natančno napovedovanje proizvodnje ter upoštevanje pogodbene napovedi je zaradi zagotovljenega odvzema proizvedene električne energije za proizvajalce iz obnovljivih virov precej majhna. Izravnavo odstopanj naj bi zagotavljale druge enote sistema, vendar je zaradi vse večjih odstopanj na strani vetrne energije izravnava vedno dražja. Po drugi strani bi lahko povečanje izpostavljenosti proizvodnje iz obnovljivih virov na višje cene za izravnavo odstopanj povzročilo omejitev naložb v razvoj obnovljivih virov. Vse več raziskav dokazuje, da bodo v tej smeri potrebne spremembe in bo morala postati vetrna energija proaktiven proizvajalec. Na ta način bo prispevala k zmanjšanju odstopanj v sistemu in bo lahko sodelovala na trgu za izravnavo odstopanj, predvsem z zmanjšanjem proizvodnje v primeru presežkov električne energije v sistemu (Sorknæs et al., 2013).

Drugi način je izboljšava vremenskih napovedi, predvsem moči vetra, da bi lahko izdelali bolj točne napovedi proizvodnje električne energije iz vetrnih virov. Natančnost vremenskih napovedi je odvisna od števila in kakovosti dejavnikov, vključenih v napoved. Na vremenske napovedi vplivajo (Wang et al., 2011):

1. natančnost numeričnih napovedi vremena;
2. kakovost meritev moči vetra;
3. lokalne meteorološke meritve;
4. upoštevanje reliefa oziroma terena;
5. možnost pridobivanja vremenskih podatkov v dejanskem času.

Za izboljšavo napovedi proizvodnje električne energije iz vetrne energije pa so poleg navedenih vremenskih podatkov pomembni še podatki o dejanski proizvodnji električne energije v dejanskem času ter o lastnostih proizvodnih enot (Wang et al., 2011). V zakup je treba vzeti tudi velikost področja napovedi, saj se navadno vremenski dejavniki glede na lokacijo precej razlikujejo.

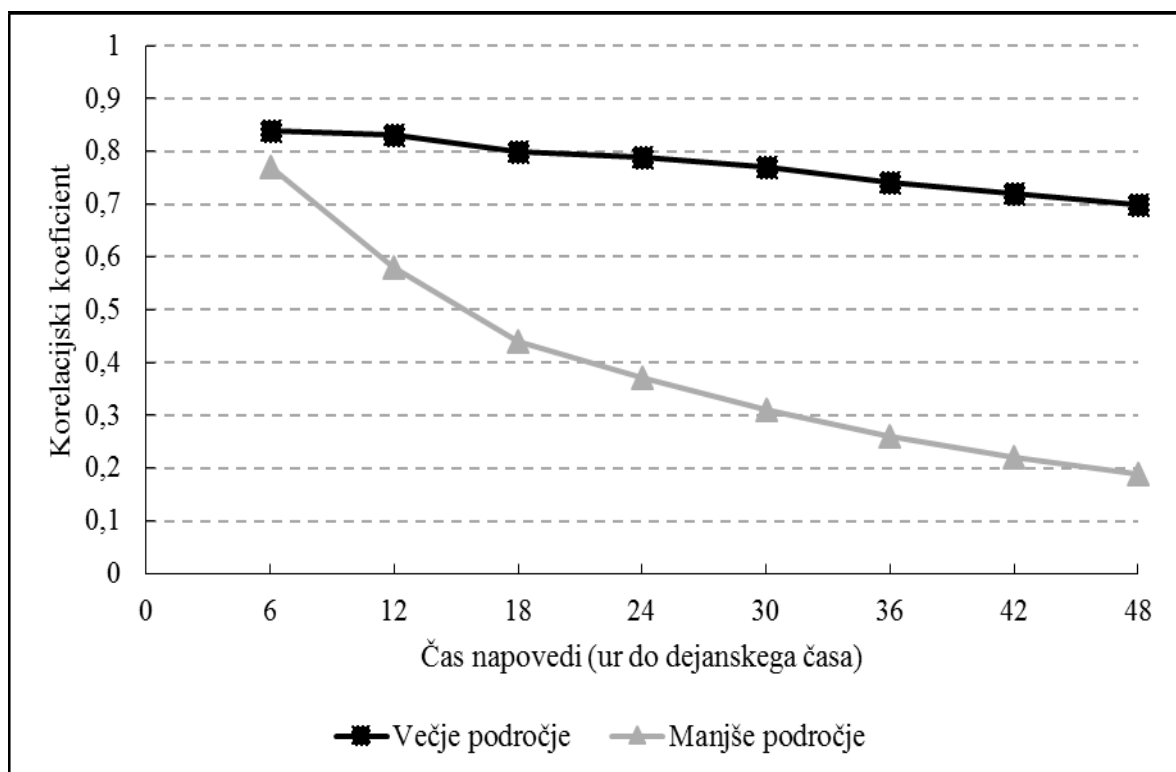
Focken et al. (2002) so preučevali različne modele napovedi. Ugotovili so, da je najboljše vremenske podatke in vremenske napovedi pridobivati lokalno, torej za manjša območja. Pri napovedi proizvodnje vetrne energije pa se upoštevajo večja področja, saj tako prihaja do precej manjših odstopanj kot v primeru lokalnih napovedi. Razlog za to so statistični učinki, kjer se napake, ki so šibko povezane, na večjem območju deloma izničijo. V redkih primerih lahko pride do večje napake. To je tedaj, ko napačna napoved zajame celotno območje napovedi (na primer napačno napovedana nevihta, ki zajame celotno območje napovedi) in pride do skladnega obnašanja vetrnih elektrarn. V tem primeru model, ki v napovedi upošteva večje področje, napake ne zmanjša učinkovito. Pomemben dejavnik



napovedovanja proizvodnje je tudi število proizvodnih enot in enot za merjenje vremenskih podatkov. S povečanjem števila enot na določeno področje se napovedi izboljšajo, a le do določenega obsega. Ko je doseženo dovolj veliko število enot na področje, se z dodajanjem novih enot napoved bistveno ne spreminja več. Kot ugotavljajo Focken et al. (2002), se natančnost napovedi za področje, veliko približno 370 km, znatno poveča z dodajanjem do 50 proizvodnih in merskih enot. V primeru dodajanja več enot se napoved bistveno ne spreminja več.

V preteklosti so se standardno uporabljale dolgoročne napovedi za nekaj dni vnaprej pa vse do enega dneva vnaprej. Z razvojem trga znotraj dneva v zadnjih letih pa se vedno pogosteje uporabljajo tudi kratkoročne vremenske in proizvodne napovedi, saj se napake napovedi zelo zmanjšajo v zadnjih 24 urah pred samo proizvodnjo. Napovedi so tudi natančnejše, in sicer običajno zagotavljajo podatke ter posodobitve podatkov na urni ali celo 15-minutni osnovi. Na trgu znotraj dneva se lahko trguje bližje dejanskemu času in zaradi boljših napovedi se tako zmanjšajo tudi odstopanja (Monteiro et al., 2009; Pinson, Madsen, Nielsen, Papaefthymiou, & Klöckl, 2009).

*Slika 7: Korelacija predvidene in izmerjene proizvodnje električne energije iz vetrnih virov glede na metodo večjega in metodo manjšega območja napovedi ter glede na časovno obdobje napovedi*



*Povzeto in prirejeno po U. Focken et al., Short-term prediction of the aggregated power output of wind farms – a statistical analysis of the reduction of the prediction error by spatial smoothing effects, 2002, str. 235.*

Iz Slike 7 je razvidno, da je korelacija med planirano proizvodnjo in izmerjeno proizvodnjo v primeru večjega območja ter krajšega časovnega obdobja napovedi boljša, saj je korelacijski koeficient bližje 1 (Focken et al., 2002).

Zaradi povečevanja količine vetrne energije se kljub boljšim napovedim vetra potreba po energiji za izravnavo še vedno večja. Sama izboljšava napovedi vetrne proizvodnje električne energije tako ne bo zadostovala za omejitev povečanja odstopanj. Zato se razvijajo tudi druge metode (na primer prilagajanje odjema in pametna omrežja), ki naj bi prispevale k ohranjanju varnosti sistemov (Monteiro et al., 2009; Pinson et al., 2009).

### **2.3.2 Organizacija trgov**

Glavni mejnik organizacijskim spremembam na trgu za izravnavo odstopanj v EU je šele leta 2014 postavilo Evropsko združenje sistemskih operaterjev elektroenergetskega omrežja (angl. *European Network of Transmission System Operators*, v nadaljevanju ENTSO-E). Z omrežnimi pravili za trg izravnave odstopanj (angl. *Network Code on Electricity Balancing*) si ENTSO-E prizadeva za ustanavljanje koordiniranih območij za izravnavo električne energije (ENTSO-E, 2014b):

1. vsak TSO naj bi se povezal z najmanj dvema sosednjima TSO-jema v koordinirano območje;
2. vsi člani takega območja bi morali čim bolj uskladiti procese ter si pomagati pri izvajanju izravnave odstopanj z vsaj enim standardiziranim produktom ali pa izvajati saldo neravnovesij v sistemu (netiranje neravnovesij);
3. TSO-ji naj bi skupaj promovirali tudi razširitve in združitve koordiniranih območij za izravnavo električne energije z namenom razvoja regionalnih in evropskih modelov integracije trga za izravnavo odstopanj;
4. predvideno je tudi poenotenje izračunov odstopanj ter cen odstopanj.

### **2.3.3 Uvedba prilagajanja odjema**

Prilagajanje odjema (angl. *Demand Side Response*) je termin, ki označuje prilagajanje porabe električne energije končnega porabnika in s tem odjema električne energije iz omrežja (Thakur & Chakraborty, 2016). Prilagajanje odjema je trenutno šele na začetku svojega razvoja, vendar je zaradi svojih potencialov hitro pridobilo pozornost tako pri pomembnih evropskih inštitucijah kot udeležencih na trgih električne energije.

ENTSO-E je v novembru 2015 z dokumentom Oblikovanje trga za prilagajanje odjema (angl. *Market Design for Demand Side Response*) poudaril pomembnost in določil smernice razvoja prilagajanja odjema (ENTSO-E, 2015b):

1. Prilagajanje odjema naj bi se glede na različne poslovne primere razvijalo samo od sebe, za kar pa so potrebne pravilne cene, ki morajo razkrivati pomembnost in prilagodljivost prilagajanja odjema za električne sisteme.
2. Na podlagi eksperimentiranja in testiranja naj bi se razvile različne metode, ki bi se pozneje glede na najboljše primere poenotile.
3. Trg prilagajanja odjema mora po mnenju ENTSO-E temeljiti na ekonomskih odločitvah odjemalca električne energije, ki se odloča glede na vrednost svoje potrošnje električne energije in glede na vrednost električne energije, ki jo lahko ponudi na trgih električne energije.
4. Spodbuditi želijo tudi razvoj kontrolnih in komunikacijskih naprav za majhne odjemalce in zagotoviti njihovo zanesljivost.
5. Majhni odjemalci naj bi sodelovali na trgu prilagajanja odjema prek agregatorjev, ki bi združevali večje število odjemalcev in ponujali agregirane, večje količine energije za prilagajanje odjema.
6. Največji izziv je prav gotovo zagotovitev zasnove sistema oziroma vpeljave prilagajanja odjema na obstoječe trge z določitvijo pravil, dolžnosti in pravic posameznih udeležencev.

### **2.3.4 Povečanje konkurence**

Likvidnost trgov električne energije se lahko poveča le, če se dostop omogoči vsem akterjem in ne le proizvodnim enotam električne energije. Različni trgi so medsebojno povezani in vplivajo na dejavnike, kot je cena energije ali število sodelujočih akterjev na posameznem trgu (Borggreffe & Neuhoff 2011). Prav zato je eden glavnih ciljev EU zagotoviti čim večjo konkurenčnost na vseh trgih električne energije (ENTSO-E, 2014a). Konkurenco želi zagotoviti z vsemi že navedenimi cilji. S primerno organizacijo in poenotenjem trgov želi poskrbeti za neoviran vstop novih udeležencev na trg. Predvsem zaradi izvajanja prilagajanja odjema je večja pozornost namenjena tudi omogočanju vstopa manjših novih udeležencev, ki lahko zagotavljajo manjše količine za krajše obdobje.

Trgi naj bi se med seboj poenotili in povezovali, kar bi v primeru izravnave odstopanj pomenilo združen seznam razpoložljivih enot za zagotovitev rezerv (angl. *Merit order list*). Več enot na seznamu za zagotovitev rezerv pomeni večjo konkurenco med njimi, saj se potreba po aktivacijah za pokritje odstopanj z združitvijo trgov ne poveča sorazmerno z velikostjo trga. Zato večja konkurenca prispeva k nižjim cenam razpoložljivosti in nižjim cenam za moč aktivirane energije za pokrivanje odstopanj. Na večjih, združenih trgih je treba upoštevati tudi večji potencial za težave pri prenosu energije po omrežju. V obdobju,

ko je omrežje v določeno smer maksimalno obremenjeno, v to smer ne more potovati dodatna energija, potrebna za izravnavo odstopanj (Borggreffe & Neuhoff, 2011).

## **2.4 Nove metode in modeli trga za izravnavo odstopanj**

Zaradi večjega vpliva nepredvidljivih dejavnikov, kot so vreme in napake v napovedih proizvodnje ter posledično oteženo vodenje in uravnavanje električnih omrežij, se tudi v Evropi razvijajo tako imenovana pametna omrežja električne energije. Razvijajo se sistemi, s katerimi se bo končnim odjemalcem električne energije omogočilo, da bodo poleg porabe sodelovali tudi pri izravnavi odstopanj električne energije. Pametno omrežje mora upoštevati raznolike spreminjajoče se komponente, informacije in komunikacijske zmožnosti. Le tako lahko ustvari tehnično osnovo za povezavo vseh energetskih udeležencev (proizvajalcev, odjemalcev ter naprav, ki omogočajo skladiščenje energije) in omogoči prilagodljivost različnih uporabnikov na pameten in učinkovit način (Energy Innovation Austria, BMVIT, & Climate and Energy Fund, 2014).

### **2.4.1 Prilagajanje odjema**

Odjem električne energije iz sistema se ves čas spreminja, prihaja pa tudi do nihanj proizvodnje. Za učinkovito vzdrževanje potrebnega ravnotežja sistema morata biti proizvodnja in tudi potrošnja dovolj fleksibilni, da se prilagodita druga drugemu. V preteklosti je bila fleksibilnost skoraj v celoti zagotovljena na strani proizvodnje. Danes se pospešeno razvijajo metode, s katerimi bi se povečala tudi fleksibilnost potrošnje. Do razvoja takšnih metod prihaja zaradi (Mazur & Goater, 2014):

1. zmanjševanja razpoložljive fleksibilne proizvodnje kot posledice zapiranja starejših elektrarn;
2. vse večjih nihanj sistema zaradi porasta obnovljive energije;
3. optimizacije učinkovitosti in zniževanja stroškov.

Ena glavnih metod je metoda prilagajanja odjema. Prilagajanje odjema zadeva odjemalce električne energije ter si prizadeva za spremembo njihovega vedenja prek pobud, ki jih ponuja.

Glavna prednost fleksibilne potrošnje je, da so potrošniške enote običajno povezane z nižjimi stroški od stroškov proizvodnih enot, ker so že delujoče in v uporabi, kar pomeni, da takšne enote nimajo dodatnih stroškov izgradnje. Za izkoriščanje njihovih potencialov jih je treba le pravilno integrirati v moderne sisteme prilagajanja odjema. Dodatni stroški običajno niso povezani niti z vklopom in izklopom takšnih enot (Thakur & Chakraborty, 2016; Mazur & Goater, 2014). Cenejša fleksibilnost je še posebno izrazita pri zagotavljanju pozitivnih rezerv, ki jih lahko potrošniške enote hitro zagotovijo z zmanjšanjem trenutne porabe energije (Borggreffe & Neuhoff, 2011). Potrošniške enote

lahko trenutno zaradi razmeroma visokih cen na trgu za izravnavo odstopanj ter nizkih lastnih stroškov zagotavljanja rezerv dosega visoke dobičke. S povečevanjem števila sodelujočih cenejših ponudnikov pa se bodo cene ter dobički na trgu nekoliko znižali.

Odjemalci električne energije lahko vplivajo na potrošnjo energije na naslednje načine (Mazur & Goater, 2014):

1. začasno ustavijo ali zmanjšajo potrošnjo in s tem ostane več energije v sistemu;
2. prevzamejo več energije iz sistema s povečanjem potrošnje električne energije;
3. začasno zmanjšajo potrošnjo z zagonom lastne proizvodnje električne energije ali z uporabo shranjene energije.

Glede na način upravljanja prilagajanja odjema ločimo (Mazur & Goater, 2014):

1. **Avtomatizirano prilagajanje odjema**, kjer odjemalec sklene pogodbo z agregatorjem ali neposredno s TSO-jem. Pogodbeni partner odjemalcu plačuje za fleksibilnost odjema električne energije, odjemalec pa mu prepusti upravljanje njegove porabe elektrike. Strinja se, da mu lahko partner glede na vnaprej določene pogoje samodejno vklopi ali izklopi del naprav oziroma strojev.
2. **Prilagajanje odjema z odločanjem**, kjer končni uporabnik odloča o spremembi odjema glede na spodbude, ki so mu ponujene. Potrošnjo lahko končni uporabnik v tem primeru uravnava ročno v dejanskem času ali pa namesti napravo z zelenim urnim planom delovanja. Primer slednjega je pralni stroj z možnostjo nastavitve časa pričetka pranja.

Thakur in Chakraborty (2016) pravita, da kljub temu, da gre pri prilagajanju odjema za spremembo navad in potrošnje energije končnega odjemalca, to spremembo povzroči agregator prilagajanja odjema prek oblikovanja cenovnih vzpodbud. Pravilne in za odjemalca dovolj ugodne spodbude so glavni dejavnik pri sklepanju pogodb za prilagajanje odjema. V primeru avtomatiziranega prilagajanja odjema odjemalec deloma izgubi nadzor nad lastnimi procesi, vendar v zameno prejema finančne prihodke. Če končni uporabnik ohrani odločanje, je njegova odločitev ponovno odvisna od tega, koliko dobi v zameno za spremembo potrošnje.

Zanemariti ne gre tudi tveganja glede varnosti. Podatki, pomembni za avtomatizacijo prilagajanja odjema, bi namreč lahko pomenili nevarnost za končnega uporabnika, če bi prišli v napačne roke. Iz podatkov bi bilo na primer možno ugotoviti, kdaj je hiša oziroma stanovanje prazno. Prav tako bi obstajala možnost nezakonite prekinitve električne energije oziroma delovanja naprav (Mazur & Goater, 2014).

#### 2.4.1.1 Delovanje prilagajanja odjema z zmanjšanjem ali povečanjem potrošnje v primeru potrebe po izravnavi odstopanj

Metode prilagajanja odjema z zmanjšanjem ali povečanjem potrošnje so uporabne za izravnavo odstopanj v primeru nepredvidenih sprememb v sistemu. Industrijski in poslovni subjekti imajo sicer zelo različne delovne naloge in posledično tudi različno porabo električne energije. Najprimernejše panoge za zagotavljanje prilagajanja odjema so po izkušnjah podjetja Verbund AG (2013) predvsem:

1. industrija papirja;
2. industrija stekla;
3. železarska industrija;
4. vodne čistilne naprave ter druga vodna panoga;
5. prehrabena panoga ter panoga proizvodnje pijač;
6. panoga kemičnih obdelav.

Na splošno pa v večini podjetij vsaj del procesov omogoča fleksibilnost. Tako lahko v primeru potrebe podjetje za določen čas izključi ali zmanjša del proizvodnje in nadaljuje pozneje ali pa poveča proizvodnjo in porabo energije z zagonom dodatnih naprav. Podjetja lahko z učinkovitim uravnavanjem zalog materialov v svojih proizvodnih procesih še dodatno povečajo možnosti fleksibilnega zmanjšanja ali povečanja dela proizvodnje.

Stanovanjski objekti lahko zagotavljajo zmanjšanje ali povečanje odjema predvsem z vklopjanjem in izklopjanjem grelnikov, bojlerjev, hladilnikov in hladilnih skrinj ter drugih naprav, pri katerih lahko za nekaj časa glede na vnaprej nastavljene zahtevane lastnosti oziroma časovne omejitve premaknemo ali prekinemo delovanje (Mazur & Goater, 2014).

Za podjetja in tudi za stanovanjske objekte, ki lahko zagotovijo le manjše spremembe v porabi, imajo pomembno vlogo agregatorji. Agregatorji so udeleženci trga, ki združujejo in koordinirajo množico manjših enot s fleksibilnostjo porabe in združeno zmogljivost spremembe odjema ponudijo sistemskemu operaterju. Pri tem prevzamejo tudi tveganje v primeru neizpolnitve ponudbe prilagajanja odjema (Thakur & Chakraborty, 2016; Mazur & Goater, 2014).

#### 2.4.1.2 Delovanje prilagajanja odjema s premikom potrošnje

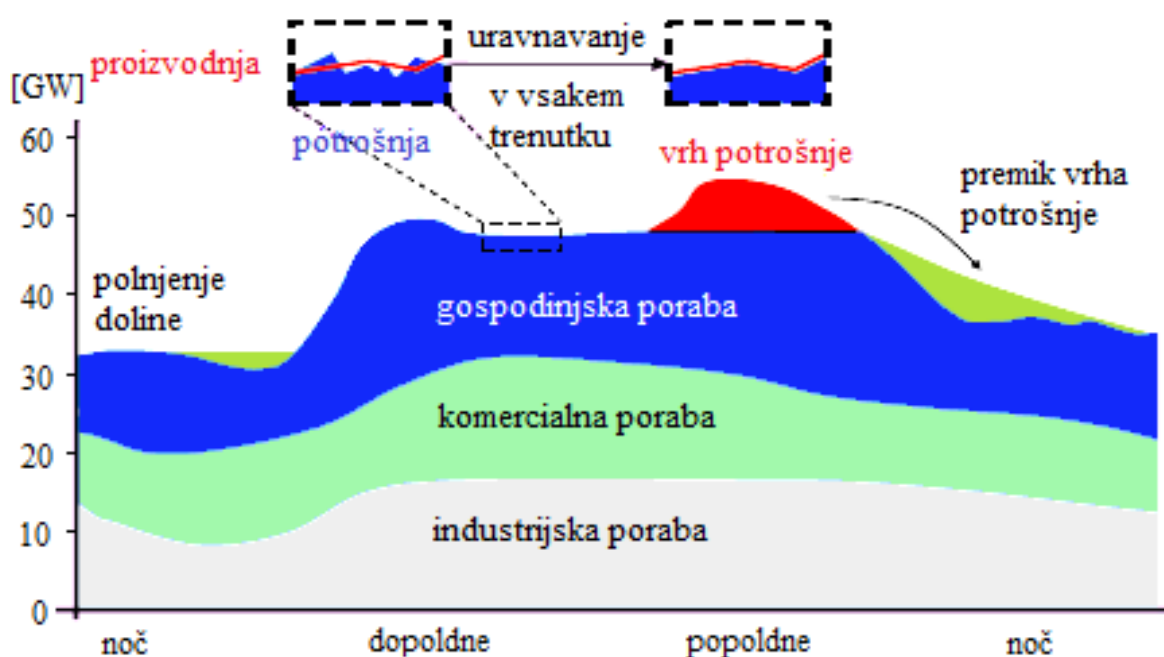
Poraba električne energije se sicer spreminja skozi čas, vendar ima, kadar ni ekstremnih dogodkov, podobne vrednosti v posameznih urah dneva. Tako poraba normalno doseže jutranji vrh (običajno med 6. in 9. uro zjutraj) ter popoldanski vrh (med 16. in 20. uro). Popoldanski vrh je običajno višji od jutranjega in pomeni najvišjo količino porabljene

energije v dnevu. Standardna poraba in vrhovi porabe električne energije so predvidljivi glede na časovno obdobje, vreme in stanje sistema.

V primeru izrednih dogodkov, kot so napake v proizvodnji ali okvare strojev, podjetja izključijo del proizvodnje. Velike izpade porabe električne energije povzročijo tudi naravne nesreče, ki prekinejo dobavo električne energije. Zaradi na primer podrtega drevesa, ki poškoduje električno napeljavo, pride do izpada električne energije na večjem geografskem področju. Tako se lahko realni odjem električne energije v primerjavi z napovedanim odjemom znatno spremeni, zato pride do viška električne energije v sistemu (Mazur & Goater, 2014).

Slika 8 prikazuje krivuljo dnevnega odjema električne energije v normalnih pogojih, vrhove potrošnje ter vrzeli, v katerih je potrošnja najnižja. Za lažjo predstavo so slikovno prikazani tudi učinki delovanja prilagajanja odjema.

Slika 8: Krivulja dnevnega odjema električne energije ter prikaz učinkov prilagajanja odjema



Povzeto in prirejeno po C. Mazur & A. Goater, *Electricity Demand-Side Response*, 2014, str.1.

Z prilagajanjem odjema je mogoče vplivati na premik potrošnje (angl. *load shifting*). Gre za premik porabe električne energije na drugo obdobje znotraj dneva, kar zmanjša maksimalne jutranje in popoldanske vrhove porabe električne energije ter uravnava vrzeli v urah, ko je poraba najmanjša. Slednje zmanjša tudi potrebo po proizvodnih kapacitetah, ki so namenjene za proizvodnjo električne energije v času vrhov potrošnje, in potrebo po

izravnavi odstopanj, do katerih prihaja zaradi večjega nihanja v porabi (Demand Response Library, 2016).

Primer prakse premika potrošnje pri končnih gospodinjskih odjemalcih je cenejša električna energija v nočnih urah. Z zaračunavanjem nižje tarife v nočnih urah se zmanjša poraba električne energije v dnevnih in predvsem večernih urah, saj odjemalec razna opravila, kot so pranje perila, posode in podobno, prestavi na nočne ure in posledično plača nekoliko manjši račun za elektriko. Pri podjetjih gre za prestavitev nekaterih delov proizvodnje z ur, za katere so značilni vrhovi potrošnje električne energije, na zgodnejše ali poznejše ure. Običajno gre za procese, ki ne predstavljajo ozkih grl v proizvodnji, oziroma za procese, ki lahko v krajšem obdobju ustvarijo dovolj zalog materialov, potrebnih za normalen potek nadaljnje proizvodnje. Podjetja se seveda odločajo na podlagi ekonomske učinkovitosti, zato morajo biti za prenos proizvodnje podane pravilne ekonomske spodbude.

Na eni strani premik potrošnje omogoča neposredne prihodke gospodinjstvom, komercialnim in industrijskim subjektom, na drugi strani pa pozitivno učinkuje na ravnotežje sistema (Mazur & Goater, 2014).

Pozitivni učinki prilagajanja odjema so (Vukasović & Pink, 2012; Thakur & Chakraborty, 2016):

1. znižanje potrebe po naložbah v prenosno omrežje in v nove proizvodne enote;
2. znižanje potrebe po dodatni proizvodnji za pokrivanje vrhov potrošnje;
3. možno je zmanjšanje emisij toplogrednih plinov;
4. povečanje učinkovitosti električne energije in njene rabe;
5. povečanje varnosti sistema z nižanjem prezasedenosti v določenih časovnih obdobjih ter posledično znižanje potreb po prerazporejanju energije;
6. znižanje stroškov izravnave odstopanj.

#### **2.4.2 Virtualne elektrarne**

Virtualna elektrarna (angl. *Virtual Power Plant*, v nadaljevanju VE) je informacijsko-komunikacijska platforma, ki združuje razpršene proizvajalce in odjemalce električne energije ter njihove vire proizvodnje oziroma potrošnje. Opremljena je kot tehnična, operativna in ekonomična virtualna konstrukcija. Agregirane podatke operater uporablja, kot da bi bili proizvod ene same proizvodne oziroma potrošne enote. VE je pomemben del pametnih električnih omrežij, ki se razvijajo (Next Kraftwerke GmbH, 2016).



Najpomembnejši del VE je centralna točka, ki s pametnimi programskimi sistemi obdeluje vrsto podatkov o (Webb, 2010):

1. zmogljivosti posameznih proizvodnih oziroma potrošnih enot;
2. planirani potrošnji električne energije;
3. stanju v skladiščih energije;
4. informacijah s trga električne energije, kot so cene in trenutno stanje sistema.

Prednosti VE so (Bayar, 2013; Webb, 2010; Zurborg, 2010):

1. Z združevanjem omogoča sodelovanje proizvajalcev in odjemalcev električne energije vseh vrst in velikosti. Tako so bili vključeni različni mali in srednje veliki ponudniki zmogljivosti. Ti so prej zaradi premajhnih količin in pomanjkanja znanja o trgovanju težje nastopali na trgih električne energije.
2. Centralna točka VE obdelava podatke posameznih vključenih proizvodnih ali potrošnih enot ter podatke s trgov električne energije. Glede na dane tehnične omejitve vključenih enot ter glede na ekonomske in ekološke omejitve, ki jih postavi upravljalec VE, centralna točka optimizira uporabo enot na različnih trgih električne energije. Najpogosteje upravljalec VE uporablja zmogljivosti vključenih enot za trgovanje na kratkoročnih trgih električne energije in na trgu za izravnavo odstopanj.
3. Vzpodbudno vpliva tudi na razvoj proizvodnje iz obnovljivih virov, saj lahko VE prilagaja in uravnava nihanja proizvodnje iz obnovljivih virov ter pokrije nepredvidena odstopanja z drugimi viri.
4. Zmanjša se potreba po aktiviranju rezerv na trgu za izravnavo odstopanj. VE namreč omogoča zelo natančno uravnavo proizvodnje in potrošnje električne energije v dejanskem času, saj sistem stalno nadzoruje nihanja električne energije in glede na možnosti izklopi ali vklopi, zmanjša ali poveča proizvodne ali potrošne enote. Odstopanja od napovedanih vrednosti energije so tako minimalna.
5. Zaradi vključenosti več manjših ter razpršenih enot proizvodnje in potrošnje, povezanih na omrežje nizke napetosti, lahko VE pomaga pri usklajevanju nihanj napetosti tudi na lokalni ravni. Posledično se zmanjša potreba po prenosu električne energije oziroma se skrajšajo prenosne razdalje po omrežju. S tem so doseženi prihranki energije in zmanjšanje izgub v prenosnem omrežju, zmanjša pa se tudi potreba po dragih naložbah v razširitve prenosnih omrežij.

Večina raziskav je narejenih za trenutno najbolj razvito vrsto VE, to je komercialne VE. Te se osredotočajo na maksimalno izkoriščanje ekonomskih priložnosti in profitabilnost. Raziskave potrjujejo smotrnost razvoja takšnih VE, saj zagotavljajo prednosti za vse sodelujoče. Popit (2016) ugotavlja, da komercialne VE sodelujočim ponudnikom fleksibilnih zmogljivosti zagotavljajo:

1. ustrezno informacijsko tehnologijo;

2. poglobljeno znanje o trgih, na katerih delujejo, ter poslovne strategije in modele za te trge;
3. kot vmesni člen prevzamejo urejanje in skrb za celoten pogodbeni odnos s TSO-jem;
4. omogočajo obvladovanje količinskih tveganj v primeru tehničnih težav posameznega vira ter
5. prevzemajo cenovna tveganja na trgih.

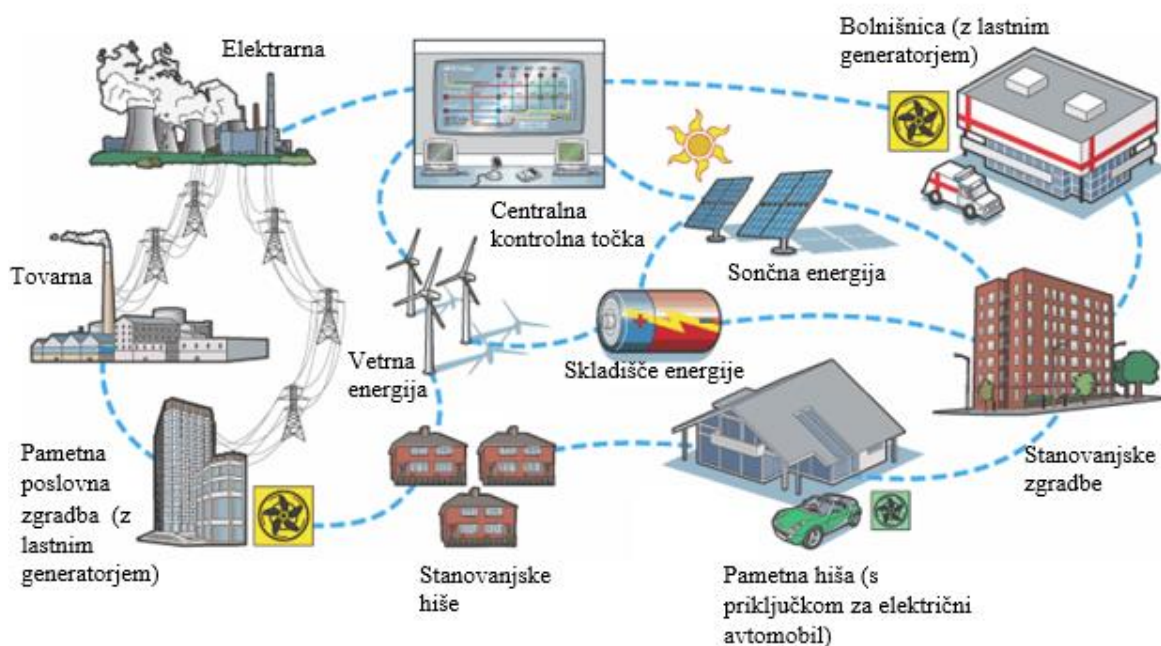
Poleg pomembnosti komercialnih VE se raziskovalci ter predvsem TSO-ji zavedajo tudi pomembnosti zanesljivosti. Posledično se razvijajo tehnične VE. Komercialne VE namreč optimizirajo svoje enote glede na cene trgov, na katerih sodelujejo, medtem ko tehnične VE pri uporabi svojih enot upoštevajo predvsem trenutno stanje sistema in zagotavljanje napovedanih zmogljivosti (Shabanzadeh, Sheikh-El-Eslami, & Haghifam, 2015).

Nadaljnji razvoj VE bo vključeval tudi upravljanje skladišč električne energije. Izdelava skladišč električne energije je sicer zaenkrat ekonomsko neučinkovita. Kljub temu se v zadnjem času z razvojem močnejših baterij pospešeno razvija tudi to področje. Takšne baterije uporabljajo na primer majhne domače elektrarne in električni avtomobili. Za prihodnost je načrtovano vključevanje skladišč električne energije na trg električne energije prek prilagajanja odjema. Vizija je vzpostavitev velikega, razpršenega skladišča električne energije, sestavljenega iz baterij električnih vozil v stanju polnjenja. VE bodo lahko po vnaprej določenih omejitvah uravnale količino shranjene energije v baterijah električnih vozil ter jo v primeru potrebe uporabile (Kumar & Tseng, 2016).

Slika 9 prikazuje poenostavljeno shemo VE. Prikazana je vključenost različnih tržnih udeležencev, kot so različne vrste elektrarn, stanovanjske zgradbe, skladišča energije ter stavbe, ki imajo poleg povezave na omrežje tudi lastne vire električne energije. Vsi navedeni subjekti so povezani na centralno kontrolno točko VE, komunikacija pa poteka v obe smeri. Tako VE ves čas od udeležencev sprejema podatke potrošnje ali proizvodnje, te podatke smiselno organizira in v primeru potrebe izvede spremembo aktivnosti v posamezni enoti.

Najpomembnejša prednost VE je fleksibilnost, ki se kaže v opisanih lastnostih. Ker si trgi električne energije prizadevajo za čim večjo fleksibilnost in so mnoga podjetja v tem prepoznala poslovno priložnost, se modeli VE hitro nadgrajujejo. V prihodnosti bodo VE imele velik vpliv na razvoj celotnega trga električne energije.

*Slika 9: Poenostavljen shematski prikaz virtualne elektrarne z vsemi povezanimi proizvajalci, odjemalci in skladišči električne energije*



*Povzeto in prirejeno po T. Jones & T. Walker, Virtual Power Plant Simulation, 2009, str. 8.*

### 2.4.3 Čezmejno sodelovanje na trgu za izravnavo odstopanj

Pri čezmejni izravnavi odstopanj gre za sodelovanje sosednjih TSO-jev, pri čemer obstaja več modelov sodelovanja, ki se razvijajo. V modele so vključene različne države oziroma TSO-ji, nekateri pa sodelujejo tudi v več različnih poskusnih projektih.

#### 2.4.3.1 Model ohranjanja frekvence

Aktivacije rezerv za izravnavo odstopanj trenutno potekajo znotraj kontrolnih območij in so naloga posameznega TSO-ja, ki kontrolno območje nadzoruje. TSO glede na pravila izbere ponudnike in sestavi tako imenovan seznam razpoložljivih enot za zagotovitev rezerv. Ponudniki so razvrščeni glede na ponujeno ceno od najugodnejšega do najmanj ugodnega. V primeru potrebe so aktivirani po vrsti.

Model ohranjanja frekvence predpostavlja, da vsi TSO-ji na enem ali več koordiniranih območjih sestavijo skupni, združen seznam razpoložljivih enot za zagotovitev rezerv, ki jih lahko v primeru potrebe aktivirajo. V poznejši fazi naj bi vsi TSO-ji, ki delujejo v EU, postali del evropskega integriranega sistema z enotnim seznamom ponujenih razpoložljivih enot. Ker odstopanja običajno ne nastopijo na vseh kontrolnih območjih hkrati, pride do pozitivnih ekonomskih učinkov. Najprej se aktivirajo najcenejše enote s celotnega seznama

ponujenih kapacitet in ne le najcenejše enote s kontrolnega območja, kot je v trenutno obstoječem sistemu. Če pride do sočasnih odstopanj na različnih kontrolnih območjih, se po vrsti aktivirajo najcenejše enote s celotnega seznama, pozneje pa se preračunajo in pravično finančno poravnajo stroški aktivacij med kontrolnimi območji. Za ponudnike rezerv se zaradi razširitve seznama sprejetih ponudnikov s kontrolnega območja na seznam celotnega evropskega integriranega sistema vzpostavi večja konkurenca. Cena zagotavljanja rezerv se posledično zaradi večje konkurence zmanjša, najboljši ponudniki pa so lahko aktivirani pogosteje (ENTSO-E, 2014a; Lorenzyz & Gerbaulet, 2014).

#### 2.4.3.2 Model čezmejnega netiranja neravnovesij

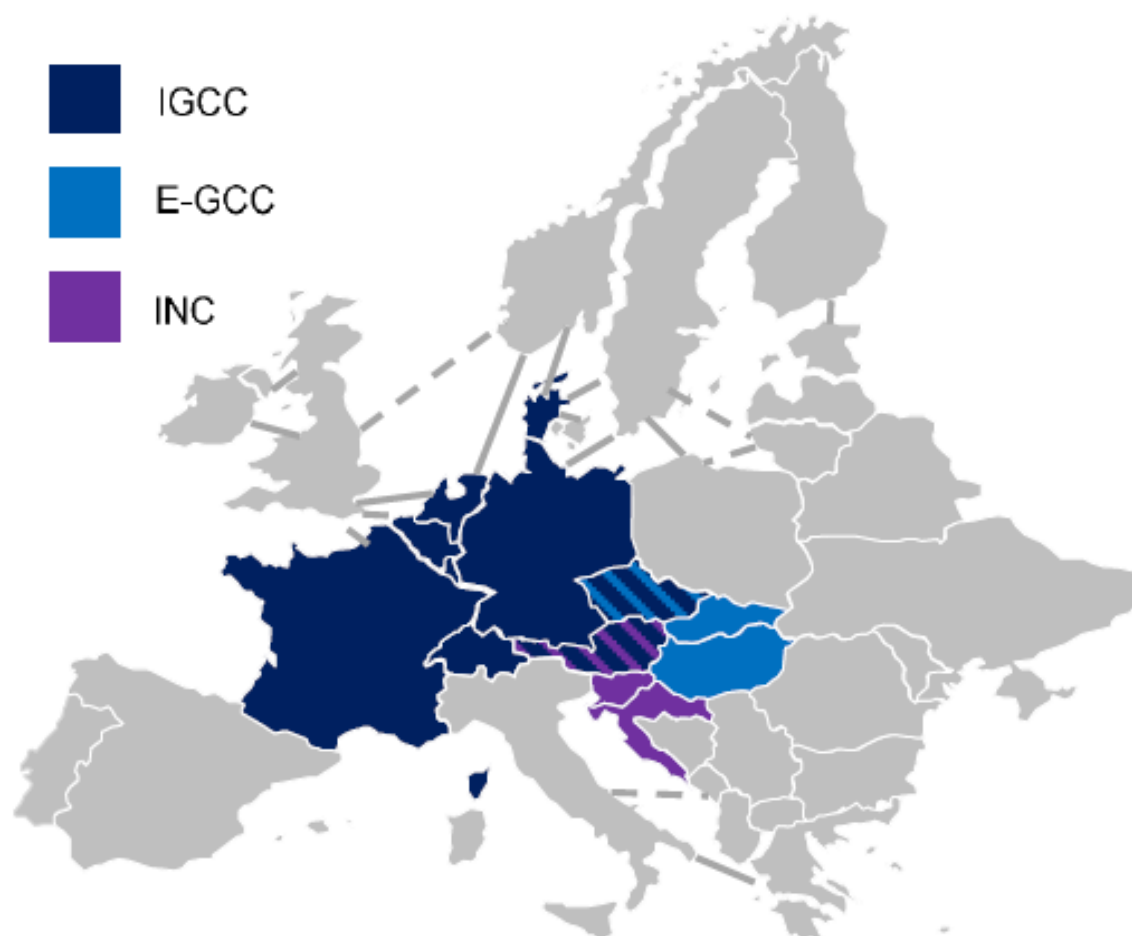
Model čezmejnega netiranja neravnovesij na trgu za izravnavo odstopanj predpostavlja sodelovanje TSO-jev, ki se povežejo v združenja. Združenja želijo omogočiti netiranje neravnovesij med TSO-ji takrat, ko je to ekonomsko učinkovito. Najprej naj bi se modeli razvili na koordiniranih območjih, pozneje pa bi bil model poenoten za celotno evropsko sinhrono območje (ENTSO-E, 2014b). V Evropi trenutno obstaja več združenj za netiranje neravnovesij (Austrian Power Grid AG, 2016b; HOPS d.o.o., 2016):

1. V sredini maja 2013 je bilo vzpostavljeno sodelovanje glede netiranja ravnovesij med avstrijskim TSO-jem (APG) in slovenskim TSO-jem (ELES), imenovano Združenje netiranja neravnovesij (angl. *Imbalance Netting Cooperation*, v nadaljevanju INC). Aprila 2016 se jima je pridružil še hrvaški TSO (HOPS).
2. Obenem Avstrija od aprila 2014 sodeluje tudi v združenju, imenovanem Mednarodno sodelovanje omrežnih rezerv (angl. *International Grid Control Cooperation*, v nadaljevanju IGCC), ki se je razvilo leta 2011 z združitvijo nemških TSO-jev in danskega TSO-ja. Danes vključuje 10 TSO-jev iz 8 držav – Nemčije, Danske, Nizozemske, Švice, Češke, Belgije, Avstrije in Francije.
3. Obstaja pa tudi združenje E-GCC, ki vključuje Madžarsko, Slovaško in Češko.

Na Sliki 10 je prikazan zemljevid evropskih držav ter njihova vključenost v posamezna združenja čezmejnega netiranja neravnovesij.

Pri netiranju neravnovesij gre, v vseh treh obstoječih združenjih, za optimizacijo sekundarne regulacije na različnih povezanih kontrolnih območjih. Če kontrolno območje 1 potrebuje aktivacijo pozitivne rezerve zaradi primanjkljaja električne energije v sistemu in ob istem času kontrolno območje 2 potrebuje aktivacijo negativne rezerve zaradi viška energije v sistemu, se pred aktivacijo sekundarnih rezerv izvede čezmejna optimizacija. Če TSO deluje v več združenjih, kot velja za Avstrijo, se najprej izvede optimizacija z enim od združenj, nato še z drugim in šele nato se izvede aktivacija rezerv (v primeru Avstrije se najprej izvede optimizacija z združenjem INC, nato z združenjem IGCC, potem pa se izvede morebitna aktivacija rezerv) (Austrian Power Grid AG, 2016b; HOPS d.o.o., 2016; RTE, 2016).

Slika 10: Združenja za netiranje neravnovesij v EU



Legenda:

- IGCC: Združenje mednarodnega sodelovanja omrežnih rezerv
- E-GCC: Združenje čezmejnega netiranja
- INC: Združenje netiranja neravnovesij

*Vir: HOPS d.o.o., Opis projekta Imbalance Netting Cooperation, 2016, str. 1.*

Tehnično gledano ima glavno nalogo pri netiranju neravnovesij med kontrolnimi območji optimizacijski modul. Vsako kontrolno območje namreč pošlje neravnovesje svojega področja optimizacijskemu modulu. Optimizacijski modul v dejanskem času netira neravnovesja. Pri netiranju upošteva omejitve, ki jih dajo sodelujoči TSO-ji. Omejitve običajno predstavlja količina prostih čezmejnih prenosnih zmogljivosti po zaključku trgovanja dan vnaprej ter trgovanja znotraj dneva. Obenem lahko TSO-ji glede na stanje svojega sistema določijo tudi druge začasne ali trajne omejitve. Po izračunu optimizacijski modul pošlje vsakemu kontrolnemu območju popravljene podatke, ki so uporabljeni za morebitno potrebo po aktivaciji rezerv. Aktivacije rezerv še vedno delujejo znotraj kontrolnega območja, vendar pa je obseg aktivacije optimiziran. Potrebne aktivacije in

posledično tudi stroški izravnave se tako zmanjšajo. Prav tako so optimizirani čezmejni prenos električne energije po omrežju, zaradi česar se zniža prezasedenost določenih območij. S tem pride tudi do zmanjšanih izgub ter znižanja stroškov prerazporejanja električne energije. Vsa komunikacija je izvedena v nekaj sekundah in se izvaja konstantno v dejanskem času (Austrian Power Grid AG, 2016b; HOPS d.o.o., 2016).

V Tabeli 2 je prikazan poenostavljen primer finančne poravnave v primeru čezmejnega netiranja neravnovesij združenja IGCC, iz katerega je jasno razviden pozitiven ekonomski učinek za vse udeležence. Tabela prikazuje podatke za tri sodelujoče TSO-je. V navedenem primeru ima vsako kontrolno območje neko neravnovesje. S terminom potrebna sekundarna regulacija ali izmenjava IGCC je označena potrebna negativna sekundarna regulacija v primeru negativnih količin oziroma potrebna pozitivna sekundarna regulacija v primeru pozitivnih količin.

*Tabela 2: Primer finančnega poročuna v primeru čezmejnega netiranja neravnovesij*

	TSO A	TSO B	TSO C
Potrebna sekundarna regulacija ali izmenjava IGCC (v MWh)	-40	-20	60
Oportunitetna cena sekundarne regulacije (v EUR/MWh)	-25	-10	80
Oportunitetni strošek sekundarne regulacije (v EUR)	1.000	200	4.800
Poravnalna cena IGCC (v EUR/MWh)	$(40 * (-25) + 20 * (-10) + 60 * 80) / (40 + 20 + 60) = 30$		
Strošek (+) / prihodek (-) (v EUR)	-1.200	-600	1.800
<b>Korist (v EUR)</b>	<b>2.200</b>	<b>800</b>	<b>3.000</b>

*Povzeto in prirejeno po RTE & IGCC, International Grid Control Cooperation) Initiative, 2016, str. 9–10.*

Obrazložitev primera v Tabeli 2:

1. V navedenem primeru TSO A, ki ima 40 MWh presežka, in TSO B, ki mu ostaja 20 MWh energije, namesto aktivacije negativnih sekundarnih rezerv oskrbita z viškom energije TSO C, ki mu primanjkuje 60 MWh energije. TSO C se s tem izogne aktivaciji pozitivnih sekundarnih rezerv.
2. Če TSO-ji ne bi sodelovali v združenju, bi morali za uravnoteženje lastnega neravnovesja sami aktivirati celotno količino, ki bi jo plačali po oportunitetni ceni sekundarne regulacije. Tako bi TSO A zaradi aktivacije negativnih sekundarnih rezerv za 40 MWh po ceni 25 EUR/MWh imel 1.000 EUR stroškov, TSO B bi imel 200 EUR stroškov, TSO C pa bi zaradi aktivacije pozitivnih sekundarnih rezerv za 60 MWh energije po ceni 80 EUR/MWh imel stroške 4.800 EUR.
3. Ker pa TSO-ji sodelujejo v združenju, pride do tako imenovane izmenjave IGCC. Cena se izračuna glede na oportunitetne stroške vseh sodelujočih območij, kot je prikazano v

vrstici Poravnalna cena IGCC, in v zadevnem primeru znaša 30 EUR/MWh. Stroški TSO-ja C tako znašajo skupno 1800 EUR. TSO-ju A plača 1.200 EUR za 40 MWh, TSO-ju B pa 600 EUR za 20 MWh.

4. Razlika med stroški oziroma prihodki v primeru sodelovanja in nesodelovanja predstavlja korist za posamezni TSO. Skupna korist vseh TSO-jev v našem primeru znaša kar 6.000 EUR.

Trenutno je v razvoju projekt Vseevropske izmenjave rezerv na trgu za izravnavo odstopanj (angl. *Trans European Replacement Reserves Exchange*, v nadaljevanju TERRE). Najpomembnejši cilj pri projektu TERRE je vzpostavitev platforme, ki bo združevala množico TSO-jev ter sprejemala vse ponudbe rezerv. Platforma bo prejete rezerve optimizirala in jih učinkovito razporedila. Gre za naslednji korak za doseganje cilja enotnega evropskega trga za izravnavo odstopanj, v katerem so vključeni tudi znanje in rezultati obstoječih projektov netiranja neravnovesij (ADMIE et al., 2016).

### **3 ANALIZA UVEDENIH SPREMEMB NA TRGU ZA IZRAVNAVO ODPSTOPANJ ELEKTRIČNE ENERGIJE V AVSTRIJI**

Avstrijski trg električne energije se razvija v skladu z evropskimi načeli. Vse vrste trgov z električno energijo v Avstriji so tržno naravnane. Razvoj zato poteka v smeri (Energy Innovation Austria et al., 2014):

1. zagotavljanja oziroma povečanja konkurence;
2. vpeljave modernih pametnih elektroenergetskih sistemov ter
3. mednarodnega sodelovanja in medsebojne pomoči držav članic EU.

Avstrijski trg električne energije je povezan z nemškim trgom v enoten trg. Skupaj tako tvorita enega večjih evropskih trgov. Na ravni EU ima ta trg najvišji delež energije iz obnovljivih virov. Posledica te povezave so tudi tokovi v zanki. Izvoz nemške poceni energije iz obnovljivih virov poteka proti jugu prek Avstrije in sosednjih držav (Singh et al., 2016).

Med letoma 2013 in 2016 so bile v Avstriji uvedene večje spremembe predvsem na področju sekundarne in terciarne regulacije, na področju integracije prilagajanja odjema in uporabe VE. Na področju primarne regulacije ni bilo večjih sprememb, zato sem v analizi to področje izpustil.

Tako kot v preteklih letih Avstrija tudi danes veliko vloga v raziskave in razvoj področja električnih trgov. Pomembnosti raziskav in potrebnega razvoja se zavedajo zaradi velikosti trga in težav, ki jih povzročajo tokovi v zanki. Prizadevanje za spremembe temelji na težnji po nižanju stroškov, povečanju konkurence in zagotavljanju večje varnosti

elektroenergetskih sistemov. Prizadevanja Avstrijcev so izražena z naslednjimi pobudami in programi (Energy Innovation Austria et al., 2014):

1. Razvijajo mnoge lastne projekte, sodelujejo pa tudi v nekaterih mednarodnih in evropskih projektih.
2. Pri razvoju sodelujejo tudi pomembne državne institucije, kot so Avstrijsko ministrstvo za transport, inovacije in tehnologijo, Avstrijski podnebni in energetski sklad, ter razni drugi udeleženci s področja elektroenergetike.
3. Za lažji razvoj so na področju pametnih omrežij ustanovili platformo, ki uspešno povezuje industrijo, podjetja na trgu električne energije, raziskovalne inštitute ter nadzorne organe.
4. Povezali so se z Nemčijo in Švico v tako imenovano D-A-CH navezavo, kar omogoča izmenjavo pridobljenega znanja ter izkušenj.
5. Sodelujejo tudi z Mednarodnim združenjem pametnih omrežij (angl. *International Smart Grids Action Network – ISGAN*), kar omogoča še širšo izmenjavo izkušenj z institucijami iz Amerike, Južne Koreje in drugih držav.

Razlog za visoke investicije v razvoj so rezultati raziskave, ki jo je izvedel inštitut za višje študije Carinthia. Po naročilu Avstrijskega podnebnega in energetskega sklada so namreč naredili makroekonomsko raziskavo o naložbah v prenosni elektroenergetski sistem v Avstriji. Primerjali so stroške in prednosti v primeru standardnega posodabljanja in povečevanja omrežja ter stroške in prednosti v primeru naložb v posodobitev ter širitev sistemov v smislu pametnih omrežij. Primerjali so več scenarijev z različnimi količinami obnovljivih virov ter različnimi količinami prilagodljivih odjemalcev. Ugotovili so, da bodo naložbe manjše v primeru posodobitev v smislu pametnih omrežij. Za najcenejšega se je izkazal scenarij, v katerem so uporabili visoko prilagodljivost odjemalcev prek metod prilagajanja odjema ter pametnih omrežij (Energy Innovation Austria et al., 2014).

## **3.1 Sekundarna regulacija**

### **3.1.1 Dražbe sekundarne regulacije v Avstriji**

Avstrija za potrebe sekundarne regulacije trenutno zakupuje +/- 200 MW, količino pa lahko v primeru izrednih dogodkov tudi spremeni. Zakup poteka enkrat na teden na dražbah z ločenimi produkti sekundarne pozitivne ter sekundarne negativne rezerve. Produkti dražbe so glede na časovna obdobja razdeljeni na (Austrian Power Grid AG, 2016d):

1. konične ure v tednu (angl. *peak hours*) – to je od ponedeljka do petka, od 8.00 do 20.00;
2. nekonične ure v tednu (angl. *off-peak hours*) – to je od ponedeljka do petka, od 00.00 do 8.00 in od 20.00 do 24.00;



3. vikend – sobota in nedelja, od 00.00 do 24.00.

Ponudbe, ki so bile na dražbi uspešno sprejete, so razporejene na seznam vseh uspešno sprejetih ponudb sekundarne rezerve. Seznam se oblikuje glede na točno določene algoritme, ki znotraj posameznega produkta razvrstijo ponudbe. Najprej jih razvrstijo glede na ceno za razpoložljivost. Če pride do več ponudb z isto ceno razpoložljivosti, jih razporedijo še glede na ceno za moč aktivirane energije. Če ima več ponudb obe ponujeni ceni enaki, se izvede še razporeditev glede na čas oddane ponudbe.

TSO v primeru potreb avtomatsko sproži aktivacijo sekundarne rezerve. Po vrsti aktivira ponudbe s seznama, torej od najcenejše do najdražje ponudbe.

### **3.1.2 Sodelovanje Avstrije v združenjih čezmejnega netiranja**

Avstrija aktivno sodeluje tudi v združenjih čezmejnega netiranja neravnovesij na trgu za izravnavo odstopanj. Že maja 2013 so se povezale Slovenija in Avstrija v združenje INC, Avstrija pa se je pozneje, aprila 2014, priključila še združenju IGCC. Sodelovanje v omenjenih združenjih bistveno vpliva na razvoj in zmanjšanje stroškov, namenjenih izravnavam na avstrijskem trgu za izravnavo odstopanj.

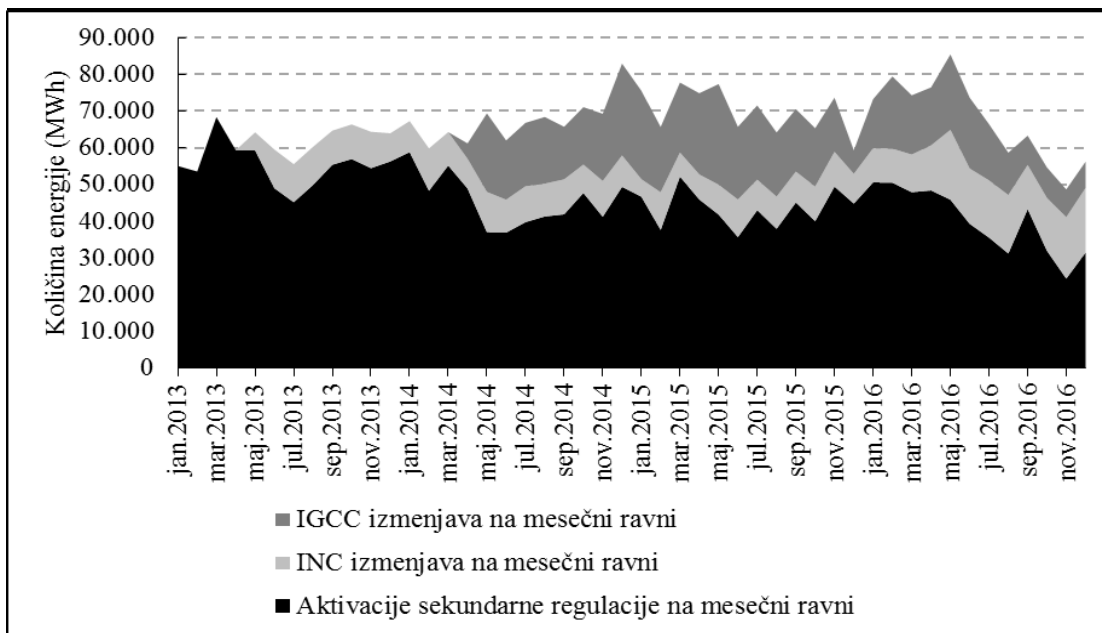
Pozitivno delovanje združenj se neposredno kaže na podatkih avstrijskega TSO-ja APG o sekundarni regulaciji, kar bom prikazal s kvantitativno analizo. Lastne analize bom podkrepil z ugotovitvami iz poročil o uspešnosti združenj INC in IGCC, ki so jih pripravili sodelujoči TSO-ji ter ENTSO-E.

### **3.1.3 Analiza sekundarne regulacije v Avstriji**

Na podlagi podatkov o trgu za izravnavo odstopanj, avstrijskega TSO-ja APG (Austrian Power Grid AG, 2016c), sem pripravil Sliko 11. Na njej je razvidna količina aktivacij sekundarne rezerve v Avstriji ter količini ponetiranih neravnovesij z združenji INC ter IGCC. Količine ponetiranih neravnovesij predstavljajo količino sekundarne regulacije, ki se ji je TSO APG zaradi sodelovanja v združenjih uspel izogniti. Uporabljene so povprečne mesečne količine, in sicer za obdobje štirih let.

Avstrija je po vstopu v združenje INC del potrebe po sekundarni regulaciji pokrila s čezmejnem netiranjem. Količine aktiviranih sekundarnih rezerv so se dodatno zmanjšale, ko je marca 2014 vstopila še v združenje IGCC.

Slika 11: Prikaz aktivacij sekundarne rezerve in netiranja neravnovesij na mesečni ravni ter na avstrijskem kontrolnem območju med 01.01.2013 in 31.12.2016



Vir podatkov: Austrian Power Grid AG, *Balancing Statistics in APG Control Area, 2017c*; lastni izračuni.

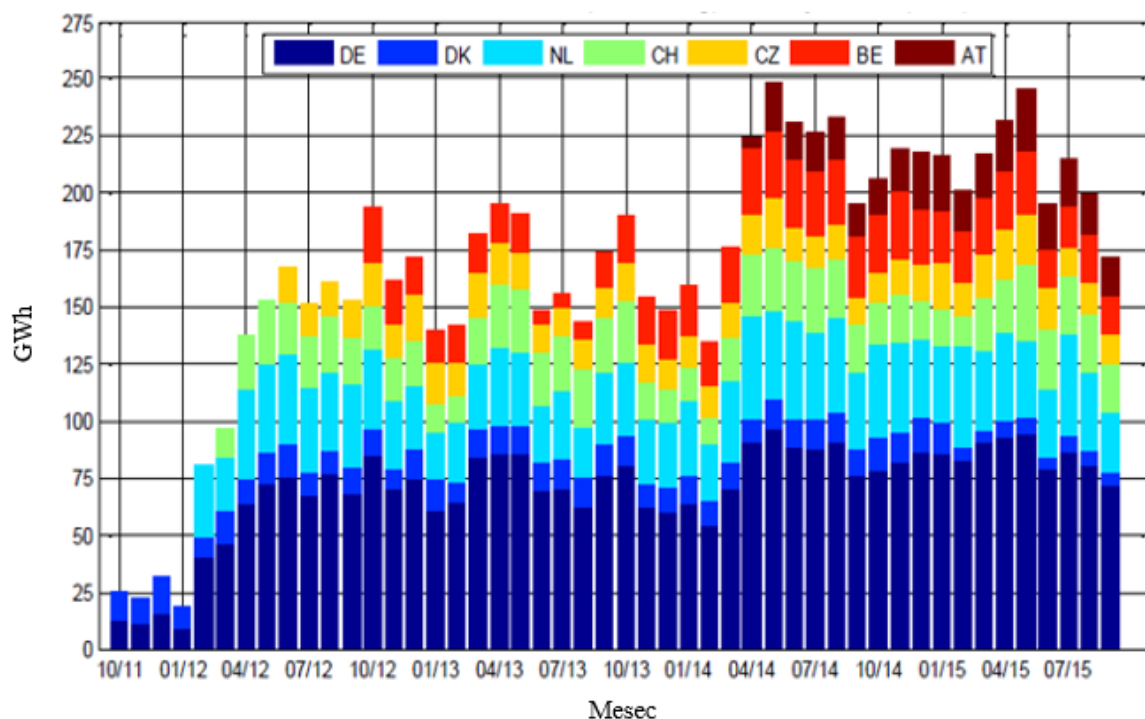
Avstrija je v časovnem obdobju med majem 2013 in decembrom 2016 aktivirala skupno 1.973,779 GWh sekundarnih rezerv električne energije. Če ne bi sodelovala v združenjih INC in IGCC, bi morala aktivirati 2.959,297 GWh. Skupno je torej prihranek količine aktivacij sekundarnih rezerv znašal 985,518 GWh, to pa je približno 33 % celotne potrebe po sekundarni regulaciji v tem obdobju.

Zaradi sodelovanja v združenju INC so prihranili za več kot 450,288 GWh aktivacij sekundarnih rezerv, kar je v povprečju 10,234 GWh na mesec manj.

Zaradi sodelovanja v IGCC pa je bilo med aprilom 2014 in decembrom 2016, to je v 33 mesecih, privarčevanih še za 535,230 GWh aktivacij sekundarnih rezerv, kar znaša v povprečju 16,219 GWh na mesec.

ENTSO-E je pripravil poročilo o uspešnosti združenja IGCC in na Sliki 12 so prikazane netirane količine glede na državo članico po različnih mesecih. Slika prikazuje vrednosti od začetka delovanja združenja, to je oktobra 2011, pa do meseca oktobra 2015. Največji količini neravnovesij se že od začetka delovanja združenja izogne Nemčija, vendar tudi količine drugih držav niso zanemarljive. Kot primer naj izpostavim Dansko z najmanjšim deležem zmanjšanja neravnovesij. V letu 2013 se je z netiranjem izognila približno 132 GWh sekundarnih aktivacij. S tem je privarčevala nekaj več kot 3,6 milijona EUR (50 Hertz et al., 2014).

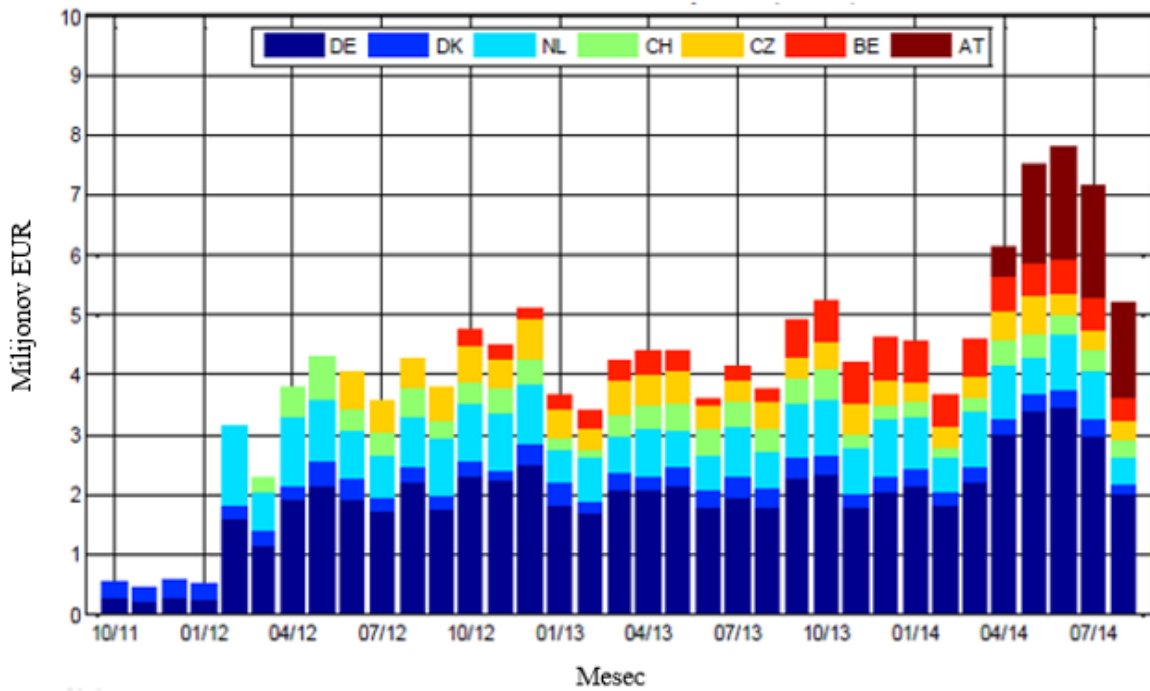
Slika 12: Mesečne količine netiranih neravnovesij prek združenja IGCC glede na državo članico združenja



Vir: ENTSO-E, *Cross Border Electricity Balancing Pilot Projects – 2 Month Report on Pilot Project 9 (IGCC), 2015a, str. 6.*

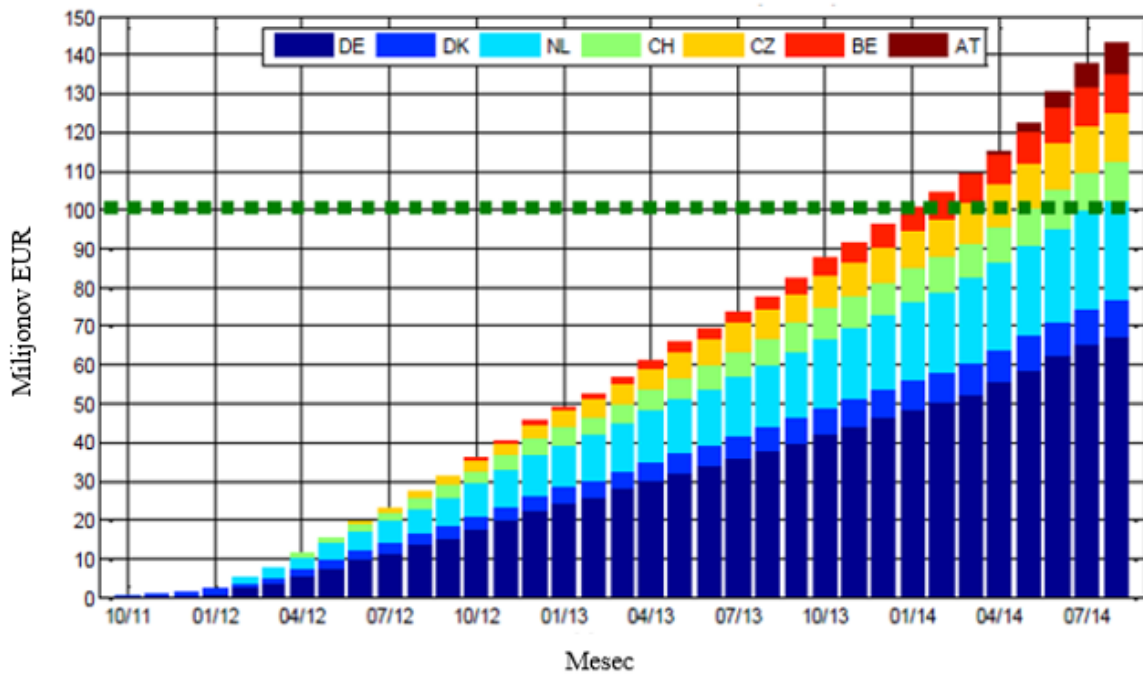
Na delavnici o združenju IGCC (50 Hertz et al., 2014) so države članice podale podatke o denarni vrednosti netiranih neravnovesij za posamezen mesec od oktobra 2011 do avgusta 2014. Podatki so prikazani na Sliki 13, kjer je razvidno, da je Avstrija že od drugega meseca sodelovanja naprej vsak mesec privarčevala več kot milijon EUR. Avstrija se s privarčevanimi zneski uvršča na drugo mesto takoj za Nemčijo, ki privarčuje nekje med dvema do tremi milijoni EUR mesečno.

Slika 13: Mesečne denarne vrednosti netiranih neravnovesij po državah članicah združenja IGCC



Vir: 50 Hertz et al., IGCC workshop, Brussels, 2014, str. 29.

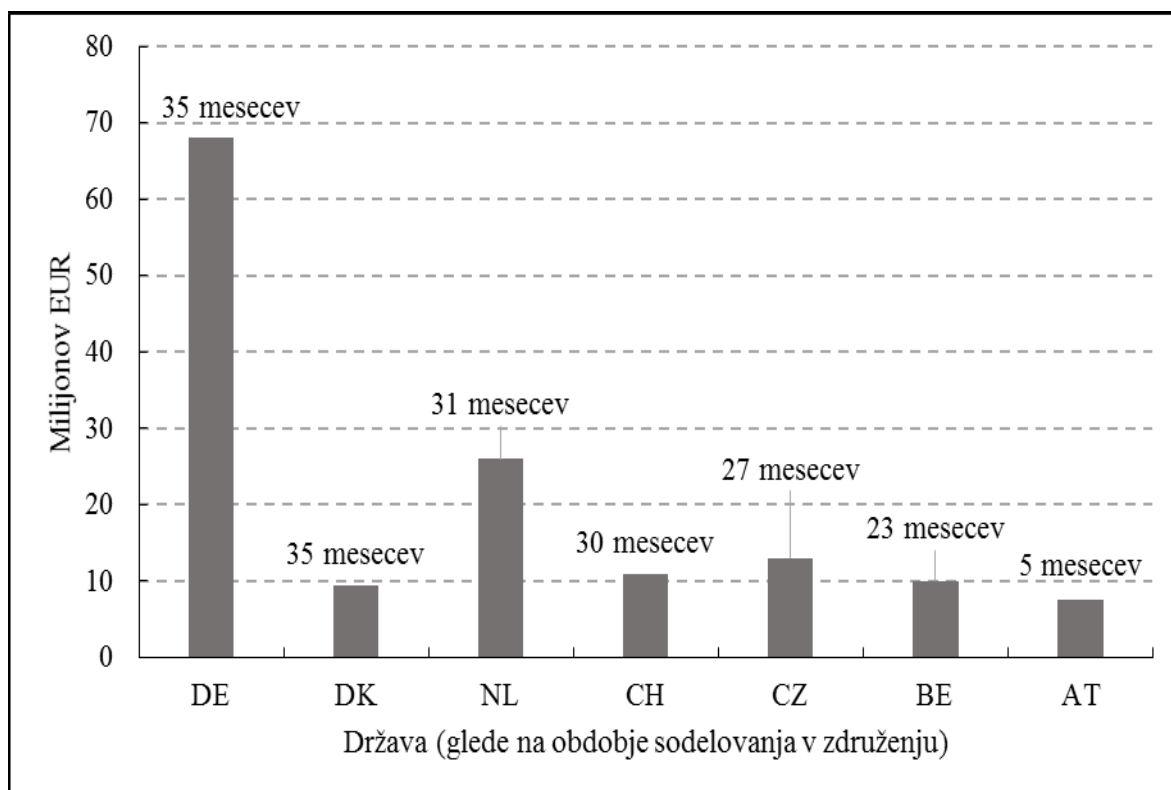
Slika 14: Seštevek kumulativnih mesečnih denarnih vrednosti netiranih neravnovesij vseh držav članic združenja IGCC



Vir: 50 Hertz et al., IGCC workshop, Brussels, 2014, str. 30.

Vse sodelujoče države so s sodelovanjem pri čezmejnem netiranju neravnovesij v združenju IGCC v dveh letih in enajstih mesecih od začetka delovanja skupine skupno privarčevale več kot 140 milijonov EUR. Kumulativna denarna vrednost netiranih neravnovesij za posamezno državo, razporejena po mesecih, je razvidna s Slike 14.

*Slika 15: Kumulativna denarna vrednost netiranih neravnovesij po državah članicah združenja IGCC glede na obdobje sodelovanja v združenju*



*Povzeto in prirejeno po 50 Hertz et al., IGCC workshop, Brussels, 2014, str. 31.*

Na Sliki 15 je prikazana kumulativna denarna vrednost netiranih neravnovesij za posamezno državo glede na trajanje njenega aktivnega sodelovanja v združenju. Avstrija je tako v prvih petih mesecih sodelovanja v združenju IGCC privarčevala približno 7,5 milijona EUR.

Avstrija je največ pozitivnih učinkov na področju sekundarne regulacije pridobila s sodelovanjem v združenjih čezmejnega netiranja. Glede na naravo obravnavanih združenj, ki delujejo na podlagi koristi za vse članice, ter glede na rezultate preteklih let sodelovanja lahko potrdim uspešnost projektov čezmejnega netiranja neravnovesij. Pozitivni učinki se kažejo na:

1. zmanjšanju količin potrebnih aktiviranih sekundarnih rezerv energije;
2. zmanjšanju stroškov sekundarnih regulacij;

3. optimizaciji prenosov energije po elektroenergetskem sistemu ter posledično na
4. izboljšanju varnosti ter zanesljivosti omrežja električne energije.

## **3.2 Terciarna regulacija**

Poleg novosti sekundarne regulacije prihaja tudi do sprememb pri terciarni regulaciji. Za potrebe terciarne regulacije Avstrija trenutno zakupuje + 280/-125 MW moči, v primeru izrednih razmer pa lahko količine spreminja. Tako kot pri sekundarni regulaciji je izbira ponudnikov terciarnih rezerv v Avstriji tržno zasnovana. TSO zakupuje potrebno moč na dražbah. TSO po enakem principu, kot velja za sekundarno regulacijo, pripravi seznam na dražbi uspešnih ponudnikov terciarne regulacije. Ko pride do potrebe po aktivaciji, TSO po vrsti na seznamu obvesti ponudnike, ki morajo zagotoviti terciarno regulacijo. Avtomatiziranost procesa je odvisna od posameznega ponudnika, vendar gre večinoma za ročni proces (Austrian Power Grid AG, 2017a).

### **3.2.1 Spremembe pravil dražb za terciarno regulacijo ter sprememba postopka dražbe za terciarno regulacijo**

**Sprememba pravil leta 2014** je prinesla dve večji spremembi:

1. Avstrija je zmanjšala minimalno potrebno količino ponudbe za terciarno rezervo z 10 MW na 5 MW.
2. Prav tako so zmanjšali časovne intervale produktov, za katere lahko ponudniki na dražbi predložijo svoje ponudbe, s 16 ur na 4-urna časovna obdobja.

Tako so po tej spremembi pravil ponudniki terciarne rezerve enkrat na teden sodelovali na tedenskih dražbah in dražbah za vikend. Oddali so lahko ponudbe s ponujeno količino, z želeno ceno za razpoložljivost in z želeno ceno za moč dobavljene energije v primeru aktivacije. Minimalna količina je bila 5 MW. Na dnevni ravni, dan pred dobavo, so lahko brez procesa dražbe dodajali nove ponudbe, vendar brez cene za razpoložljivost. Poleg tega so lahko ponudniki svojim ponudbam, sprejetim na tedenski dražbi, dan pred dobavo znižali želeno ceno za moč dobavljene energije v primeru aktivacije. Tako so si lahko izboljšali možnosti, da so bili aktivirani (Austrian Power Grid AG, 2016c).

**Sprememba pravil 28. julija 2016** je ponovno prinesla dve večji spremembi na področju terciarne regulacije:

1. Avstrija je še dodatno znižala minimalno potrebno količino terciarne rezerve na 1 MW za prvo ponudbo, za nadaljnje ponudbe pa so ohranili minimum 5 MW.
2. APG je poleg že veljavnih tedenskih dražb uvedel še dnevne dražbe tako za razpoložljivost kot tudi moč aktivirane energije.

Proces dražb se tako začne z dražbo na tedenski ravni, kjer lahko ponudniki ponudijo razpoložljivost energije za obdobje vikenda ter obdobje tedna. Obdobje vikenda in tudi tedna je razdeljeno na šest 4-urnih blokov (0.00–4.00, 4.00–8.00, 8.00–12.00, 12.00–16.00, 16.00–20.00, 20.00–24.00). Ponudbe se oddajo ločeno za pozitivno in negativno energijo, kar pomeni, da je na tedenski dražbi skupno 24 različnih produktov.

Ponudba mora vključevati ponujeno količino, želeno ceno za razpoložljivost in želeno ceno za moč aktivirane energije za posamezne produkte dražbe. Po zaključeni tedenski dražbi potekajo vsak dan sproti dnevne dražbe. Tudi te so razdeljene na šest 4-urnih blokov negativne ter pozitivne terciarne rezerve naslednjega dne. Na dnevni dražbi je tako ponujenih 12 produktov. Ponudniki lahko ponovno sodelujejo in ponudijo energijo bodisi v časovnih intervalih, pri katerih na tedenski dražbi niso bili uspešni, bodisi ponudijo energijo dodatnih enot. Tudi na dnevni ravni, enako kot na tedenski, ponudba za vsak produkt dražbe vključuje količino energije, ceno za razpoložljivost in ceno za aktivirano moč. Tako kot pred uvedbo novih pravil je tudi po njihovi uvedbi do 15.00 na dan dnevne dražbe mogoče znižati ceno za moč aktivirane energije sprejetim ponudbam na tedenski ali dnevni ravni.

### **3.2.2 Posledice sprememb pravil dražb terciarne regulacije na ceno za razpoložljivost rezerv**

Zmanjšanje količine ponujene energije v prvi ponudbi na minimalno 1 MW je zelo pomembno, ker je Avstrija s tem omogočila udeležbo manjšim ponudnikom rezerv, predvsem pa je stopila korak bližje ponudnikom, ki zagotavljajo manjše rezerve prek prilagajanja odjema. Ti prej niso mogli sodelovati zaradi prevelike zahtevane minimalne količine v ponudbi.

Z zmanjšanjem časovnih intervalov produktov na 4 ure so omogočili tudi sodelovanje ponudnikov, ki zaradi narave svojega poslovanja ne morejo natančno načrtovati viškov zmogljivosti. Ti namreč teden vnaprej težko določijo, koliko zmogljivosti lahko ponudijo za rezervo, lahko pa to lažje ocenijo za dan vnaprej. Kljub spremembi raziskovalci ugotavljajo, da 4-urni produkti še vedno niso optimalni, in ocenjujejo, da bi jih bilo treba znižati na 1 do 2 uri.

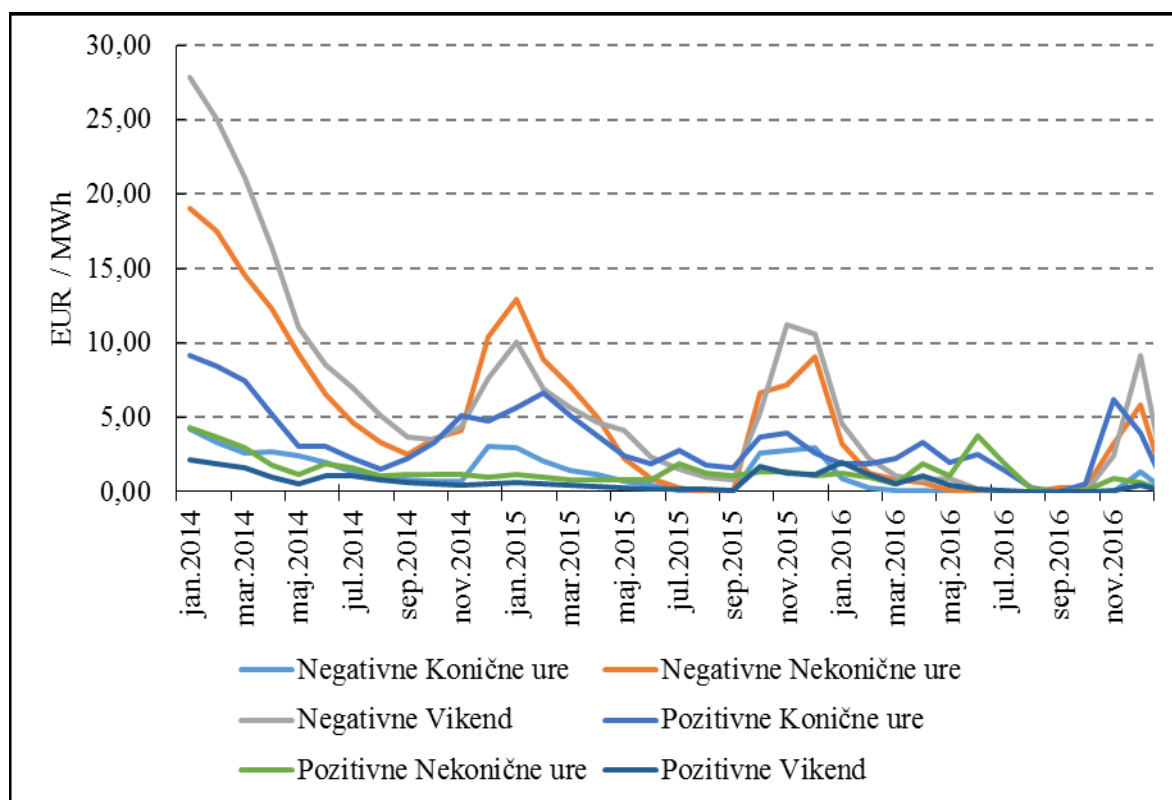
Spremenilo se je tudi število sodelujočih na dražbah terciarne regulacije (Austrian Power Grid AG, 2017b):

1. V juniju 2014 so sodelovali v povprečju trije ponudniki (na dnevni ravni je število ponudnikov znašalo od 1 do 5 ponudnikov).
2. V juniju 2015 se je število ponudnikov povečalo na povprečno pet (dnevna raven od 2 do 8 ponudnikov).

3. V juniju 2016 pa je povprečje znašalo 10 ponudnikov (na dnevni ravni je na dražbah sodelovalo minimalno 7, maksimalno pa 12 ponudnikov).

S povečanjem števila ponudnikov ter uvedbo dnevnih avkcij se je povečala konkurenčnost med ponudniki. Tako so nesprejete ponudbe na tedenski dražbi normalno ponujali na dnevnih dražbah po nižjih cenah.

Slika 16: Tehtano povprečje cen za razpoložljivost terciarne regulacije v Avstriji glede na različne urne produkte v obdobju med 01.01.2014 in 01.01.2017

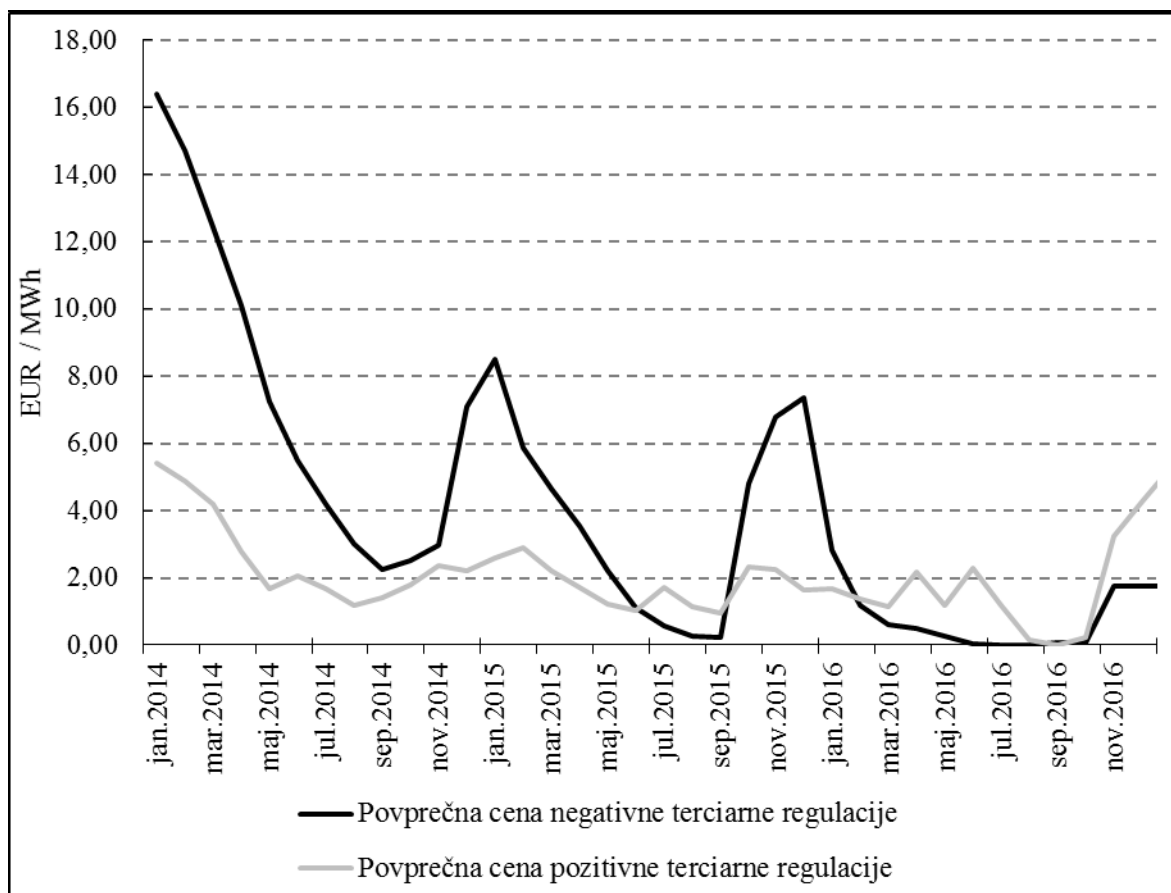


Vir podatkov: Austrian Power Grid AG, *Balancing Statistics in APG Control Area, 2017c*; lastni izračuni.

Na Sliki 16 je prikazana cikličnost cen za razpoložljivost terciarne rezerve. Prikazani podatki so tehtana mesečna povprečja cen glede na obdobje koničnih ur, nekoničnih ur ter obdobje vikenda. Pozimi se poveča poraba električne energije zaradi na primer ogrevanja in daljše razsvetljave zaradi podaljšanja števila ur noči v dnevju. Posledično zraste tudi cena električne energije na trgu za dan vnaprej ter trgu znotraj dneva (Mijot, 2009). Zaradi zagotovljenih višjih dobičkov proizvajalci električne energije v zimskih mesecih pogosteje prodajo energijo že na teh trgih. S tem pa se zmanjša količina zmogljivosti za zagotavljanje rezerv oziroma se cena za zagotavljanje razpoložljivosti rezerve poveča.



Slika 17: Tehtano povprečje cen za razpoložljivost terciarne regulacije v Avstriji v obdobju med 01.01.2014 in 01.01.2017



Vir podatkov: Austrian Power Grid AG, *Balancing Statistics in APG Control Area, 2017c*; lastni izračuni.

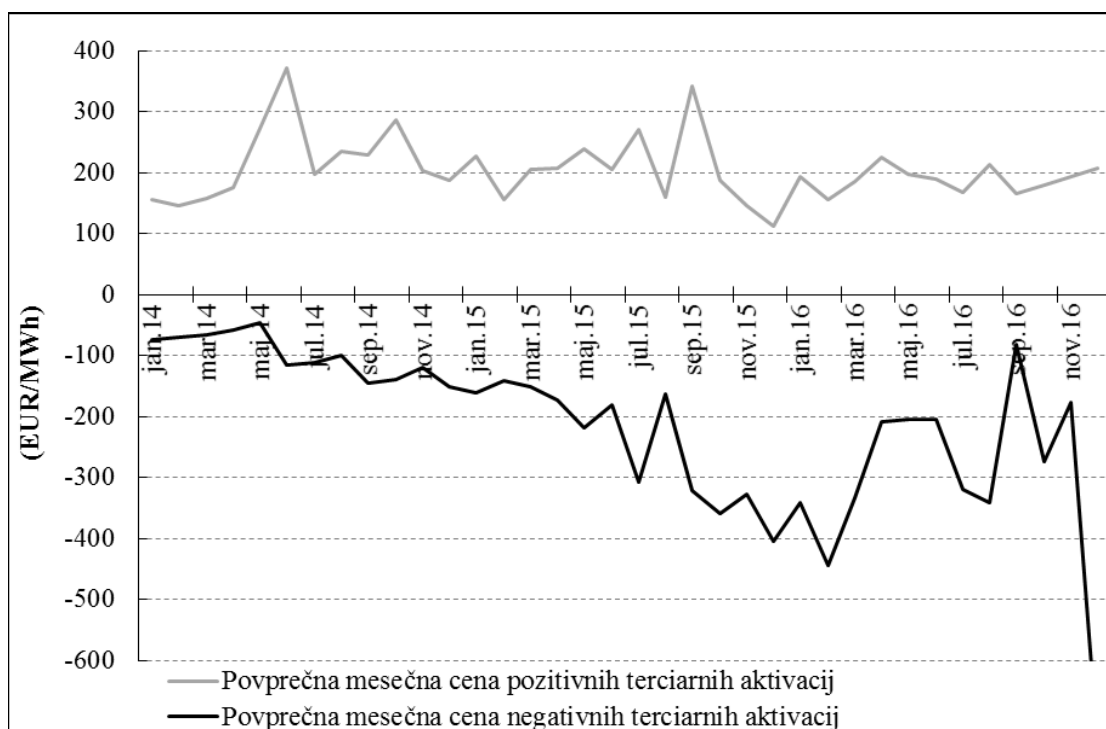
Slika 17 z namenom jasnejše predstave prikazuje splošno mesečno tehtano povprečje cen za razpoložljivost terciarne rezerve. Vidimo, da se je cena na splošno zmanjševala. Povprečne mesečne cene za razpoložljivost namreč do julija 2016 nikoli niso bile 0 EUR/MWh. Julija 2016, ko so bila uvedena nova pravila, pa so cene za razpoložljivost negativne terciarne rezerve padle na 0 EUR/MWh, cene za razpoložljivost pozitivne terciarne rezerve pa so začele drastično padati proti 0 EUR/MWh. Tako cene za razpoložljivost pozitivne kot negativne terciarne rezerve so se na tej minimalni ravni obdržale do sredine oktobra 2016. V povprečju so bile cene razpoložljivosti torej kar tri in pol meseca na minimalni ravni, kar je prav gotovo povzročila tudi večja konkurenca med ponudniki terciarne regulacije v Avstriji. Tako so glede na stanje na trgih in večjo konkurenco bili ponudniki pripravljeni brezplačno rezervirati del proizvodnih oziroma potrošnih enot za terciarno rezervo in so se zadovoljili le s plačilom za moč aktivirane energije v primeru, da je do aktivacije prišlo (Austrian Power Grid AG, 2017a; Tertiärregelung Rahmenvertrag, 2017).

Iz statističnih podatkov o terciarni regulaciji v Avstriji sem izračunal tudi letne povprečne cene za razpoložljivost pozitivne in negativne terciarne regulacije ter skupno letno povprečje cene terciarne regulacije. Cene razpoložljivosti so se v zadnjih letih znižale s 5 EUR/MWh leta 2014, na 2,82 EUR/MWh leta 2015 in na 1,35 EUR/MWh v letu 2016. Na podlagi spremembe povprečne letne cene razpoložljivosti terciarne regulacije lahko potrdim, da spremembe dražbe pozitivno vplivajo na trg za izravnavo odstopanj v Avstriji. Kljub vplivu drugih dejavnikov na trgih električne energije je znižanje cen razpoložljivosti v večji meri posledica večje konkurenčnosti. Nova pravila ne posegajo neposredno v samo oblikovanje cen in dejavnikov, ki se izražajo v posameznih ciklih, ampak povečujejo možnost sodelovanja na dražbah širši množici ponudnikov ter s tem povečujejo konkurenčnost in tako pregledno znižujejo ceno razpoložljivosti na trgu terciarne rezerve.

### 3.2.3 Analiza cen aktivirane moči ter pregled vplivov na spremembe cene za aktivirano moč terciarne regulacije

Spremembe pravil na področju terciarne regulacije ne kažejo večjega vpliva na cene za moč aktivirane terciarne rezerve. Na Sliki 18 vidimo prikaz povprečnih cen za moč aktivirane terciarne rezerve v Avstriji od januarja 2014 do decembra 2016.

*Slika 18: Tehtano povprečje cen za moč aktivirane terciarne rezerve v Avstriji v obdobju med 01.01.2014 in 31.12.2016*



Vir podatkov: Austrian Power Grid AG, Balancing Statistics in APG Control Area, 2017c; lastni izračuni.

**Pozitivna aktivirana moč:** povprečna cena za moč aktivirane pozitivne terciarne rezerve je v letu 2014 znašala 218,02 EUR/MWh, v letu 2015 je bila 204,33 EUR/MWh, medtem ko se je leta 2016 znižala na 189,34 EUR/MWh. Cena pozitivne moči aktivacij je torej v obdobju treh let v povprečju padla za 28,68 EUR/MWh (Austrian Power Grid AG, 2017c).

**Negativna aktivirana moč:** pri povprečni ceni za moč aktivirane negativne rezerve je mogoče ugotoviti precejšnja nihanja. V letu 2014 je bila povprečna cena precej nizka – 99,96 EUR/MWh. Od junija 2015 se je cena precej povečala, pri čemer je letno povprečje znašalo –242,55 EUR/MWh. Povprečna cena v letu 2016 je kljub drastičnemu padcu cene v septembru znašala –05,73 EUR/MWh (Austrian Power Grid AG, 2017c).

Kot ugotavlja Markočič (2016), je cena za aktivirano moč terciarne rezerve odvisna od veliko spremenljivk, kot so:

1. cena energije na trgu za dan vnaprej ter na trgu znotraj dneva;
2. razpoložljivost plinskih elektrarn;
3. količina proizvedene energije iz obnovljivih virov;
4. cena za aktivirano moč terciarne rezerve na predhodni dražbi;
5. število ponudnikov ter
6. na dražbi ponujena količina ter cena.

Največji vpliv naj bi imela dosežena cena na predhodni dražbi. Ponudniki špekulirajo z željo po čim višjem zaslužku, hkrati pa ne želijo postaviti previsoke cene, zaradi katere njihova ponudba ne bi bila sprejeta. Skok cen pri dražbi je pogosto tudi rezultat nesodelovanja katerega od cenejših ponudnikov. Količino, ki bi jo TSO zakupil od tega cenejšega ponudnika, mora v primeru njegovega nesodelovanja namreč zakupiti od dražjih ponudnikov (Markočič, 2016).

### **3.2.4 Analiza količin aktivirane moči terciarne regulacije**

Količina aktivirane moči terciarne regulacije je odvisna predvsem od trajanja neravnovesij v sistemu, saj je aktivirana šele za neravnovesja, daljša od 15 minut. Ker je terciarna regulacija aktivirana šele po primarni in sekundarni regulaciji, so količine odvisne tudi od trajanja in uspešnosti njunega delovanja. Po mesecih se količine aktivirane moči pozitivne ter negativne terciarne regulacije zaradi širokega spektra dejavnikov (na primer vremena in stanja na trgih električne energije in drugih energentov) znatno spreminjajo in so med različnimi obdobji težko primerljive. Posledično sem primerjal seštevke količin po letih, ki so razvidne v Tabeli 3. Količine na letni ravni kažejo manjše povečanje z leta 2014 na leto 2015, medtem ko v letu 2016 padejo na 42.609,10 MWh. Zmanjšanje količin v letu 2016 je predvsem posledica zmanjšanja količine aktivirane negativne terciarne rezerve (Austrian Power Grid AG, 2017c).

Tabela 3: Letne količine aktiviranih moči pozitivne in negativne terciarne regulacije ter skupne količine za leta 2014, 2015 in 2016

Leto	Seštevek aktiviranih količin moči pozitivne terciarne regulacije v letu (MWh)	Seštevek aktiviranih količin moči negativne terciarne regulacije v letu (MWh)	Skupni seštevek količin aktivacij terciarne regulacije v letu (MWh)
<b>2014</b>	16.838,24	45.767,83	62.606,07
<b>2015</b>	21.671,99	42.783,62	64.455,61
<b>2016</b>	20.225,71	22.383,39	42.609,10

Vir podatkov: Austrian Power Grid AG, Balancing Statistics in APG Control Area, 2017c; lastni izračuni.

### 3.2.5 Analiza stroškov Avstrije za terciarno regulacijo

Celotni stroški za potrebe terciarne regulacije so odvisni od cen za razpoložljivost, cen aktiviranih moči regulacije ter od aktiviranih količin. Skupni stroški Avstrije za namene zagotavljanja terciarne rezerve ter regulacij so v letu 2014 znašali dobrih 17,3 milijona EUR ter v letu 2015 17,8 milijona EUR. Leta 2016 so se znižali na 12,5 milijona EUR. Stroški so predstavljeni v Tabeli 4. Stroški zakupa razpoložljivosti terciarne rezerve so se v zadnjih treh letih zelo zmanjšali. Spremembe stroškov aktivacij pozitivne moči terciarne regulacije so majhne. Stroški aktivacij negativne rezerve so se povečali, saj se je kljub zmanjšanju količin aktivacij cena aktivirane moči negativne terciarne rezerve povečala.

Tabela 4: Stroški, povezani z zagotavljanjem terciarne regulacije v Avstriji za leta 2014, 2015 in 2016

Leto	Strošek zakupa razpoložljivosti terciarne rezerve (EUR)	Strošek aktivacije pozitivne moči terciarne regulacije (EUR)	Strošek aktivacije negativne moči terciarne regulacije (EUR)	Stroški skupaj (EUR)
<b>2014</b>	8.949.860	4.048.177	4.309.206	<b>17.307.244</b>
<b>2015</b>	4.370.249	4.464.257	8.988.027	<b>17.822.533</b>
<b>2016</b>	1.482.124	3.913.882	7.180.778	<b>12.576.783</b>

Vir podatkov: APCS Power Clearing and Settlement AG, Balancing market – Statistics, 2017; lastni izračuni.

Uspešno izvajanje avstrijskih pravil glede dražb za terciarno regulacijo je prispevalo k znižanju skupnih stroškov terciarne regulacije.

### 3.3 Prilagajanje odjema

Avstrija aktivno sodeluje pri razvoju prilagajanja odjema. Z naložbami v raziskave na področju prilagajanja odjema so začeli zgodaj, poleg tega sodelujejo v mnogih evropsko priznanih raziskavah. Že v letu 2013 so odprli trg za izravnavo odstopanj tudi za agregatorje in ponudnike prilagajanja odjema. Prilagajanje odjema so videli kot eno od možnosti za znižanje previsokih cen za pokrivanje odstopanj in povečanje likvidnosti trgov. Osnovali so 3 področja, tj. področje Salzburga, zgornje Avstrije in področje Vorarlberga, kjer so raziskovali in razvijali različne načine integracij prilagajanja odjema (Energy Innovation Austria et al., 2014). Leta 2014 so spremenili zakonodajo in olajšali integracijo prilagajanja odjema na trg za pokrivanje odstopanj (Austrian Power Grid AG, 2016c).

Kljub omogočeni vključitvi prilagajanja odjema se zadevni odjem razvija zelo počasi. Kot razloge za počasnejši razvoj ter težjo integracijo predvsem manjših potencialnih ponudnikov SEDC (2015) navaja:

1. **Zahtevno dokumentacijo**, ki je potrebna med agregatorji ponudnikov in vodjami bilančnih skupin ponudnikov. Velikokrat se namreč zgodi, da ponudnik prilagajanja odjema pripada eni bilančni skupini, agregator, prek katerega ponudnik TSO-ju zagotavlja prilagajanja odjema, pa drugi bilančni skupini. Vodji bilančnih skupin se morata zato dogovoriti glede medsebojnega načina delovanja in skleniti pogodbeno razmerje o sodelovanju.
2. **Neenotnost sporočanja odstopanj**, do katerega pride pri vodji bilančne skupine zaradi spremenjenih pozicij električne energije s strani tretje osebe – agregatorja. Agregator z aktivacijo rezerv ponudnikov, ki niso v njegovi bilančni skupini, spremeni fizično pozicijo električne energije bilančne skupine ponudnika. Medsebojno sporočanje takšnih spremenjenih pozicij je treba urediti bilateralno, kar pomeni več vložene časa in truda za uspešen dogovor. Informacija o spremenjeni poziciji je pomembna za vnos v sistem pri vodji bilančne skupine ter prijavi prenosa energije med bilančnima skupinama sistemskemu operaterju distribucijskega omrežja.
3. **Zahtevnost pogodbenega razmerja s TSO-jem**. Postopek, potreben za odobritev ponujanja prilagajanja odjema, je preveč zapleten in traja 3 mesece ali več. V tem postopku se izvede preverjanje procesov in uporabljenih tehnologij pred začetkom delovanja na trgu. To je sicer zelo pomembno za poznejše uspešno delovanje procesov aktivacij ter za varnost sistema, vendar hkrati proces pridobivanja dovoljenja za delovanje zajema veliko količino prezapletene papirologije, ki postopek dodatno podaljšuje.

S tehničnega vidika je zaradi nižjih tehničnih zahtev za prilagajanje odjema najprimernejši trg terciarne rezerve. Z ekonomskega vidika pa je najprimernejši trg sekundarne rezerve, saj je število aktivacij večje, cene pa so višje (SEDC, 2015). V prilagajanje odjema so

običajno vključeni večji poslovni subjekti, manjši pa se vključijo prek agregatorjev. Ti za nadzor in upravljanje uporabljajo VE. Bertoldi, Zancanella in Boza-Kiss (2016) kljub številnim raziskavam in naložbam Avstrije v prilagajanje odjema menijo, da je prilagajanje odjema v Avstriji še vedno šibko in ne dosega zelene ravni.

Prilagajanje odjema ima glede na veliko število raziskav in testnih modelov velik potencial. Gre namreč za obstoječe zmogljivosti, ki so trenutno neizkoriščene in jih je treba le pravilno vključiti v sistem. Finančno gledano je priključitev obstoječih zmogljivosti precej cenejša od na primer gradnje novih elektrarn za potrebe uravnavanja sistemskih odstopanj ali nadgradnje prenosnih sistemov. S pravilno vpeljavo in izkoriščanjem takšnih zmogljivosti se bo v prihodnosti povečala varnost sistemov, zmanjšala cena za uravnavanje neravnovesij ter izoblikovala optimalnejša krivulja potrošnje. Nekateri viri, na primer Vukasović in Pink (2012), Thakur in Chakraborty (2016) ter ENTSO-E (2015b), na podlagi raziskav in modelov napovedujejo poleg že navedenih pozitivnih učinkov tudi zmanjšanje emisij CO<sub>2</sub>. Do tega naj bi prišlo zaradi zmanjšanja uporabe ekološko neučinkovite ter običajno dražje energije iz starejših elektrarn. Te se trenutno v veliki meri uporabljajo ravno za pokrivanje vrhov potrošnje ter za rezerve na trgu za izravnavo odstopanj, saj na drugih trgih oziroma v drugih časovnih obdobjih ne dosegajo konkurenčnih cen proizvodnje.

Prilagajanje odjema se trenutno še razvija, saj je bil šele z razvojem tehnologije ter telekomunikacijskih kanalov v zadnjih letih ugotovljen njegov velik potencial. Glede na raziskave in testne modele, ki se uporabljajo, lahko potrdim ustreznost razvoja ter pozitivne učinke prilagajanja odjema, kar pa se bo bolj izrazilo šele v prihodnjih letih. V tem trenutku pa za Avstrijo težko trdimo, da je prilagajanje odjema izrazito pripomoglo oziroma vplivalo na padec cen električne energije za izravnavo odstopanj ali izboljšalo varnost in stabilnost omrežja.

### **3.4 Virtualne elektrarne**

Poleg vlaganja v prilagajanje odjema Avstrija že vrsto let aktivno sodeluje pri raziskavah in razvoju VE. Podjetje Verbund je kot prvi in največji ponudnik električne energije v Avstriji decembra 2014 odprlo prvo veliko VE. Po njihovih besedah v raziskave in razvoj VE in pametnih omrežij vlagajo predvsem zato, ker se zavedajo, da bo v prihodnosti ena pomembnejših lastnosti električnih sistemov fleksibilnost (Verbund AG, 2013).

Model VE podjetja Verbund in tudi modeli VE mnogih drugih razvijalcev združujejo razpršene proizvodne in potrošne poslovne ter industrijske enote. Zbirajo tudi podatke o fleksibilnosti proizvodnje oziroma porabe električne energije vključenih enot. Združene podatke VE obdelajo in jih glede na vnaprej določene parametre uporabijo za sodelovanje na kratkoročnih trgih električne energije in trgih za izravnavo odstopanj. Shabanzadeh et al. (2015) ter Rahmani-Dabbagh in Sheikh-El-Eslami (2016) kot tudi Riveros, Bruninx,

Poncelet in D'Haeseleer (2015) ter velika večina ostalih raziskovalcev VE se v svojih raziskavah osredotočajo predvsem na različne modele optimizacije cen in delitve dobičkov ter optimizacije tveganj sodelujočih.

Ponudniki storitve VE sodelujočim ponudnikom energije izplačujejo fiksna nadomestila za zagotovitev fleksibilnosti ali delež od dobička, pridobljenega pri trgovanju z njihovo fleksibilnostjo. Prednost za TSO-je pa predstavlja večje število sodelujočih na trgih električne energije, kar prispeva k večji konkurenci in posledičnemu zniževanju cen. VE omogočajo tudi večjo zanesljivost, saj v primeru tehničnih težav neke proizvodne ali potrošne enote, potrebno energijo zagotovijo z drugimi sodelujočimi enotami.

V Avstriji in tudi v EU so se sprva razvile VE, ki so bile namenjene sodelovanju na posameznih trgih električne energije, pozneje pa so se razvile VE, ki omogočajo sodelovanje na več trgih in zmogljivosti učinkovito razporejajo med trgi glede na ekonomske in tehnične specifikke. Raziskovalci Avstrijskega tehnološkega inštituta (angl. *the Austrian Institute of Technology*) z namenom še večje optimizacije razvijajo hibridni model VE, ki bi upošteval tako tehnološki kot komercialni vidik VE in bi sodeloval na več trgih. S tem bi zagotovili polno ekonomsko optimizacijo vključenih enot ob zagotavljanju maksimalne zanesljivosti.

V evropskem pogledu poenotenje trga za izravnavo odstopanj še ni doseglo stopnje, na kateri bi lahko VE polno zaživele. Kljub temu VE dokazujejo uspešnost znotraj posameznih držav oziroma projektov. Projekt z imenom eBADGE, ki ga vodi Telekom Slovenije skupaj s 13 partnerji, med katerimi je tudi avstrijski TSO APG, je namenjen zasnovi optimalnega vseevropskega modela za izravnavo odstopanj, ki bi bil sposoben integrirati tudi VE (Esterl, Burnier de Castro, Auer, Rezanja, & Lettner, 2014).

## **SKLEP**

Razvoj enotnega evropskega notranjega trga električne energije je zelo pomemben za večjo varnost in zanesljivost oskrbe z električno energijo, zmanjšanje stroškov, integracijo obnovljivih virov, okrepitev konkurence in za razvoj moderne, z elektrifikacijo pogojene družbe.

Na podlagi zgodovinskega razvoja in specifik trgov električne energije, ki sem jih predstavil v prvem delu magistrske naloge, so se z razvojem EU in tesnejšim sodelovanjem med državami oblikovale težnje za optimizacijo delovanja elektroenergetskih trgov ter ideja enotnega evropskega notranjega trga električne energije. Naložbe v obnovljive vire, ki so v letu 2015 znašale kar 26,4 milijarde EUR, so pomenile hiter razvoj pridobivanja električne energije iz obnovljivih virov. Ker so obnovljivi viri izredno odvisni od vremenskih vplivov in zato težje napovedljivi, je to še okrepilo težnjo po optimizaciji trgov

električne energije. EU izvaja mnoge raziskave, pripravlja metodologije in pravila za nadaljni razvoj trgov električne energije, ki imajo različne učinke.

V nadaljevanju magistrske naloge sem se osredotočil na trg za izravnavo odstopanj, na katerem so v zadnjih letih opazne večje spremembe. Obravnaval sem različne akterje, ki delujejo na trgu, ter njihove glavne zadolžitve. Ena glavnih značilnosti električne energije je, da je ne moremo hraniti, za učinkovito in varno oskrbo z energijo pa mora v vsakem trenutku biti zagotovljeno ravnotežje med proizvodnjo in porabo električne energije. Trg za izravnavo odstopanj se v zadnjih letih zaradi povečevanja deleža energije, proizvedene iz obnovljivih virov, srečuje z vedno večjimi razhajanja med načrtovano proizvodnjo in dejansko proizvodnjo energije. Za izravnavo odstopanj TSO-ji uporabljajo zakupljene rezerve. Preučil sem različne oblike rezerv, njihove lastnosti, delovanje ter praktično uporabo v državah EU. Na žalost so oblike rezerv po posameznih državah EU še vedno tolmačene različno, kar pogosto otežuje mednarodni razvoj modelov in sodelovanje.

Cilj EU je razviti prost, nediskriminatoren in pregleden trg, kar naj bi dosegli predvsem z optimizacijo štirih glavnih področij. Prvo področje je optimizacija virov vetrne energije, kjer se razvijajo boljši modeli, ki bodo omogočali natančnejše napovedovanje količine proizvedene vetrne energije. EU je z uvedbo omrežnih pravil dala jasne napotke za uskladitev procesov med TSO-ji, obenem pa jih z namenom medsebojne pomoči pri izravnavi odstopanj spodbuja k povezovanju v koordinirana območja. Poleg proizvodnih enot, ki so standardni ponudnik rezerv, je bil prepoznan potencial tudi na potrošniški strani. Prilagajanje porabe električne energije končnega odjemalca imenujemo prilagajanje odjema. Ta je šele na začetku svojega razvoja, vendar ima velik potencial. Največji izziv za nadaljnji razvoj predstavljajo obstoječa zakonodaja in pravila, ki v večini držav ne omogočajo ali ne spodbujajo prilagajanja odjema in jih je treba spremeniti. Zadnje področje pa se ukvarja s povečanjem konkurence, saj večja konkurenca prispeva k nižjim cenam razpoložljivosti in nižjim cenam za moč aktivirane energije za pokrivanje odstopanj.

Za doseganje teh sprememb je EU pripravila nove modele in metode, ki se že uvajajo na trgu, kar sem v nadaljevanju preučil na podlagi strokovnih člankov in strnil v tri skupine. Prilagajanje odjema zadeva odjemalce električne energije ter je namenjeno spremembi njihovega vedenja in potrošnje. Krivulja potrošnje ima ob normalnih pogojih precej predvidljivo ciklično dnevno obliko z dvema vrhoma potrošnje. Če so vzpostavljene pravilne ekonomske spodbude so odjemalci motivirani k zavestni spremembi svojih navad potrošnje. Tako se del potrošene energije s časovnega obdobja vrhov prenese na obdobja z manjšo porabo in se krivulja delno izravna. Gre torej za model premika potrošnje. Posledično je potreb po zagotovitvah proizvodnje za pokrivanje vrhov potrošnje manj, zaradi enakomernejše krivulje pa se zmanjša tudi možnost odstopanj, kar povečuje varnost sistemov in ima pozitivne ekonomske učinke. Drugi pomemben model prilagajanja odjema je delovanje na trgu za izravnavo odstopanj. Večji industrijski in poslovni subjekti so v



zameno za finančno nadomestilo pripravljene v zahtevanem trenutku spremeniti svojo potrošnjo. Običajno gre za avtomatizirano spremembo pod vnaprej določenimi pogoji.

VE so pomembna tehnična novost na področju trga z električno energijo. Predstavljajo informacijsko-komunikacijske platforme, v katere so lahko vključeni tako proizvajalci kot odjemalci ter skladišča energije. Na podlagi podatkov vseh vključenih enot, stanja trgov ter ob predpostavki tehničnih, ekonomskih in ekoloških omejitev VE učinkovito razporedijo uporabo razpoložljivih enot.

Čezmejno sodelovanje TSO-jev na trgu za izravnavo odstopanj se izvaja predvsem z vzpostavitvijo združenega seznama razpoložljivih enot za zagotovitev rezerv povezanih TSO-jev ter s čezmejnimi združenji za netiranje neravnovesij z nasprotujočim predznakom. V obeh primerih pride do pozitivnih ekonomskih učinkov bodisi zaradi zmanjšanja količine aktivacij bodisi zaradi znižanja cen aktivacij zaradi boljše konkurence.

V tretjem delu magistrske naloge sem analiziral uvedbo, potek ter posledice uvedenih metod oziroma sprememb na trgu za izravnavo odstopanj električne energije v Avstriji ter posledično smotnost čimprejšnje vpeljave novosti in naložb v razvoj. Osredotočil sem se predvsem na podatke o vplivu sprememb na ceno ter količino električne energije za izravnavo odstopanj ter vplivu na varnost in stabilnost avstrijskega omrežja električne energije. Čeprav so preučevani podatki pogojeni tudi z drugimi spremenljivkami na trgih električne energije, sem s pomočjo kvalitativne analize strokovne literature in raziskav ter s kvantitativno analizo področja sekundarne in terciarne regulacije uspel potrditi uspešnost posamezne spremembe.

Avstrija že od leta 2013 sodeluje v združenju čezmejnega netiranja neravnovesij INC ter od leta 2014 tudi v združenju IGCC. Čezmejno netiranje neravnovesij neposredno vpliva na sekundarno regulacijo vključenih držav. Na podlagi statističnih podatkov o avstrijskem trgu za izravnavo odstopanj sem s kvantitativno analizo pokazal, da se je Avstrija od leta 2013 do 2016 v povprečju izognila približno 33 % celotne potrebe aktiviranih količin sekundarne rezerve. Avstrija zaradi sodelovanja v združenjih vsak mesec privarčuje več kot milijon EUR. Svojo analizo sem podkrepil še s poročili članic združenja IGCC ter ENTSO-E, ki pa žal ne zajemajo celotnega preučevanega obdobja, zato sem preučevano obdobje na nekaterih mestih uskladi s poročili. Zaradi optimizacije uporabe rezerv ter prenosov energije po prenosnem omrežju sem potrdil tudi izboljšanje varnosti ter zanesljivosti omrežja električne energije v Avstriji.

Avstrija je prenovila pravila sodelovanja na področju dražb terciarne regulacije. Z zmanjšanjem minimalne količine ponudb za terciarno rezervo je Avstrija spodbudila k sodelovanju manjše ponudnike rezerv, ki prej samostojno niso mogli sodelovati. Z zmanjšanjem časovnih intervalov produktov sedaj lahko sodelujejo tudi ponudniki, ki ne morejo natančno načrtovati ponudb rezerv več kot dan vnaprej. Z večjim številom

ponudnikov na trgu se je tako na pregleden način povečala konkurenčnost. Posledično so se cene razpoložljivosti terciarne rezerve znižale, kar sem pokazal s kvantitativno analizo povprečnih mesečnih cen razpoložljivosti za terciarno regulacijo. Po zadnji spremembi pravil so bile povprečne mesečne cene za razpoložljivost zagotovitve terciarne rezerve prvič v zgodovini za daljše obdobje (približno 3 mesece in pol) 0 EUR/MWh. Kljub drugim dejavnikom na trgih električne energije so bili ponudniki zaradi večje konkurence pripravljeni zastonj ponuditi razpoložljivost enot. Zadovoljili so se le s plačilom za moč aktivirane energije v primeru, da je do aktivacije prišlo. Na letni ravni je bilo znižanje cen izraženo s padcem povprečnih letnih cen s 5 EUR/MWh na 1,35 EUR/MWh od leta 2014 do 2016. Ker pa na skupne stroške terciarne regulacije ne vplivajo le cene za razpoložljivost, sem analiziral tudi statistične podatke o ceni aktiviranih moči ter o aktiviranih količinah terciarne rezerve. Kljub zmanjšanju količin aktivirane negativne terciarne rezerve ter povečanju cen aktiviranih moči je imelo znižanje cen razpoložljivosti tako velik vpliv, da so se celotni stroški Avstrije za terciarno regulacijo zmanjšali za približno 27 % od leta 2014 do leta 2016.

Avstrija se uvršča tudi med večje raziskovalke na področju prilagajanja odjema ter VE v EU. Ti dve področji sta tesno povezani, saj sta za uspešno sodelovanje predvsem manjših potrošniških enot potrebni tako optimizacija kot avtomatizacija procesov. Trenutno na avstrijskem trgu deluje kar nekaj VE, ki bolje ali slabše optimizirajo vključene proizvodne enote ter potrošniške enote prilagajanja odjema. Kljub pomanjkanju mednarodnih standardov na teh področjih se znotraj Avstrije pravila in postopki uspešno nadgrajujejo. Tako se na trgu za izravnavo odstopanj že kažejo prvi pozitivni vplivi uporabe metode prilagajanja odjema ter uporabe VE. Področji sta zaenkrat še v fazi razvoja, tehnološki razvoj ter spreminjanje pravil pa omogočata vse več novih metod njune uporabe. Večino trenutno delujočih VE razvijajo večji trgovci z električno energijo, zato žal delujejo na ozkem segmentu trga. Ti poleg tega težijo k maksimalnim ekonomskim dobičkom posameznih enot prilagajanja odjema in agregatorjev, zanemarjajo pa varnost sistema. Glede na preučeno literaturo bosta področji VE in prilagajanja odjema v prihodnosti izredno pomembni. Raziskave na primer že potekajo v smeri vpeljave in izkoriščanja shranjene električne energije ob elektrifikaciji vozil in v smeri zagotavljanja prilagajanja odjema mikrouporabnikov energije, kot so posamezna stanovanja. Zanemariti pa ne gre niti možnosti delnega prenosa naloge izravnave neravnovesij na trgu za izravnavo odstopanj s TSO-ja na VE.

Čeprav mnogo dejavnikov na trgih električne energije vpliva na obravnavane spremembe, lahko na podlagi kvantitativne analize podatkov trga za izravnavo odstopanj ter na podlagi kvalitativne analize strokovne literature oziroma poročil preizkušenih modelov potrdim ustreznost evropskih smernic razvoja trga za izravnavo odstopanj. Moderna družba potroši vedno več električne energije, pri čemer je v bližnji prihodnosti napovedana še večja potrošnja, na katero bo imela velik vpliv tudi elektrifikacija vozil. Kljub morebitnim višjim

stroškom uvajanja sprememb so te nujno potrebne za nadaljnjo zagotavljanje varnosti in preprečitev povečevanja cen električne energije oziroma povezanih stroškov.

## LITERATURA IN VIRI

1. 50 Hertz, Amprion, APG, ČEPS, Elia, EnergiNet, SwissGrid, Tennet, & Transnet BW. (2014, november). *IGCC workshop, Brussels*. Najdeno 12. oktobra 2016 na spletnem naslovu [https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/Pilot\\_Projects/141103\\_IGCC\\_WS\\_final\\_clean.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/Pilot_Projects/141103_IGCC_WS_final_clean.pdf)
2. ACER. (2012, 18. september). *Framework Guidelines on Electricity Balancing*. Najdeno 3. avgusta 2016 na spletnem naslovu [http://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Framework\\_Guidelines/Framework%20Guidelines/Framework%20Guidelines%20on%20Electricity%20Balancing.pdf](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Framework_Guidelines/Framework%20Guidelines/Framework%20Guidelines%20on%20Electricity%20Balancing.pdf)
3. ADMIE, NationalGrid, Red Eléctrica de España, REN, RTE, TERNA, & SWISSGRID. (2016, marec). *Public consultation document for the design of the TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange)*. Najdeno 3. januarja 2017 na spletnem naslovu [https://consultations.entsoe.eu/markets/terre/user\\_uploads/20160307\\_\\_terre\\_consultation.pdf](https://consultations.entsoe.eu/markets/terre/user_uploads/20160307__terre_consultation.pdf)
4. APCS Power Clearing and Settlement AG. (2017). *Balancing market – Statistics*. Najdeno 10. julija 2016 na spletnem naslovu <http://www.apcs.at/en/balancing-market/statistics>
5. Austrian Power Grid AG. (2016a). *Austrian Power Grid AG*. Najdeno 14. maja 2016 na spletnem naslovu <https://www.apg.at/en/>
6. Austrian Power Grid AG. (2016b). *Imbalance Netting Cooperations*. Najdeno 5. oktobra 2016 na spletnem naslovu <https://www.apg.at/en/market/balancing/secondary-control/inc>
7. Austrian Power Grid AG. (2016c). *Tertiärregelung*. Najdeno 16. novembra 2016 na spletnem naslovu <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung>
8. Austrian Power Grid AG. (2016d). *Tenders for Secondary Control Power in the APG Control Area*. Najdeno 16. novembra 2016 na spletnem naslovu <https://www.apg.at/en/market/balancing/secondary-control/tenders>
9. Austrian Power Grid AG. (2016e). *Market information*. Najdeno 14. maja 2016 na spletnem naslovu <https://www.apg.at/en/market/balancing>
10. Austrian Power Grid AG. (2017a). *Tenders for Tertiary Control Power in the APG Control Area*. Najdeno 16. januarja 2017 na spletnem naslovu <https://www.apg.at/en/market/balancing/tertiary-control/tenders>
11. Austrian Power Grid AG. (2017b). *Auction results*. Najdeno 19. januarja 2017 na spletnem naslovu <https://www.apg.at/emwebapgrem/startApp.do>
12. Austrian Power Grid AG. (2017c). *Balancing Statistics in APG Control Area*. Najdeno 7. februarja 2017 na spletnem naslovu <https://www.apg.at/en/market/balancing/statistics>
13. Bayar, T. (2013, 30. september). *Virtual Power Plants: A New Model for Renewables Integration*. *Renewable Energy World*. Najdeno 5. oktobra 2016 na spletnem naslovu <http://www.renewableenergyworld.com/articles/print/volume-16/issue-5/solar-energy/virtual-power-plants-a-new-model-for-renewables-integration.html>

14. Bertoldi, P., Zancanella, P., & Boza-Kiss, B. (2016). Demand Response status in EU Member States. *JRC Science for Policy Report EUR 27998 EN*. Najdeno 17. januarja 2017 na spletnem naslovu <http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC101191/ldna27998enn.pdf>
15. Borggreffe, F., & Neuhoff, K. (2011, oktober). Balancing and Intraday Market Design: Options for Wind Integration. *Discussion papers 1162*. Najdeno 17. novembra 2016 na spletnem naslovu <https://core.ac.uk/download/pdf/6594507.pdf>
16. Borzen d.o.o. (2016). *Upravljanje bilančne sheme*. Najdeno 3. avgusta 2016 na spletnem naslovu <https://www.borzen.si/sl/Domov/menu2/Operater-trga-z-elektriko/Bilan%C4%8Dna-shema/Upravljanje-bilan%C4%8Dne-sheme>
17. Demand Response Library. (2016). *Demand Response Basics*. Najdeno 25. septembra 2016 na spletnem naslovu <http://www.demandresponsedirectory.com/demand-response-programs.html>
18. Doorman, G. L., & Veen, R. V. (2013). An analysis of design options for markets for cross-border balancing of electricity. *Utilities Policy*, 27(2013), 39–48.
19. Dupuy, M. (2008). *Electricity Markets Balancing Mechanisms and Congestion Management*. Stockholm: Royal Institute of Technology.
20. E-Control. (2016). *Regelreserve und Ausgleichsenergie*. Najdeno 4. avgusta 2016 na spletnem naslovu <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/regelreserve-und-ausgleichsenergie>
21. Eles d.o.o. (2016). *Pojmovnik – Obratovanje prenosnega omrežja*. Najdeno 3. avgusta 2016 na spletnem naslovu <http://www.eles.si/pojmovnik2.aspx#Obratovanjeprenosnega1>
22. Elia Ltd. (2016). *The primary reserve: a solution for stabilising the frequency in the European interconnected system*. Najdeno 4. avgusta 2016 na spletnem naslovu [http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S1\\_F\\_RES\\_PRIMAIRE.pdf](http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S1_F_RES_PRIMAIRE.pdf)
23. Energy Innovation Austria, BMVIT, & Climate and Energy Fund. (2014, oktober). Energy Innovation Austria. *Bridges*. Najdeno 6. oktobra 2016 na spletnem naslovu <http://ostaustria.org/bridges-magazine/volume-41/item/8282-energy-innovation-austria>
24. ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity. (2014a, avgust). *Network Code on Electricity Balancing*. Najdeno 1. septembra 2016 na spletnem naslovu [https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/140806\\_NCEB\\_Resubmission\\_to\\_ACER\\_v.03.PDF](https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/140806_NCEB_Resubmission_to_ACER_v.03.PDF)
25. ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity. (2014b, december). *Balancing Pilot Projects*. Najdeno 6. oktobra 2016 na spletnem naslovu [https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/Pilot\\_Projects/141217\\_CBB\\_pilot\\_projects\\_overview.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/Pilot_Projects/141217_CBB_pilot_projects_overview.pdf)
26. ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity. (2015a, oktober). *Cross Border Electricity Balancing Pilot Projects – 2 Month Report on Pilot Project 9 (IGCC)*. Najdeno 12. oktobra 2016 na spletnem naslovu

[https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/Pilot\\_Projects/151130\\_Report\\_P9.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/Pilot_Projects/151130_Report_P9.pdf)

27. ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity. (2015b, november). Market Design for Demand Side Response. *Policy paper*. Najdeno 6. septembra 2016 na spletnem naslovu [https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/entsoe\\_pp\\_dsr\\_web.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/entsoe_pp_dsr_web.pdf)
28. Esterl, T., Burnier de Castro, D., Auer, H., Rezanja, R., & Lettner, G. (2014, 11. junij). Integration of virtual power plants in cross-border balancing markets considering different market architectures. *CIREN Workshop-Rome*. Najdeno 8. novembra 2016 na spletnem naslovu [http://www.cired.net/publications/workshop2014/papers/CIREN2014\\_WS\\_0291\\_final.pdf](http://www.cired.net/publications/workshop2014/papers/CIREN2014_WS_0291_final.pdf)
29. Eurelectric Ltd. (2017, februar). *Dynamic pricing in electricity supply*. Najdeno 2. marca 2017 na spletnem naslovu [http://www.eurelectric.org/media/309103/dynamic\\_pricing\\_in\\_electricity\\_supply-2017-2520-0003-01-e.pdf](http://www.eurelectric.org/media/309103/dynamic_pricing_in_electricity_supply-2017-2520-0003-01-e.pdf)
30. Evropska komisija. (2001, 27. oktober). *Direktiva 2001/77/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 27. septembra 2001 o spodbujanju proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov energije na notranjem trgu z električno energijo*. Uradni list Evropske unije. Bruselj: Evropska komisija, 2001.
31. Evropska komisija. (2009, 5. junij). *Direktiva 2009/28/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 23. aprila 2009 o spodbujanju uporabe energije iz obnovljivih virov, spremembi in poznejši razveljavitvi direktiv 2001/77/ES in 2003/30/ES (Besedilo velja za EGP)*. Uradni list Evropske unije. Bruselj: Evropska komisija, 2009.
32. Evropska komisija. (2014a, 22. januar). *Okvir podnebne in energetske politike za obdobje 2020–2030*. Sporočilo Komisije Evropskemu parlamentu, Svetu, Evropskemu ekonomsko-socialnemu odboru in odboru regij. Bruselj: Evropska komisija, 2014.
33. Evropska komisija. (2014b, 13. oktober). *Napredek pri dokončanju notranjega trga z energijo*. Sporočilo Komisije Evropskemu parlamentu, Svetu, Evropskemu ekonomsko-socialnemu odboru in Odboru regij. Bruselj: Evropska komisija, 2014.
34. Evropska komisija. (2015). *EU on track to meeting 20% renewable energy target*. Bruselj: Evropska komisija.
35. Evropska komisija. (2017, 23. februar). *Direktiva Evropskega parlamenta in Sveta o spodbujanju uporabe energije iz obnovljivih virov (prenova)*. Predlog. Bruselj: Evropska komisija, 2017.
36. Evropska komisija. (b.l.). *FutureFlow*. Najdeno 26. maja 2016 na spletnem naslovu <http://www.futureflow.eu/>.
37. Focken, U., Lange, M., Mönnich, K., Waldl, H., Beyer, H. G., & Luig, A. (2002). Short-term prediction of the aggregated power output of wind farms – a statistical analysis of the reduction of the prediction error by spatial smoothing effects. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 90(3), 231–246.
38. Franco, A., & Salza, P. (2011). Strategies for optimal penetration of intermittent renewables in complex energy systems based on techno-operational objectives. *Renewable Energy*, 36(2), 743–753.

39. Franke, A. (2015, 23. september). ACER recommends splitting German-Austrian power price bidding zone. *S&P Global plats*. Najdeno 28. maja 2016 na spletnem naslovu <http://www.platts.com/latest-news/electric-power/london/acer-recommends-splitting-german-austrian-power-26218292>
40. German Energy Agency GmbH. (2011). *Dena Grid Study II. Integration of Renewable Energy Sources in the German Power Supply System from 2015 – 2020 with an Outlook to 2025*. Berlin: German Energy Agency GmbH.
41. Heide, D., Greiner, M., Bremen, L., & Hoffmann, C. (2011). Reduced storage and balancing needs in a fully renewable European power system with excess wind and solar power generation. *Renewable Energy*, 36(9), 2515–2523.
42. Hogan, W. W. (2016). Virtual bidding and electricity market design. *The Electricity Journal*, 29(5), 33–47.
43. HOPS – Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o. (2016). *Opis projekta Imbalance Netting Cooperation*. Najdeno 5. oktobra 2016 na spletnem naslovu <http://www.hops.hr/wps/portal/hr/web/hees/projekti/projektinc>
44. IGCC – International Grid Control Cooperation. (2016, januar). *Information on grid control cooperation and international development*. Najdeno 17. oktobra 2016 na spletnem naslovu [https://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/20160115\\_Market\\_Information\\_IGCC-RTE\\_en.pdf](https://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/20160115_Market_Information_IGCC-RTE_en.pdf)
45. Jones, T., & Walker, T. (2009, junij). Virtual Power Plant Simulation. *Smart Grid Advisory Meeting*. Najdeno 10. decembra 2016 na spletnem naslovu [https://www.smartgrid.gov/files/Exploring\\_Diagnostic\\_Capabilities\\_for\\_Application\\_to\\_New\\_Photos\\_200910.pdf](https://www.smartgrid.gov/files/Exploring_Diagnostic_Capabilities_for_Application_to_New_Photos_200910.pdf)
46. Karan, M. B., & Kazdagli, H. (2011). The Development of Energy Markets in Europe. V A. Dorsman, W. Westerman, M.B. Karan, & Ö. Arslan (ur.), *Financial aspects in energy: A European perspective* (str. 11–32). Heidelberg: Springer-Verlag.
47. Knopf, B., Nahmmacher, P., & Schmid, E. (2015). The European renewable energy target for 2030 – An impact assessment of the electricity sector. *Energy Policy*, 85(2015), 50–60.
48. Kumar, K. N., & Tseng, K. J. (2016). Impact of demand response management on chargeability of electric vehicles. *Energy*, 111(2016), 190–196.
49. Lorenzyz, C., & Gerbault, C. (2014, julij). New Cross-Border Electricity Balancing Arrangements in Europe. *Discussion papers 1400*. Najdeno 6. oktobra 2016 na spletnem naslovu [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.470807.de/dp1400.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.470807.de/dp1400.pdf)
50. Madlener, R., & Kaufmann, M. (2002, marec). Power exchange spot market trading in Europe: theoretical considerations and empirical evidence. *OSCOGEN Deliverable 5.1b*. Najdeno 23. julija 2016 na spletnem naslovu <http://www.oscogen.ethz.ch/>
51. Markočič, R. (2016). *Napoved cene za zagotavljanje moči za terciarno regulacijo frekvence v elektroenergetskem sistemu*. Ljubljana: Fakulteta za elektrotehniko.

52. Mazur, C., & Goater, A. (2014, 13. januar). Electricity Demand-Side Response. *PostNote No. 452*. Najdeno 18. septembra 2016 na spletnem naslovu <http://researchbriefings.parliament.uk/ResearchBriefing/Summary/POST-PN-452>
53. Mijot, A. (2009). *Primerjava gibanja cen električne energije na izbranih Evropskih borzah*. Ljubljana: Ekonomska fakulteta.
54. Möller, C., Rachev, S. T., & Fabozzi, F. J. (2011). Balancing energy strategies in electricity portfolio management. *Energy Economics*, 33(1), 2–11.
55. Monteiro, C., Bessa, R., Miranda, V., Botterud, A., Wang, J., & Conzelmann, G. (2009). *Wind power forecasting : State-of-the-art 2009*. Porto: Institute for Systems and Computer Engineering of Porto.
56. Müsgens, F., Ockenfels, A., & Peek, M. (2014). Economics and design of balancing power markets in Germany. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 55(2014), 392–401.
57. Newbery, D., Strbac, G., & Viehoff, I. (2016). The benefits of integrating European electricity markets. *Energy Policy*, 94(2016), 253–263.
58. Next Kraftwerke GmbH. (2016). *Virtual Power Plant Operator & Power Trader*. Najdeno 5. oktobra 2016 na spletnem naslovu <https://www.next-kraftwerke.com/virtual-power-plant>
59. NordPool AS. (2017). *Day-ahead market*. Najdeno 14. februarja 2017 na spletnem naslovu <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot/>
60. Pineda, I. (2016, februar). Wind in power: 2015 European statistics. *Wind Europe*. Najdeno 28. maja 2016 na spletnem naslovu <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/EWEA-Annual-Statistics-2015.pdf>
61. Pineda, I., & Tardieu, P. (2017, februar). Wind in power: 2016 European statistics. *Wind Europe*. Najdeno 2. marca 2017 na spletnem naslovu <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2016.pdf>
62. Pinson, P., Madsen, H., Nielsen, H. A., Papaefthymiou, G., & Klöckl, B. (2009). From probabilistic forecasts to statistical scenarios of short-term wind power production. *Wind Energy*, 12(1), 51–62.
63. Popit, A. (2016). *Ekonomska analiza virtualne elektrarne na trgu sistemskih storitev*. Ljubljana: Fakulteta za strojništvo.
64. Rahmani-Dabbagh, S., & Sheikh-El-Eslami, M. K. (2016). A profit sharing scheme for distributed energy resources integrated into a virtual power plant. *Applied Energy*, 184(2016), 313–328.
65. Riveros, J. Z., Bruninx, K., Poncelet, K., & D’Haeseleer, W. (2015). Bidding strategies for virtual power plants considering CHPs and intermittent renewables. *Energy Conversion and Management*, 103(2015), 408–418.
66. RTE – Le Réseau de transport d’électricité. (2016). *IGCC (International Grid Control Cooperation) Initiative*. Najdeno 5. oktobra 2016 na spletnem naslovu [https://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/initiative\\_igcc.jsp](https://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/initiative_igcc.jsp)
67. SEDC – Smart Energy Demand Coalition. (2015, september). *Mapping Demand Response in Europe Today 2015*. Najdeno 17. januarja 2017 na spletnem naslovu



- <http://www.smartenergydemand.eu/wp-content/uploads/2015/09/Mapping-Demand-Response-in-Europe-Today-2015.pdf>
68. Shabanzadeh, M., Sheikh-El-Eslami, M., & Haghifam, M. (2015). The design of a risk-hedging tool for virtual power plants via robust optimization approach. *Applied Energy*, 155(2015), 766–777.
  69. Singh, A., Frei, T., Chokani, N., & Abhari, R. S. (2016). Impact of unplanned power flows in interconnected transmission systems – Case study of Central Eastern European region. *Energy Policy*, 91(2016), 287–303.
  70. SODO – Sistemski operater distribucijskega omrežja d.o.o. (2017). *Kakovost oskrbe*. Najdeno 10. januarja 2017 na spletnem naslovu <https://www.sodo.si/o-omrezju/kakovost-oskrbe>
  71. Sorknæs, P., Andersen, A. N., Tang, J., & Strøm, S. (2013). Market integration of wind power in electricity system balancing. *Energy Strategy Reviews*, 1(3), 174–180.
  72. Swissgrid Ltd. (2016). *Market Coupling: Technical conditions for coupling have been created*. Najdeno 15. januarja 2017 na spletnem naslovu [https://www.swissgrid.ch/swissgrid/en/home/reliability/power\\_market/market\\_coupling.html](https://www.swissgrid.ch/swissgrid/en/home/reliability/power_market/market_coupling.html)
  73. Tertiärregelung Rahmenvertrag. (2017, februar). *Rahmenvertrag über die Vergabe von Aufträgen zur Vorhaltung und Aktivierung von Tertiärregelreserve bzw. Ausfallsreserve*. Najdeno 6. novembra 2016 na spletnem naslovu <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung>
  74. Thakur, J., & Chakraborty, B. (2016). Demand side management in developing nations: A mitigating tool for energy imbalance and peak load management. *Energy*, 114(2016), 895–912.
  75. Verbund AG. (2013, oktober). *New in Austria: Virtual Power Plant and Energy-Saving Network*. Najdeno 10. avgusta 2016 na spletnem naslovu <https://www.verbund.com/en-at/about-verbund/news-press/press-releases/2013/10/30/virtuelles-kraftwerk>
  76. Verhaegen, K., Meeus, L., & Belmans, R. (2006). Development of balancing in the Internal Electricity market in Europe. *Leonardo Energy*. Najdeno 4. avgusta 2016 na spletnem naslovu [http://www.leonardo-energy.org/sites/leonardo-energy/files/root/Documents/2009/pub\\_1527.pdf](http://www.leonardo-energy.org/sites/leonardo-energy/files/root/Documents/2009/pub_1527.pdf)
  77. Vukasović, M., & Pink, F. (2012, februar). DSM and benefits for the cross-border market integration. Najdeno 18. septembra 2016 na spletnem naslovu [https://www.tugraz.at/fileadmin/user\\_upload/Events/Eninnov2012/files/pr/PR\\_Vukasovic.pdf](https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2012/files/pr/PR_Vukasovic.pdf)
  78. Wang, J., Botterud, A., Bessa, R., Keko, H., Carvalho, L., Issicaba, D., Sumaili J., & Miranda, V. (2011). Wind power forecasting uncertainty and unit commitment. *Applied Energy*, 88(11), 4014–4023.
  79. Webb, C. (2010, 8. januar). Virtual power plants: Making the most of distributed generation. *Power engineering international*. Najdeno 28. maja 2016 na spletnem naslovu <http://www.powerengineeringint.com/articles/print/volume-18/issue-7/features/virtual-power-plants-making-the-most-of-distributed-generation.html>

80. Zurborg, A. (2010). Unlocking Customer Value: The Virtual Power Plant. *World Power*. Najdeno 5. oktobra 2016 na spletnem naslovu [http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/ABB\\_Attachment.pdf](http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/ABB_Attachment.pdf)

## **PRILOGE**



## **KAZALO PRILOG**

Priloga 1: Seznam pogosto uporabljenih kratic .....	1
Priloga 2: Terminološki slovar .....	2



## **PRILOGA 1: Seznam pogosto uporabljenih kratic**

<b>Kratika</b>	<b>Opis kratice</b>
APG	avstrijski sistemski operater prenosnega omrežja
AT	Avstrija
BE	Belgija
CH	Švica
CJE	Centralna južna Evropa
CSE	Centralna severna Evropa
CZ	Češka
CZE	Centralna zahodna Evropa
DE	Nemčija
DK	Danska
DSO	sistemski operater distribucijskega omrežja (angl. <i>Distribution system operator</i> )
E-GCC	združenje čezmejnega netiranja neravnovesij med Madžarsko, Slovaško in Češko
ELES	slovenski sistemski operater prenosnega omrežja
ENTSO-E	Evropsko združenje sistemskih operaterjev elektroenergetskega omrežja (angl. <i>The European Network of Transmission System Operators</i> )
EU	Evropska unija
HOPS	hrvaški sistemski operater prenosnega omrežja
IGCC	Mednarodno sodelovanje omrežnih rezerv (angl. <i>International Grid Control Cooperation</i> )
INC	Združenje netiranja neravnovesij (angl. <i>Imbalance Netting Cooperation</i> )
NL	Nizozemska
TERRE	Vseevropska izmenjava rezerv na trgu za izravnavo odstopanj (angl. <i>Trans European Replacement Reserves Exchange</i> )
TSO	sistemski operater prenosnega omrežja (angl. <i>Transmission system operator</i> )
VE	Virtualna elektrarna (angl. <i>Virtual Power Plant</i> )

## **PRILOGA 2: Terminološki slovar**

### **Tuji izraz**

### **Prevod**

Balance Responsible Party	nosilec bilančne skupine
Balance Service Provider	proizvajalec ali odjemalec, kvalificiran za storitev izravnave električne energije
Balancing market	trg za izravnavo odstopanj električne energije
Demand Side Response	prilagajanje odjema električne energije
International Smart Grids Action Network	Mednarodno združenje pametnih omrežij
Load shifting	premik potrošnje električne energije
Loop flows	paralelni tokovi (tokovi v zanki)
Market Coupling	spajanje trgov
Market Design for Demand Side Response	oblikovanje trga za prilagajanje odjema
Merit order list	seznam razpoložljivih enot za zagotovitev rezerv
Network Code on Electricity Balancing	omrežna pravila za trg izravnave odstopanj
Off-peak hours	nekonične ure z normalno potrošnjo energije
Peak hours	konične ure z najvišjo potrošnjo energije
Renewable Energy Sources goals	cilji obnovljivih virov energije
Single European Energy Market	enotni evropski notranji trg električne energije
The Austrian Institute of Technology	Avstrijski tehnološki inštitut
The Renewable Energy Directive	Evropska direktiva o obnovljivih virih energije
UCTE synchronous area	sinhroni evropski prenosni sistem električne energije
Union for the Coordination of the Transmission of Electricity – UCTE	Evropsko združenje za koordinacijo sistemskih prenosov energije