

UNIVERZA V LJUBLJANI
EKONOMSKA FAKULTETA

MAGISTRSKO DELO

**VLOGA INFORMATIKE PRI VZPOSTAVITVI ENOTNEGA
EVROPSKEGA TRGA ELEKTRIČNE ENERGIJE**

Ljubljana, marec 2012

DARIJAN FUJS

IZJAVA O AVTORSTVU

Spodaj podpisani Darijan Fujs, študent Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, izjavljam, da sem avtor magistrskega dela z naslovom Vloga informatike pri vzpostavitvi enotnega evropskega trga električne energije, pripravljenega v sodelovanju s svetovalcem dr. Alešem Groznikom.

Izrecno izjavljam, da v skladu z določili Zakona o avtorskih in sorodnih pravicah (Ur. l. RS, št. 21/1995 s spremembami) dovolim objavo magistrskega dela na fakultetnih spletnih straneh.

S svojim podpisom zagotavljam, da

- je predloženo besedilo rezultat izključno mojega lastnega raziskovalnega dela;
- je predloženo besedilo 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 v magistrskem delu, citirana oziroma navedena v skladu z Navodili za izdelavo zaključnih nalog Ekonomske fakultete Univerze v Ljubljani, in
 - pridobil vsa dovoljenja za uporabo avtorskih del, ki so v celoti (v pisni ali grafični obliki) uporabljena v tekstu, in sem to v besedilu tudi jasno zapisal;
- se zavedam, da je plagiatorstvo – predstavljanje tujih del (v pisni ali grafični obliki) kot mojih lastnih – kaznivo po Zakonu o avtorskih in sorodnih pravicah (Ur. l. RS, št. 21/1995 s spremembami);
- se zavedam posledic, ki bi jih na osnovi predloženega magistrskega dela dokazano plagiatorstvo lahko predstavljalo za moj status na Ekonomski fakulteti Univerze v Ljubljani v skladu z relevantnim pravilnikom.

V Ljubljani, dne _____

Podpis avtorja: _____

KAZALO

UVOD	1
1 TRG ELEKTRIČNE ENERGIJE	4
1.1 Značilnosti trga električne energije	4
1.2 Ključni pojmi na trgu električne energije	5
1.3 Trg električne energije v Sloveniji	7
1.4 Enotni evropski trg električne energije.....	9
1.4.1 Prvi in Drugi energetske paket	9
1.4.2 Regionalni trgi in panevropski trg	11
1.4.3 Tretji energetske paket	16
2 AKTUALNI IZZIVI NA TRGU Z ELEKTRIČNO ENERGIJO.....	25
2.1 Liberalizacija in integracija	26
2.1.1 Stroškovni vidik.....	27
2.1.2 Cenovni vidik	30
2.1.3 Konkurenčni vidik	32
2.2 Tehnološke rešitve.....	35
2.2.1 Nastanek pametnih omrežij	36
2.2.2 Elementi pametnih omrežij.....	39
2.3 Povečana učinkovitost	44
2.3.1 Učinkovita poraba električne energije	45
2.3.2 Učinkovitost in informatika.....	49
3 INFORMATIKA V VZPOSTAVITVI ENOTNEGA EVROPSKEGA TRGA... 52	52
3.1 Proizvodnja in trgovanje.....	52
3.1.1 Čezmejne prenosne zmogljivosti.....	52
3.2 Prenos in distribucija	62
3.2.1 Sistem voznih redov	63
3.2.2 Napredne merilne infrastrukture.....	76
3.3 Oskrba oziroma dobava in poraba	81
3.3.1 Pametni števeci.....	81
SKLEP	85
LITERATURA IN VIRI	87

KAZALO SLIK

Slika 1: Sestava trga z električno energijo	8
Slika 2: Kronološki pregled energetskega paketa	11
Slika 3: Pristop od spodaj navzgor in od zgoraj navzdol na energetskem trgu	13
Slika 4: Regionalni trgi z električno energijo.....	15
Slika 5: Ločevanje dejavnosti v skladu s Tretjim energetskega paketa	17
Slika 6: Nov model lastništva na trgu električne energije.....	18
Slika 7: Postopek delovanja ACER-ja pri sprejemanju kod in pravil	22
Slika 8: Države članice ENTSO-E	23
Slika 9: Grafični prikaz integracije trgov z električno energijo	26
Slika 10: Storitve, udeleženci in infrastruktura pametnih omrežij.....	39
Slika 11: Pretok električne energije in informacijski pretok v klasičnem EES	40
Slika 12: Pretok električne energije in informacijski pretok v sklopu koncepta pametnih omrežij.....	41
Slika 13: Navidezna elektrarna	43
Slika 14: Vpliv informatike na povpraševanje po električni energiji in gospodarstvo	45
Slika 15: Koncept energetske informatike	47
Slika 16: Primer kronološkega gibanja vrednosti TTC, TRM, NTC, ATC in AAC.....	54
Slika 17: Metode dodeljevanja ČPZ.....	55
Slika 18: Dodeljevanje ČPZ na SI-IT meji	57
Slika 19: Proces dodeljevanja ČPZ znotraj dneva	59
Slika 20: Proces preverjanja statusa ČPZ udeleženca.....	60
Slika 21: Proces sprostitve ČPZ.....	61
Slika 22: Proces prenosa ČPZ	61
Slika 23: Oblikovanje skupnega »SO-SO jezika«.....	64
Slika 24: Faze zagotavljanja ravnovesja elektroenergetskega sistema	65
Slika 25: Sestava EIC kode	66
Slika 26: Elementi modela vlog	67
Slika 27: Prejem voznega reda v fazi načrtovanja	69
Slika 28: Preverjanje in korekcije v fazi načrtovanja.....	70
Slika 29: Korekcijski cikel faze načrtovanja z vzporednim načinom delovanja.....	72
Slika 30: Proces faze poravnave.....	75
Slika 31: Shema AMI.....	79

UVOD

Problematika in predmet obravnave. Trg električne energije je postavljen pred številne izzive. Zadnje desetletje zaznamujeta visoka gospodarska aktivnost in konkurenčnost Daljnega vzhoda, Evropa pa svoj ponovni preboj išče v inovacijah in naprednih tehnologijah, s čimer bi lahko konkurirala kot visokotehnološko gospodarstvo (industrija). Eno od ključnih področij tehnološke in informacijske prenove je področje trga električne energije, kjer v zadnjih letih intenzivno poteka prestrukturiranje lokalnih, vertikalno integriranih monopolnih energetske podjetij. Namen prenove procesov je vzpostavitev visokotehnološkega konkurenčnega trga z električno energijo, ki bo omogočal cenejšo električno energijo, zanesljivo oskrbo in bo temelj nadaljnjega razvoja gospodarstva Evrope.

Oblikovanje enotnega evropskega trga z električno energijo zajema dva vzporedna izziva: liberalizacijo vsakega posameznega nacionalnega trga z vzpostavitvijo konkurenčnega okolja in integracijo posameznih nacionalnih trgov v enoten evropski trg. Ključno vlogo pri navedenih procesih prevzema informatika in zasledimo lahko razmišljanja, ki informatiko z elektroenergetsko strukturo tako močno povezujejo, da za prihodnost napovedujejo ključno odvisnost elektroenergetskega sistema od informatike (De Vries, Masera & Faas, 2010, str. 173). Dokumenti Evropske unije (v nadaljevanju EU), predvsem tisti, ki pokrivajo področje energetike, poudarjajo pomen krepitve področja energetike, vzpostavitve enotnega trga z električno energijo ter druge ukrepe na področju energetike v celoti. Tudi izkušnje evropskih držav, ki imajo trg električne energije že dobro razvit in imajo večletne izkušnje z regionalnimi integracijami (na primer Norveška, Finska in Danska), nas navajajo, da urejenost tega področja v Sloveniji in v Evropi širše vedno znova vrednotimo in izboljšujemo. Po drugi strani kritiki (De Joode & Van Oostvoorn, 2008; Geitona, 2008; Hattori & Tsutsui, 2004; Steiner, 2001) izpostavljajo dvome o možnostih in upravičenosti poenotenja evropskega trga električne energije, o politični (ne)pripravljenosti vlad posameznih držav, o stroških, ki ob tem nastajajo, ter pregrobnih zunanjih posegih, ki jih narekujejo najrazličnejše nadnacionalne inštitucije. Razumevanje vloge informatike pri tako kompleksnih procesih in njihovih posledicah lahko predstavlja ključen element uspešnosti vzpostavitve evropskega trga električne energije.

Trenutna elektroenergetska omrežja Evrope večinoma temeljijo na več kot 30 let stari tehnologiji. Tak sistem je bil zasnovan za eno smer tokov energije – torej od velikih centraliziranih, popolnoma nadzorovanih virov električne energije h končnemu porabniku (EEGI¹, 2010, str. 6) in kot tak ne ustreza več aktualnim zahtevam trga (razvoj aktivnih

¹ EEGI je kratica za The European Electricity Grid Initiative.

omrežij za distribucijo električne energije, vključevanje obnovljivih virov energije, zmanjševanje porabe primarne energije, uporaba t. i. pametnih merilnikov in učinkovita uporaba energije). Omejitve čezmejnega trgovanja z električno energijo, kot jih izpostavljata Bakonyi in Grabner (2008) so še neprilagojenost omrežij tržni naravnosti in aktualnim zahtevam prenosa električne energije, dolgoročne pogodbene obveznosti med posameznimi akterji, težave zaradi obstoječega načina preračunavanja prenosnih kapacitet in problematike uvajanja metode koordiniranega dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti na podlagi pretokov moči. Informatika se tudi v tem kontekstu izkazuje kot pomemben povezovalni element in v sklopu tega je pomembno določiti njeno vlogo pri preseganju tehnoloških in organizacijskih ovir, razvoju in uvajanju novih tehnoloških rešitev ter premagovanju ovir povezanih s sprejemanjem nove infrastrukture v širši javnosti.

Namen in cilj magistrskega dela. Namen magistrske naloge je identificirati in analizirati vlogo informatike pri vzpostavljanju enotnega trga električne energije. Osrednje raziskovalno vprašanje je, kakšna je (z)možnost informatike pri doseganju skupnih evropskih in tudi parcialnih nacionalnih ciljev in nalog, kot so na primer zanesljivost oskrbe, konkurenčnost, okoljska trajnost in socialna kohezivnost. Temeljna hipoteza raziskave je: Vloga informatike je pri procesih vzpostavitve enotnega trga električne energije in vseh posledicah, ki iz teh aktivnosti izhajajo, ključnega pomena. V okviru hipoteze o pomembnosti informatike se odpirajo področja vprašanj, ki jih zaradi razumevanja kompleksnosti hipoteze (kljub njeni navidezni enostavnosti), v raziskavi podrobneje analiziramo. Najobsežnejše področje vprašanj in procesov se nanaša na aktualne zahteve trga električne energije – proces integracije, liberalizacije, zahteve po večji učinkovitosti in uvajanje novih tehnoloških rešitev, kar se odraža v razvoju aktivnih omrežij za distribucijo električne energije, vključevanju obnovljivih virov energije, zmanjševanju porabe primarne energije ipd.

Cilj magistrske naloge je potrditi ali zavreči temeljno hipotezo in tako nakazati prihodnje razvojne smernice na področju vključevanja informatike v procese vzpostavitve enotnega evropskega trga električne energije.

Metode dela. Osnovna raziskovalna metoda je deskriptivna neeksperimentalna, s katero bomo opisovali raziskovane pojave oziroma jih preučevali na nivoju opisovanja dejstev. Z metodo bomo spoznavali značilnosti preučevanih pojavov in preučevali možne vzroke ter povezanosti med njimi. S kavzalno neeksperimentalno metodo bomo poskušali raziskovane pojave vzročno pojasniti, pri čemer bomo le opazovali trenutno stanje ne pa spreminjali stvarnosti ali pripravljali nove situacije, kot je to značilno za eksperimentalno raziskovanje (Bregar, Ograjenšek & Bavdaž, 2005, str. 121). V okviru analitično interpretativne metode bomo analizirali in interpretirali primarne in sekundarne pisne vire. Z analitično interpretativno metodo bomo preko postopkov primerjalne analize in

teoretične sinteze razvijali teoretične koncepte. Komparativno metodo bomo uporabili za primerjavo različnih konceptov in pogledov, s čimer bomo ugotavljali podrobnosti in razlike med njimi.

Zasnova magistrskega dela. V nalogi bomo po predhodni opredelitvi in umestitvi pojmov kot so trg električne energije, identifikaciji ključnih udeležencev na trgu električne energije ter analizi značilnosti slovenskega trga z električno energijo, analizirali temeljne evropske dokumente področja (Direktiva 2003/54/EC, Direktiva 2009/72/EC, Direktiva 2009/73/EC, Direktiva 96/92/EC) ter na podlagi analize dokumentov prikazali regionalno zasnovo evropskega trga, ki služi kot osnova za panevropski trg električne energije. Natančneje bomo opredelili posamezne regionalne trge, njihove cilje in ključne prioritete ter vanje umestili tudi slovenski trg električne energije.

Predstavili bomo t. i. Tretji energetske paket, znotraj katerega bomo posebej poudarili ukrep ločevanja proizvodnje in dobave od omrežnih dejavnosti, krepitev pooblastil in neodvisnosti nacionalnih regulatorjev, ustanovitve Agencije za sodelovanje energetskih regulatorjev (angl. *Agency for the Co-operation of Energy Regulators*, v nadaljevanju ACER) in povečanje sodelovanja med upravljavci prenosnih omrežij. Vse analizirane ukrepe bomo kritično ovrednotili.

V nadaljevanju bomo pregledali aktualne izzive, s katerimi se srečujemo na sodobnem trgu električne energije. Izpostavili bomo značilnosti in zahteve, ki jih procesi liberalizacije, integracije, uvajanja novih tehnoloških rešitev in zahteve po večji učinkovitosti prinašajo na področje trga z električno energijo. Pri vsakem od opazovanih procesov bomo preučili možnosti in dodano vrednost informatike, z namenom premostitev vrzeli, ki se pojavljajo ob uvajanja navedenih procesov.

Kot osrednji raziskovalni problem empiričnega dela raziskave izpostavljamo vprašanje vloge informatike v skladu s sestavo trga z električno energijo, pri čemer vlogo informatike ugotavljamo po posameznih sklopih – proizvodnji in trgovanju, prenosu in distribuciji ter oskrbi in porabi. Na konkretnih primerih, ki se nanašajo na slovenski trg z električno energijo, izpostavljamo (z)mogućnosti informatike pri doseganju skupnih evropskih in tudi parcialnih nacionalnih ciljev in nalog, kot so na primer zanesljivost oskrbe, konkurenčnost, okoljska trajnost in socialna kohezivnost.

1 TRG ELEKTRIČNE ENERGIJE

Trga električne energije ne moremo neposredno primerjati z drugimi trgi produktov ali storitev. Oblikujejo ga specifične značilnosti električne energije, sestava in pa nemotena oskrba odjemalcev z električno energijo.

1.1 Značilnosti trga električne energije

Trg električne energije se v številnih vidikih razlikuje od trgov ostalih dobrin, s katerimi se v sodobnem tržnem gospodarstvu trguje. Povpraševanje po električni energiji je na kratek rok neelastično in kratkoročno se povpraševanje kupcev ne odziva na cene električne energije na trgu. Vzroke za tako stanje lahko pripišemo dejstvu, da se električne energije ne da enostavno nadomestiti z drugimi viri energije in pa v dolgoročnih pogodbah, saj imajo porabniki z dobavitelji sklenjene dolgoročne (običajno letne) pogodbe, ki kratkoročno niso odvisne od gibanj cen na trgih električne energije. Hunt (2002, str. 123) navaja štiri pomembne sklope značilnosti trga električne energije, po katerih se ta bistveno razlikuje od trgov drugih dobrin:

- Električne energije, vsaj v omembe vrednih količinah, ne moremo shranjevati oziroma skladiščiti. Proizvodnja in poraba, ki vključujeta tudi izgube na omrežjih, morata biti v zaprtem elektroenergetskem sistemu vedno izravnani, odstopanja od izravnane stanja – pogodbeno prodane energije in dejansko porabljene energije, pa uravnava operater systemskega omrežja. Slednji lahko odstopanja prerazporedi od porabnika z viški električne energije do porabnika s pomanjkanjem energije.
- Električno energijo spremljajo tudi t. i. zamašitve omrežja (angl. *congestion*). Električna energija potuje po zapletenem prenosnem omrežju v skladu s fizikalnimi zakoni, kar pomeni, da posamezna transakcija z električno energijo vpliva na druge. Delovanje omrežja vsak dan nadzirajo sistemski operaterji omrežja (angl. *System Operator – SO*), ki na podlagi prej prijavljenih voznih redov (angl. *Schedule Message*) trgovcev ali njihovih zastopnikov, zagotavljajo brezhibno delovanje omrežja. V primeru, da se na delu prenosnega omrežja (na določenem daljnovodu) doseže višek prenosa, sistemski operater zmanjša njegovo obremenitev s prerazporeditvijo tokov po prenosnem omrežju, saj lahko v nasprotnem primeru pride do izpada sistema.
- Posebnost trga električne energije so tudi systemske storitve, ki so potrebne za brezhiben prenos električne energije od proizvajalca do uporabnika. Izvaja jih neodvisen upravljavec prenosnega omrežja oziroma sistemski operater omrežja, ki zbira in obdeluje vozne rede, vrši stalno kontrolo za stabilnost električnega omrežja, upravlja z odstopanji, operativnimi rezervami in izgubami v omrežju. Systemske

storitve so potrebne, ker električna energija ni prosto prenosljiva – njen prenos omejujejo zmogljivosti daljnovodov. Prenos električne energije med dvema točkama kljub ekonomski upravičenosti ni mogoč, v kolikor proste prenosne zmogljivosti niso na voljo. Ne govorimo torej o globalnih sistemskih storitvah in globalnem trgu, ampak o manjših nacionalnih in regionalnih trgih, ki so neodvisni ali delno odvisni drug od drugega.

- V povezavi s prejšnjimi točkami Hunt (2002, str. 123) omenja še četrto značilnost trga z električno energijo in sicer svetlobna hitrost električne energije. Slednja je temelj dnevnih akcij sistemskih operaterjev, ki morajo skrbeti, da se bo proizvedena električna energija v istem trenutku tudi porabila. Izravnava sistemski operaterji dosega z vsaj en dan vnaprej prijavljenimi voznimi redi proizvodnje in porabe, v kolikor pa v opazovanem dnevu nastane razlika med prijavljeno in dejansko proizvedeno ali porabljeno električno energijo, pa zagotavljajo ravnotežje s povečevanjem oziroma zmanjšanjem proizvodnje. V primeru, da čezmejne prenosne zmogljivosti dopuščajo, ima operater sistema omrežja možnost nakupa oziroma prodaje energije za izravnavo tudi s sosednjimi državami.

1.2 Ključni pojmi na trgu električne energije

V zadnjih nekaj desetletjih se vse hitreje odvijajo spremembe na vseh nivojih oskrbe z električno energijo: proizvodnji, prenosu, distribuciji in dobavi oziroma oskrbi. Za boljše razumevanje vsebine v nadaljevanju predstavljamo ključne pojme trga električne energije.

- **Ponudnik** električne energije je lahko **proizvajalec** električne energije ali pa **trgovec** z električno energijo. Tako proizvajalec kot trgovec lahko trgujeta z električno energijo na trgu na debelo, pri tem pa sta oba omejena, v kolikor obstaja omejen dostop do trga – pogojen z dostopom do omrežij, če je na trgu omejena ali nezadostna izbira različnih produktov energije in količine energije na katero vpliva čezmejna izmenjava energije ter če veljajo na trgu morebitne dodatne omejitve (AGEN-RS², 2004, str. 15). Proizvajalci električne energije proizvajajo toliko energije, kot znaša zmogljivost elektrarne, zmogljivosti pa ne morejo nikoli preseči. Pri hidroelektrarnah ni nujno, da proizvajalci dosežejo maksimalno zmogljivost, saj je proizvodnja energije odvisna od dnevnega vodostaja, podobno pa velja tudi za termoelektrarne, katerih zmogljivost je odvisna od kvalitete fosilnega goriva. Proizvajalci sicer težijo k obratovanju elektrarn s polnimi zmogljivostmi, vendar pa pri tem istočasno potrebujejo porabnike energije. Nihanje proizvodnje in porabe sta za proizvajalce

² AGEN-RS je kratica za Javno agencijo Republike Slovenije za energijo.

neugodni, zato proizvajalci za svoje maksimalne zmogljivosti, ob najslabših pogojih proizvodnje, sklepajo pogodbe dolgoročnega odjema energije. Razliko do maksimalnih zmogljivosti (pri hidroelektrarnah je na primer poleti in pozimi vodostaj nizek, spomladi in jeseni, ko je več dežja, pa visok) proizvajalci ponujajo na organiziranem trgu.

- **Dobavitelj** oziroma **oskrbnik** v okviru trga na debelo kupuje električno energijo in jo distribuira oziroma z njo oskrbuje množico porabnikov. Po Energetskem zakonu (v nadaljevanju EZ) so dobavitelji električne energije lahko trgovci, zastopniki, oziroma posredniki ali proizvajalci električne energije, ki imajo ustrezno licenco za trgovanje, zastopanje oziroma posredovanje in proizvodnjo električne energije (Ur. l. RS, št. 27/2007). Ločimo dobavitelje tarifnim odjemalcem, ter dobavitelje upravičenim odjemalcem (AGEN-RS, 2004, str. 7). Distribucijska podjetja so trgovci z električno energijo, ki energijo kupujejo bilateralno ali na borzi in jo prodajajo naprej končnim porabnikom. Cilj dejavnosti distribucijskih podjetij je predvsem doseganje čim nižje nabavne cene na organiziranem trgu in čim višje prodajne cene pri končnih porabnikih oziroma doseganje čim višje razlike med prodajno in nabavno ceno. Trgovci so izpostavljeni tako količinskemu kot cenovnemu tveganju, ki ju zmanjšujejo z odjemom energije neposredno pri proizvajalcu, na trgu pa uravnavajo zgolj kratkoročna nihanja v porabi.
- **Odjemalec** oziroma **porabnik** električne energije je lahko pravna ali fizična oseba (podjetje in gospodinjstvo), ki kupuje električno energijo za lastno porabo in je ne prodaja tretji osebi. Poraba odjemalcev ni konstantna, ampak zaradi različnih dejavnikov niha. Porabniki lahko svobodno izbirajo s katerim dobaviteljem bodo sklenili pogodbo o dobavi električne energije, njihov cilj pa je nakup energije po najugodnejših pogojih. Gospodinjiski odjemalci električno energijo kupujejo pri trgovcih z električno energijo, medtem ko se predvsem večji poslovni uporabniki odločajo tudi za neposreden nakup električne energije.
- **Organizator trga** po EZ evidentira pogodbene obveznosti med proizvajalci oziroma ponudniki na eni strani in dobavitelji oziroma oskrbniki ali odjemalci na drugi strani, sprejema ponudbe in povpraševanja po električni energiji ter ureja nakupna jamstva. Z regulacijo cen mora izravnati ponudbo in povpraševanje ter obveščati udeležence trgovanja in upravljavca omrežja o rezultatih izravnavanja (Ur. l. RS, št. 27/2007; Papler, 2006, str. 56). Na organiziranem trgu lahko trgujejo pravne in fizične osebe, ki so si pridobile ustrezno licenco. Prodajalci in kupci lahko trgujejo v svojem imenu ali pa kot zastopniki prodajajo in kupujejo električno energijo za tretjo osebo (Papler, 2006, str. 56). Najlikvidnejši evropski organizatorji trga oziroma borze so Nordpool na skandinavskem trgu, EEX na nemškem trgu in Powernext na francoskem trgu. V

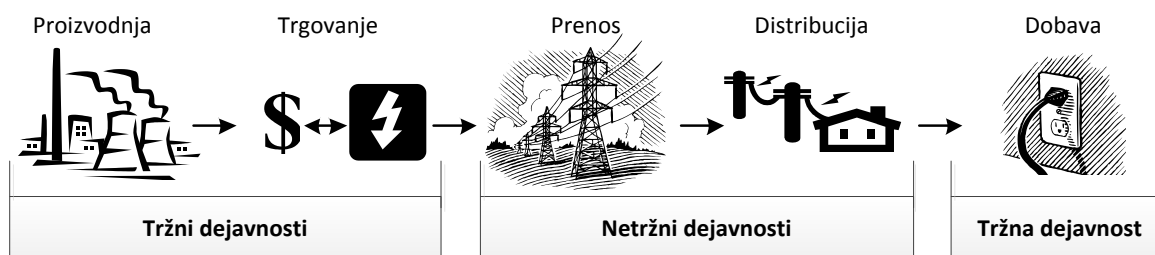
nasprotju z večino borz iz finančnega sveta, borze z električno energijo vršijo tudi finančno poravnano (angl. *clearing*).

- **Trgovanje.** Organizatorji trga z električno energijo prirejajo različne tipi trgovanja. Najobičajnejše je dnevno trgovanje z električno energijo z dobavo za naslednji dan, torej električno energijo, ki bo proizvedena, prenesena in porabljena naslednji dan. Kot je sicer značilno za borze, se tudi na borzah z električno energijo trguje s standardiziranimi produkti, najpogostejši produkti pa so urna energija, pasovna energija (BASE), trapezna energija (PEAK), EU trapezna energija (EU_PEAK), nočna energija (OFF_PEAK) in EU nočna energija (EU_OFF_PEAK) (Eles d. o. o., 2011). Trgovanje poteka na sprotni način ali na urnem nivoju po principu avkcij. Sprotni način pomeni trgovanje znotraj dneva, ko ponudniki in povpraševalci v realnem času vnašajo ponudbe za nakup ali prodajo električne energije, kar omogoča dodatno uravnoteženje pričakovane proizvodnje, porabe in že sklenjenih pogodbenih obveznosti. Za razliko od sprotnega načina trgovanja, organizator pri avkcijskem načinu trgovanja na osnovi podanih ponudb sestavi agregirani krivulji ponudbe in povpraševanja in izračuna doseženo ceno posameznega produkta. Po izračunani ceni se sklenejo posli vsem kupcem, ki so ponujali ceno višjo od izračunane in vsem prodajalcem, ki so prodajali po nižji ceni od dosežene. Dosežena cena je enotna za vse sklenjene posle posameznega produkta.
- **Regulatorji trga** v evropskih državah opravljajo različne naloge, vendar so vsem enotna temeljna izhodišča njihovega delovanja. Naloge temeljijo predvsem na vzpostavitvi razmer za konkurenčne trge z električno energijo in na nadzoru delovanja energetskih trgov. Temeljni cilji delovanja regulatorjev so zagotavljanje nepristranskosti, konkurenčnosti, učinkovitega delovanja energetskega trga, zagotavljanje zanesljive in nemotene oskrbe odjemalcev z električno energijo (Glavina, 2005).

1.3 Trg električne energije v Sloveniji

Za lažjo umestitev vsebine naloge bomo na tem mestu prikazali sestavo trga električne energije v Sloveniji. V grobem ga lahko razdelimo na proizvodnjo in trgovanje, prenos in distribucijo ter oskrbo oziroma dobavo, ki predstavlja končni člen dobave električne energije odjemalcem (Slika 1). Slovenski trg električne energije se po sestavi bistveno ne razlikuje od shem sistemov električne energije drugih evropskih držav.

Slika 1: Sestava trga z električno energijo



Vir: AGEN-RS, Trg z električno energijo, 2011a.

V Sloveniji se za proizvodnjo električne energije uporabljajo vse oblike primarnih energentov, prevladujoč delež proizvodnje električne energije pa se proizvaja v konvencionalnih elektrarnah (termoelektrarne, hidroelektrarne in jedrska elektrarna). Z električno energijo se trguje na debelo in na drobno, pri čemer prvo pomeni trgovanje v ožjem pomenu besede, torej nakup in prodajo električne energije namenjene nadaljnji prodaji, trg na drobno pa nakup in prodajo za dobavo končnemu odjemalcu oziroma porabniku. Trgovanje z električno energijo poteka s sklenitvijo dvostranskih pogodb ali s trgovanjem na organiziranem trgu (borzi) električne energije, ki ga v Sloveniji organizira javno podjetje Borzen, d. o. o. Dobava oziroma oskrba je končen člen procesa, kjer dobavitelj na podlagi pogodbe odjemalcu proda električno energijo in ga tako z njo oskrbuje. V skladu z EZ so tarifnim odjemalcem električno energijo dobavljala izključno regionalna distribucijska podjetja, ki po EZ opravljala gospodarsko javno službo in so zavezana k dobavam pod splošnimi pogoji za dobavo in odjem (Ur. l. RS, št. 117/02), ter splošnimi pogoji določanja cen (Ur. l. RS, št. 84/98). Po ločitvi distribucijskih podjetij na družbe za omrežne dejavnosti in družbe za tržne dejavnosti, tarifne odjemalce v celoti oskrbujejo slednja, novo ustanovljena podjetja pa so za enkrat v 100 % lastništvu distribucijskih podjetij. Z odprtjem trga z električno energijo leta 2007 lahko sicer tudi v Sloveniji gospodinjiski odjemalci prosto izbirajo med dobavitelji električne energije (AGEN-RS, 2011a).

Nadzor nad predstavljenimi udeleženci v Sloveniji od leta 2001 vrši regulator trga – Agencija za energijo Republike Slovenije (v nadaljevanju AGEN), ki skrbi predvsem za nadzor trga in zagotavljanje nepristranskega ter preglednega delovanja trga v interesu vseh udeležencev. AGEN izvršuje javna pooblastila na področju obračunavanja in določanja omrežnine za uporabo elektroenergetskih omrežij, ugotavljanja upravičenih stroškov, pripravljanja tarifnih sistemov, načina določanja ter prikazovanja deležev posameznih proizvodnih virov, izdajanja in odvzemanja licenc in na področju reševanja sporov, ki nastanejo zaradi dostopa do omrežij ali obračunane cene za uporabo omrežij (AGEN-RS, 2011a).

Ker se v nalogi osredotočamo predvsem na energetska omrežja, torej prenos in distribucijo ter nato oskrbo, slednjo predstavljamo nekoliko bolj podrobno. V Sloveniji omrežje delimo na prenosno in distribucijsko omrežje. Prenosno omrežje je omrežje, ki vključuje objekte najvišjih napetostnih nivojev (400, 220 in 110 kV), in omogoča prenos električne energije od proizvajalca ali sistema sosednje države do razdeljevalnega omrežja (omrežja distribucijskih podjetij) ali velikih odjemalcev. Povezano je z omrežji sosednjih Avstrije, Italije in Hrvaške, v smeri Madžarske pa je prenosno omrežje še v izgradnji. Distribucijsko oziroma razdeljevalno omrežje služi za razdeljevanje električne energije odjemalcem in obsega nizko (0,4 kV), srednje (10, 20 in 35 kV), lahko pa tudi visokonapetostno omrežje (110 kV). Namenjeno je oskrbi končnih odjemalcev z električno energijo in je v stičnih omrežjih priključeno na prenosno omrežje, od katerega prevzema električno energijo in jo transformira na nižje napetostne nivoje (AGEN-RS, 2011a).

Sistemiški operater prenosnega omrežja v Sloveniji je javno podjetje Elektro-Slovenija, d. o. o. (v nadaljevanju Eles). Eles izvaja naloge na področju vzdrževanja, razvoja in gradnje prenosnega omrežja, vodenja in obratovanja prenosnega omrežja, zagotavljanja sistemskih storitev, skrbi pa tudi za izravnavo odstopanj med napovedanim in resničnim odjemom električne energije na čezmejnih daljinovodih (AGEN-RS, 2011a; Eles, 2011). Za distribucijsko omrežje je v Sloveniji zadolžen sistemiški operater distribucijskega omrežja – družba SODO, d. o. o. (v nadaljevanju SODO), ustanovljena leta 2007 na podlagi 23. člena Energetskega zakona (Ur. l. RS, št. 27/07). Podobno kot Eles, skrbi SODO za načrtovanje in razvoj omrežja, njegovo izgradnjo, vodenje, obratovanje in vzdrževanje, poleg tega pa ima sklenjene pogodbe o najemu elektrodistribucijske infrastrukture z distribucijskimi podjetji – Elektro Celje, d. d., Elektro Gorenjska, d. d., Elektro Ljubljana, d. d., Elektro Maribor, d. d., Elektro Primorska, d. d. in z nekaterimi zaokroženimi gospodarskimi kompleksi (AGEN-RS, 2011a; SODO, 2011).

1.4 Enotni evropski trg električne energije

1.4.1 Prvi in Drugi energetski paket

Evropski elektroenergetski trg v pravnem vidiku opredeljujejo predvsem evropske direktive, ki so zbrane v t. i. energetskih paketih, vendar pa panevropski trg z regionalnim oblikovanjem in državami članicami Evropske mreže operaterjev prenosnih omrežij za električno energijo (angl. *European Network of Transmission System Operators for Electricity* v nadaljevanju ENTSO-E) presega okvirje držav EU. Energetski paketi vsebujejo direktive z naslednjimi ključnimi cilji: vzpostavitev enotnega evropskega trga električne energije, povečanje konkurenčnosti, povečanje učinkovitosti in večja zanesljivost oskrbe z električno energijo (Brázai, 2009, str. 3).

Prvi zakonodajni sveženj, ki določa liberalizacijo in formiranje enotnega trga električne energije v EU, je Direktiva o skupnih pravilih notranjega trga z električno energijo (96/92/EC) iz leta 1996. To direktivo označujemo tudi kot Prvi energetskega paket. Da bi dosegli enakovreden odnos med subjekti na trgu, hkrati pa ohranili stabilnost električnega omrežja, predpisuje direktiva skupna pravila za proizvodnjo, prenos in distribucijo električne energije, ureja organizacijska in funkcijska načela energetskega sektorja ter dostopa do trga, poleg tega pa določa še kriterije ter postopke za razpise, izdajo dovoljenj in obratovanje omrežja (Papič et al., 2004, str. 7). Med pomembnejše ukrepe direktive prištevamo:

- ločevanje proizvodnje, prenosa in distribucije električne energije v vertikalno integriranih podjetjih. Ukrep preprečuje navzkrižno subvencioniranje proizvodnje, prenosa, distribucije in dobave;
- vzpostavitev neodvisnega upravljalca omrežja z namenom zanesljivejšega prenosa električne energije. Upravljavec omrežja je odgovoren tudi za vzdrževanje in razvoj omrežja ter za povezovanje s sosednjimi omrežji;
- vzpostavitev prostega dostopa za proizvajalce, dobavitelje in končne odjemalce in to pod enakimi pogoji;
- postopen prehod na prosto izbiro ponudnika električne energije s strani končnih odjemalcev.

Leta 2003 je Evropska komisija kot dopolnitev direktive 96/92/EC izdala Direktivo Evropskega parlamenta in Evropskega sveta o skupnih pravilih za notranji trg z električno energijo (2003/54/EC), s katero je podala regulacijsko osnovo za nadaljnje odpiranje in razvoj enotnega evropskega trga. S to direktivo se oblikuje Drugi energetskega paket, ki se zavzema predvsem za:

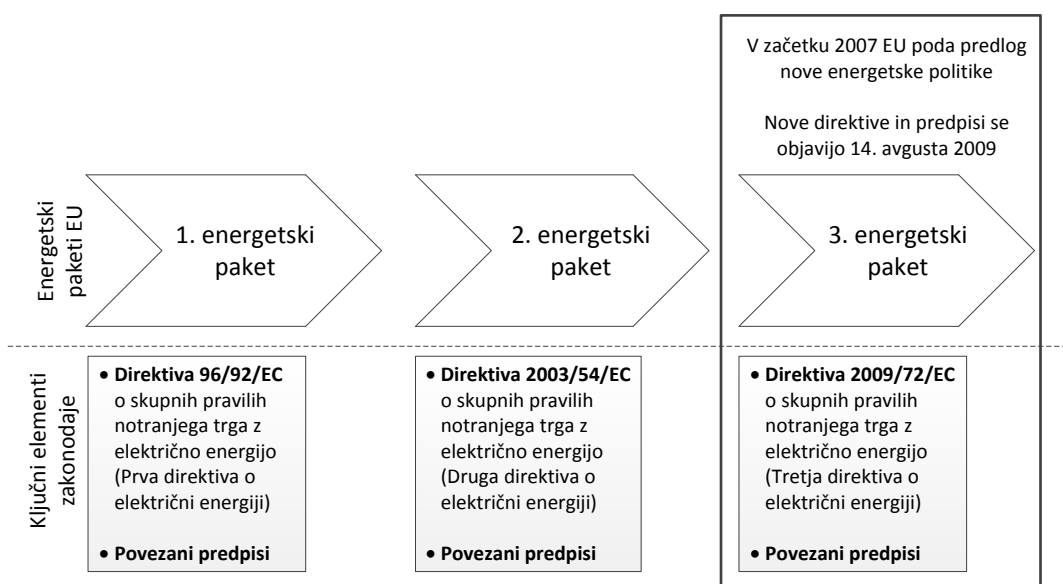
- nadgradnjo ločevanja funkcij upravljanja omrežja, distribucije in proizvodnje – ločevanje izhaja tako iz pravnega vidika kot tudi iz ločenega izkazovanja računovodskih izkazov;
- objavo nediskriminatornih in preglednih tarif uporabe omrežja za vse udeležence v elektroenergetskem sistemu;
- vzpostavitev nacionalnega regulatorja trga, ki bo zagotavljal konkurenčnost in učinkovito delovanje trga;
- popolno odprtje trga za vse odjemalce s 1. julijem 2007;
- razvoj okolju bolj prijaznih proizvodnih zmogljivosti, predvsem na temelju obnovljivih virov energije.

Še istega leta (2003) je direktivi sledila Uredba (ES) o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije (1228/2003), ki določa:

- mehanizem za povračilo stroškov sistemskim operaterjem v zvezi s tranzitom električne energije po prenosnem omrežju in uskladitev nadomestil proizvajalcev in odjemalcev za uporabo omrežja;
- poenotenje in določitev dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti na temelju tržnih mehanizmov;
- postopke prijave in uporabe čezmejnih prenosnih zmogljivosti tržnih udeležencev;
- dnevno objavo razpoložljivih in zasedenih čezmejnih prenosnih zmogljivosti s strani upravljavcev omrežij;
- razpoložljivost maksimalne možne prenosne zmogljivosti;
- namen porabe prihodkov od dodeljevanja prenosnih zmogljivosti – za vzdrževanje ali povečevanje prenosnih zmogljivosti (gradnje dodatnih daljnovodov).

Kronološki pregled energetskega paketa s ključnimi ukrepi posameznih direktiv je predstavljen na Sliki 2. Zadnji (tretji) prikazani energetski paket, je ključno vplival na sedanje oblikovanje in delovanje enotnega trga z električno energijo, zato ga v nadaljevanju podrobneje predstavljamo.

Slika 2: Kronološki pregled energetskega paketa



Vir: M. Brázai, *3rd Energy Package of the EU and its practical implications*, 2009, str. 3.

1.4.2 Regionalni trgi in panevropski trg

Konkurenčnost trga z električno energijo je odvisna od moči prenosnega omrežja in zmogljivosti povezovalnih daljnovodov med regijami in državami, saj slednji predstavljajo predpogoji za delovanje notranjega trga z električno energijo. Z namenom preprečevanja

zastojev pretoka energije in preobremenjenosti prenosnega omrežja, se je trg razdelil na manjše cone oziroma regije, s čimer se zmanjšujejo notranje politične omejitve (zapleteni postopki načrtovanja in odobritev, pomanjkanje usklajenega načrtovanja pri večjih projektih ipd.) in pa omejitve na čezmejnih prenosnih zmogljivostih (Petrov, Hewicker, Boisseleau, & Nabuurs, 2007, str. 6).

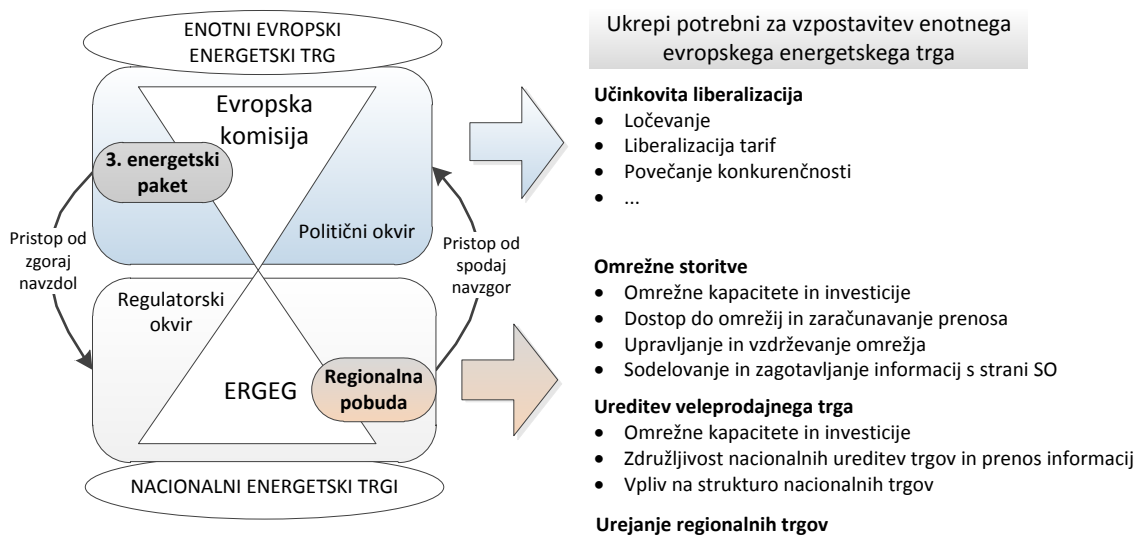
Z namenom vzpostavitve panevropskega trga in pospešitve integracije nacionalnih evropskih trgov električne energije v Evropi je Skupina evropskih regulatorjev za električno energijo in plin (angl. *European Regulators Group for Electricity and Gas*, v nadaljevanju ERGEG) spomladi leta 2006, še pred oblikovanjem Tretjega energetskega paketa, ustanovila Regionalno pobudo za električno energijo (angl. *Electricity Regional Initiative*, v nadaljevanju ERI). Slednja je v sodelovanju z Evropsko komisijo, kot vmesni korak k oblikovanju enotnega trga v Evropi, oblikovala sedem regionalnih trgov z električno energijo, s čimer bi lažje odpravili ovire za prosto trgovanje in konkurenčnost na trgu električne energije. Sodelovanje držav, iskanje in sprejemanje rešitev za lokalna čezmejna vprašanja namreč pozitivno prispevajo k izboljšanju povezovanja evropskega trga. Regionalne pobude so tako na primer že prispevale k rešitvam na področju upravljanja ozkih grl na prenosnem omrežju, izračunu in določanju zmoglosti omrežja ter objavljanju informacij o kapacitetah posameznega trga. Naloge Regionalne pobude za električno energijo lahko strnemo v naslednje točke (Everis & Mercados EMI, 2010, str. 20):

- identifikacija možnih ovir nadaljnjega razvoja konkurenčnih trgov električne energije in razvoj rešitev za premestitev teh ovir;
- združevanje vseh relevantnih strank in identifikacija njihovih zmoglosti delovanja na posameznih problemskih področjih;
- osredotočanje na praktična vprašanja – na primer na čezmejne zastoje in dodeljevanje čezmejnih prenosnih zmogljivosti;
- sodelovanje na drugih forumih in obstoječih regionalnih projektih.

Ustanovitev Regionalne pobude za električno energijo je prinesla številne prednosti. ERI je združila različne udeležence sosednjih držav, da so začeli razpravljati o skupnih vprašanjih, poleg tega pa se v ta proces vključujejo tudi interesne skupine iz širše Evrope. Regionalni pristop realno predstavlja združevanje trgov električne energije, pri čemer opredeljuje regijo kot najustreznejši geografski obseg za nadaljnji razvoj skupnega evropskega trga. Pri tem upošteva dejstvo, da se regije razvijajo z različno intenziteto in omogoča, da si posamezne regije samostojno določijo ključne prioritete. Prednost takega pristopa je tudi pilotno testiranje projektov, saj se lahko rešitve preizkusijo najprej v eni regiji, sledi primerjanje rezultatov med regijami in šele nato v primeru pozitivnih učinkov postopen prenos projekta v druge regije (Everis & Mercados EMI, 2010, str. 6). ERI v celoti temelji na t. i. pristopu od spodaj navzgor (angl. *bottom-up*), ki ga v povezavi s t. i.

pristopom od zgoraj navzdol (angl. *top-down*) uporabljamo v primeru implementacije tretjega energetskega paketa. Povezava obeh pristopov na trgu z električno energijo je prikazana na Sliki 3.

Slika 3: Pristopa od spodaj navzgor in od zgoraj navzdol na energetske trgu



Vir: M. Everis in Mercados EMI, *From Regional Markets to a Single European Market*, 2010, str. 22.

Delovanje ERI spremljajo tudi težave. Uvodoma pobuda ni imela politične podpore, zakonodajnih podlag, jasnih pristojnosti, nalog in navodil, le splošno zastavljen cilj vzpostavitve učinkovitih regionalnih trgov. Nacionalne vlade niso imele določenih vlog v procesu ERI s čimer bi se zagotovil prenos dogovorjenih sprememb v nacionalne zakonodaje. Pobuda vključuje tudi nacionalne regulativne organe, ki pa so imeli različne, predvsem pa pomanjkljive, nacionalne pristojnosti, zaradi česar so pogosto omejeno sodelovali v razpravah. Vzpostavitev regionalnih trgov ERI spremljajo tudi težave geografske strukture posamezne regije. Razvoj regij je predvideval reševanje in razvoj skupnih vprašanj regije, medtem ko se je v praksi pokazalo, da so članice regije pogosto osredotočene na vprašanja dvostranske narave, ne pa na vprašanja, ki so pomembna za regionalni razvoj (Everis & Mercados EMI, 2010, str. 6–7).

V skladu z regionalnima pobudama CEER in ERGEG (2006) so se oblikovali naslednji regionalni evropski trgi:

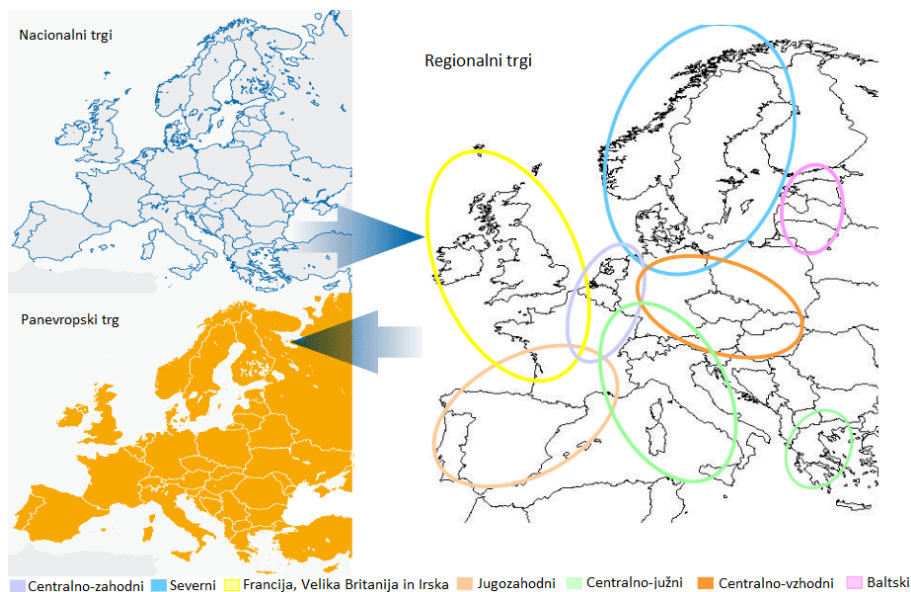
- **Baltski trg** (angl. *Baltic Market*) sestavljajo Litva, Latvija in Estonija. Zavzema funkcijo povezovalca med centralno-vzhodnim in severnim regionalnim trgov. Ključne prioritete trga so: širjenje sodelovanja med operaterji prenosnih omrežij, dostop do omrežij in razvoj izravnalnih pravil in transparentnosti.

- **Centralno-vzhodni trg** (angl. *Central East Market – CE*) tvorijo Avstrija, Češka, Nemčija, Madžarska, Poljska, Slovaška in Slovenija. Vključuje stare in nove države članice EU, zato se stopnja razvoja od države do države razlikuje, hkrati pa lahko regija služi kot rezidenčen primer za druga področja politike EU. Med ključne kratkoročne prioritete regionalnega trga sodijo: povečanje transparentnosti, upravljanje z informacijami, zmanjšanje ovir za vstop na trg in razvoj kompetenc regulatorjev za reševanje čezmejnih vprašanj in regulativ.
- **Centralno-južni trg** (angl. *Central South Market – CS*) določajo Avstrija, Francija, Nemčija, Grčija, Italija in Slovenija. Regionalni trg predstavlja ključni element tako za integracijo trga električne energije v Evropi, kot tudi za Energetsko skupnost (angl. *Energy Community*), saj slednja preko pravno zavezujočih sporazumov notranji energetski trg EU razširja na jugovzhodno Evropo. Po zgledu regionalnih trgov v EU se tako v jugovzhodni Evropi oblikuje nov, osmi regionalni trg, ki vključuje podpisnice sporazuma – nečlanice EU in tiste članice EU, ki mejijo nanje. Energetska skupnost zagotavlja stabilno okolje za naložbe, temelji na načelih pravne države, hkrati pa s svojimi ukrepi prispeva k zanesljivejši oskrbi z energijo v Evropi (Energy Community, 2011). Prednostni cilji Centralno-južnega regionalnega trga so uskladitev metod upravljanja prezasedenosti, usklajevanje med operaterji prenosnega sistema (harmonizacija operativnih in varnostnih standardov), večja preglednost ter integracija procesov prenosa in dodeljevanja kapacitet znotraj dneva.
- V **Centralno-zahodni trg** (angl. *Central West Market – CW*) spadajo Belgija, Francija, Nemčija, Luksemburg in Nizozemska, ki uspešno integrirajo lokalne trge, saj so že dosegli trilateralno spajanje trgov Belgije, Francije in Nizozemske. Med ključne prednostne naloge regije spadajo uskladitev in izboljšanje pravil dražbe dolgoročnih kapacitet, spajanje trgov z dodeljevanjem čezmejnih prenosnih zmogljivosti na podlagi pretokov moči in pa implementacija dodeljevanja čezmejnih kapacitet znotraj dneva.
- **Severni trg** (angl. *Northern Market – N*) sestavljajo Danska, Finska, Nemčija, Norveška, Poljska in Švedska. Skandinavske države veljajo za najstarejši in najbolj znan primer dobre ureditve regionalnega trga še pred oblikovanjem regionalnih trgov Evrope. Norveška ni del EU, vendar se je že pred reformo EU lotila lastne prenovne in integracije trga električne energije. Ustanovila je norveško borzo električne energije, ki se je leta 1996 po 50-odstotnem prevzemu lastništva s strani upravljavca švedskega prenosnega omrežja – Svenska Kraftnät preimenovala v Nord Pool. Leta 1998 se borzi pridruži še Finska, Danska leta 2000 in deloma tudi Nemčija leta 2005 (Meeus & Belmans, 2008, str. 2–3). Dobra obstoječa ureditev tega regionalnega trga velja za temelj nadaljnjih izboljšav regionalne in navsezadnje evropske integracije. Ključni cilji držav v regiji so nadaljnje naložbe v medsebojne povezave, večja preglednost in

razpoložljivost informacij, omogočen dostop novim udeležencem na trgu in poenoten način čezmejnih poravnav dodeljenih kapacitet znotraj dneva.

- **Jugozahodni trg** (angl. *South West Market – SW*) tvorijo zahodno ležeče članice EU – Francija, Portugalska in Španija. Med ključne točke bloka spadajo izgradnja novih medsebojnih povezav in povečanje razpoložljivih prenosnih zmogljivosti, analiza konvergence preglednosti in upravljanja z informacijami ter izboljšanje metod reševanja čezmejnih prezasedenosti.
- **Trg Francije, Velike Britanije in Irske** (angl. *France, UK and Ireland Market – FUI*). V ta regionalni trg sta vključeni dve največji gospodarstvi EU, kar pomeni, da sta nadpovprečno dejavni tudi na trgih električne energije. Ključne naloge regije so udejanjiti smernice za upravljanje prezasedenosti, dodeljevanje in trgovanje s čezmejnimi kapacitetami znotraj dneva in izboljšana preglednost tega regionalnega trga. Shema energetskega regionalnih trgov Evrope je predstavljena na Sliki 4.

Slika 4: Regionalni trgi z električno energijo



Vir: Vattenfall AB, Promoting development of a competitive European energy market, 2011; ERGEG, The electricity regional initiative: Making progress toward a single European market, 2006.

Vseh sedem regij ima podoben skupni cilj – povezovanje razdrobljenih nacionalnih trgov z električno energijo v regionalne trge, vendar so njihove prednostne naloge določene v skladu z lokalnimi odprtimi vprašanji in težavami. Spremljanje procesa na ravni EU zagotavlja, da bo napredek na regionalni ravni uporabljen v smeri enotnega trga EU in da obstaja konvergenca in skladnost med vsemi regijami (ERGEG, 2011). Delovanje regij se od prvotne regionalne strategije Evropske komisije iz leta 2004 razlikuje tudi zaradi

manjšega števila regij, saj jih je bilo prvotno zasnovanih osem in se niso prekrivale (European Communities, 2004, str. 6–7). V praksi to pomeni upoštevanje, da je posamezna država lahko vključena v več kot eno regijo in je izpostavljena izpolnjevanju različnih prednostnih nalog posamezne regije v istem času, kar pa je v praksi pogosto težko izvedljivo (Meeus & Belmans, 2008, str. 3).

Sistem regionalnih trgov pa ni značilen le za Evropo. Podobno kot Nord Pool oziroma Severni regionalni trg v skladu ERI določitvijo regionalnih trgov, so kot posledica širitve enega sistema na večje število držav tudi v Kanadi nastali regionalni trgi. Najbolj znani primer je regionalni trg PJM, ki je nastal s širitvijo systemskega operaterja Pensilvanije, New Jerseyja in Marylanda ter se postopoma razširil na trinajst držav Zveznega okrožja Kolumbija, ki vključuje tudi Washington. Zvezna komisija za energetiko (angl. *The Federal Energy Regulatory Commission – FERC*) podobno kot ERI in Evropska komisija uvaja strategijo prenosa modela PJM še na druge regije, vendar so prizadevanja za vzpostavitev enotnega trga Združene države Amerike in uvedbo tržnih reform v posameznih državah majhna. S kasnejšo integracijo trgov sicer lahko pride do situacije, ko bodo posamezni regionalni trgi razvili dobro delujoča lokalna pravila in sisteme, ki jih bo težko spremeniti in povezati na medregionalni ravni (Meeus & Belmans, 2008, str. 3–4).

1.4.3 Tretji energetske paket

Evropska komisija je septembra 2007 izdala tretji zakonodajni sveženj ukrepov, t. i. Tretji energetske paket (angl. *Third legislative package*), ki dopolnjuje in nadgrajuje predhodne direktive s področja skupnega energetskega trga. Paket vsebuje različne ukrepe, njegov cilj pa je zagotavljanje aktualnih evropskih energetske trgov bližje idealu enega polno integriranega trga, ki bi omogočal večjo izbiro potrošnikom, cenovno dostopnejšo, čistejšo in zanesljivo oskrbo z električno energijo in plinom. Za doseg te ciljev Evropska komisija predlaga:

- ločevanje proizvodnje in dobave od omrežnih dejavnosti;
- izboljšanje delovanja notranjega trga električne energije in plina;
- ustanovitev Agencije za sodelovanje energetske regulatorjev;
- okrepitev učinkovitosti (nacionalnih) regulatorjev;
- učinkovito, lažje sodelovanje med upravljavci prenosnih omrežij;
- povečanje preglednosti trga na področju upravljanja omrežij in varnosti oskrbe.

Uresničevanje Tretjega energetskega paketa temelji na regionalni zasnovi evropskega trga, kot ga določata ERI in Regionalna pobuda za zemeljski plin (angl. *Gas Regional Initiative – GRI*), paket pa določa ukrepe tako na trgu električne energije kot na trgu zemeljskega plina. Poleg ukrepov iz leta 2007 Tretji energetske paket definirajo tudi direktive in

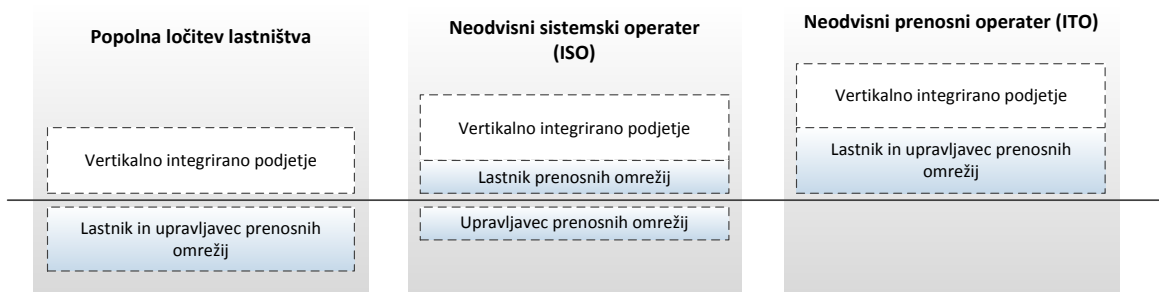
regulacije sprejete avgusta 2009 – Direktiva 2009/72/EC in Direktiva 2009/73/EC. V nadaljevanju naloge se bomo osredotočili povsem na ukrepe vezane na trg električne energije ter izpostavili nekatere, ki so za integracijo Slovenije kot članice Centralno-vzhodnega in Centralno-južnega regionalnega trga pomembne na ravni medregionalne oziroma meddržavne sistemske (informacijske) integracije.

1.4.3.1 Ločevanje dejavnosti

V središču Tretjega energetskega paketa je ločevanje lastništva oziroma ločevanje dejavnosti dobave in proizvodnje z energijo (proizvajalec/trgovec z električno energijo) od aktivnosti prenosnih omrežij (sistemskih operaterjev prenosnega omrežja). Ukrepi predvideva nekoliko manj stroga pravila kot so bila predhodno predvidena in določa tri možnosti ločitve lastništva (prikazana na Sliki 5):

1. popolna ločitev lastništva proizvodne/trgovinske dejavnosti od dejavnosti prenosa električne energije;
2. vzpostavitev t. i. neodvisnega sistemskega operaterja (angl. *Independent System Operator – ISO*);
3. vzpostavitev t. i. neodvisnega prenosnega operaterja (angl. *Independent Transmission Operator – ITO*).

Slika 5: Ločevanje dejavnosti v skladu s Tretjim energetskega paketa



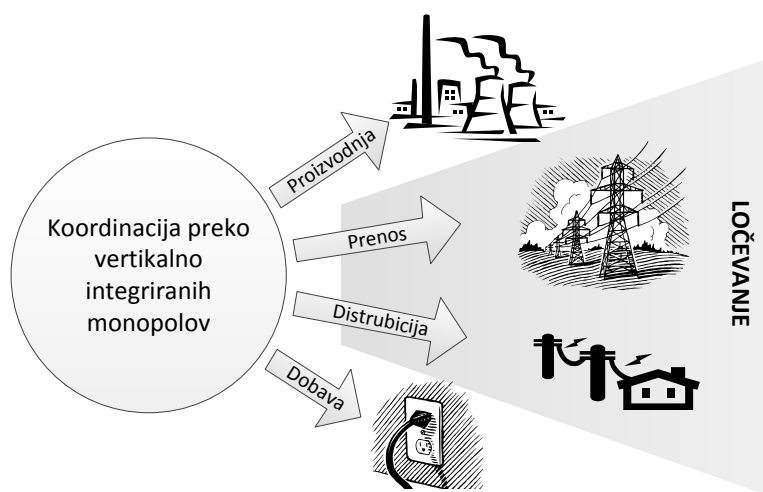
Vir: M. Brázai, *3rd Energy Package of the EU and its practical implications*, 2009, str. 6.

Popolna ločitev lastništva pomeni, da v državah članicah EU ni dovoljen nadzor oziroma upravljanje s trošarinami dobave energije, v kolikor ista podjetja ali organizacije izvajajo posreden ali neposreden nadzor v podjetju ali organizaciji, ki skrbi za prenosna omrežja. Ukrepi torej omejuje proizvajalce/trgovce z električno energijo, da bi posegali na področje prenosa električne energije, sistemski operaterji pa so že po predhodno veljavni zakonodaji dolžni pravno ločiti osnovno poslovno dejavnost od dobavne in proizvodne dejavnosti. Hčerinska podjetja vertikalno integriranega podjetja, ki opravljajo dejavnosti proizvodnje ali dobave, ne smejo imeti neposrednega ali posrednega lastništva (potrebna je odprodaja deleža) operaterja prenosnega sistema, operater prenosnega sistema pa ne neposrednega

niti posrednega lastništva v katerem koli hčerinskem podjetju vertikalno integriranega podjetja, ki opravlja dejavnosti proizvodnje ali dobave, niti ne sme prejemati dividend ali drugih finančnih ugodnosti tega hčerinskega podjetja (Direktiva 2009/72/EC; De Joode & Van Oostvoorn, 2008).

Model neodvisnega sistemskega operaterja predstavlja alternativo predlogu popolnoma ločenega lastništva. V okviru tega modela lahko vertikalno integrirana energetska podjetja (proizvajalci/trgovci) obdržijo lastništvo v družbah prenosnega omrežja (lastništvo nad sredstvi omrežja, daljnovodi), ločen pravni subjekt pa prevzame tehnično in administrativno upravljanje prenosnega omrežja in opravlja vse naloge sistemskega operaterja. Ločena družba ne sme imeti enakih lastnikov kot prvotna združena družba, interesi morajo biti ločeni (Direktiva 2009/72/EC, De Joode & Van Oostvoorn, 2008). Tretja možnost predvideva vzpostavitev t. i. neodvisnega prenosnega operaterja, pri čemer matična družba vertikalno integriranega energetskega podjetja lahko obdrži v lasti družbo prenosnega omrežja v lasti istih delničarjev pod pogojem močnega stalnega nadzora lokalnega regulatorja z obsežnimi regulativnimi kontrolnimi mehanizmi.

Slika 6: Nov model lastništva na trgu električne energije



Vir: IEA, Lessons from Liberalised Electricity Markets, 2005, str. 48.

Obravnavan osrednji ukrep Tretjega energetskega paketa je nastal z namenom odpravljanja obstoječih težav na energetskem trgu. Trg omejujejo predvsem diskriminatorna ravnanja obstoječih udeležencev pri omogočanju prostega dostopa do omrežja tretjim osebam, pretok informacij o dobavi in prenosu energije v vertikalno integriranih podjetjih (nekonkurenčna ravnanja) in predlogi oziroma pobude za naložbe v omrežje, ki so velikokrat oblikovane tako, da prinašajo večje koristi predvsem vertikalno integriranim podjetjem in njihovim podružnicam. Osnovni težavi, ki ju torej ukrep ločevanja lastništva rešuje, sta problem tržne koncentracije na eni strani in pomanjkanje naložb na drugi strani

(De Joode & Van Oostvoorn, 2008). Nov model lastništva na trgu električne energije prikazuje Slika 6.

Predlagani ukrep se nanaša na prenosna omrežja, ki jih v Sloveniji upravlja le Eles, kar pomeni, da spremembe v zvezi s tem ukrepom pri nas niso predvidene. Ukrep bo prizadel predvsem velika evropska energetska podjetja (kot so na primer EDF, E.ON, RWE, Verbund ...), saj bodo slednja morala sprejeti eno od predlaganih rešitev, ob tem pa se zastavlja vprašanje, ali so v takih primerih dejanske koristi ločevanja lastništva res večje od stroškov ločevanja. Različni avtorji (Mulder & Shestalova, 2005; Baarsma, De Nooij, Koster & Van Der Weijden, 2007) kot prednosti izpostavljajo predvsem izboljšanje konkurenčnosti, lažji nadzor, lažje privatiziranje, sinergijo in zmanjšanje možnosti samovoljnih intervencij lokalnih vlad. Joskow in Tirole (2000) sta analizirala odnos med lastništvom prenosnih sredstev in tržno močjo ter ugotovila, da fizično lastništvo prenosnih sredstev, kot ga poznamo v vertikalno integriranih podjetjih, povečuje možnost zlorabe tržne moči z omejevanjem prenosnih zmogljivosti za druge udeležence.

Eden od temeljnih ciljev Tretjega energetskega paketa in s tem tudi ukrepa ločevanja lastništev je še cenovno dostopnejša energija, pri čemer pa nekatere raziskave (Steiner, 2001, Hattori & Tsutsui, 2004) kažejo, da ločevanja lastništva ne pomeni nujno znižanje cen. Avtorji v različnih raziskavah, ki temeljijo predvsem na podatkih o privatizaciji in ločevanju lastništva po svetu konec osemdesetih in devetdesetih let, ugotavljajo, da ločevanje proizvodnje in prenosa ni povezano z nižjimi cenami ali pa jih je celo zvišalo, je pa povezano z večjo stopnjo izkoriščenosti zmogljivosti. Evropska agencija za okolje v enem od svojih poročil (EEA 2006, str. 6) ugotavlja, da liberalizacija in privatizacija sicer vodita v znižanje cene energije, vendar pa povzročata večjo negotovost in nestanovitnost cen (angl. *price volatility*) ter večje tveganje za naložbe. Pri tem lahko negotovost negativno vpliva na zmanjšanje tržne koncentracije in na investicije za izboljšanje energetske učinkovitosti.

1.4.3.2 Krepitev regulatorjev

Drugo področje prenovljenega paketa zakonodaje Evropske komisije zajema povečanje pooblastil in neodvisnosti regulatornih organov. Predlagani so trije ukrepi:

1. Zagotovitev zadostnih pooblastil in diskrecije nacionalnim regulatornim organom in omogočiti sodelovanje z regulatornimi organi drugih držav. Na novo se je redefinirala tudi ERGEG. ERGEG svetuje in pomaga Evropski komisiji pri zagotavljanju, oblikovanju in nemotenem delovanju notranjega energetskega trga v Evropi, poleg tega pa usklajuje in sodeluje z nacionalnimi energetske regulatorji, ki skrbijo za

izvajanje energetske zakonodaje v posamezni članici EU. Slovenska članica v ERGEG je Javna agencija Republike Slovenije za energijo (AGEN-RS, 2011a).

2. Krepitev formalnih pristojnosti nacionalnih regulatorjev, da ne glede na uporabo pravil o konkurenci sprejemajo ustrezne ukrepe za zagotavljanje koristi odjemalcev s spodbujanjem konkurenčnosti, ki je nujna za pravilno delovanje notranjega trga za električno energijo. Regulatorji morajo imeti pooblastila, na podlagi katerih lahko sprejemajo za elektroenergetska podjetja zavezujoče odločitve, podjetjem, ki ne izpolnjujejo svojih obveznosti, pa lahko nalagajo učinkovite, sorazmerne in odvračilne kazni ali pa kaznovanje predlagajo pristojnemu sodišču. Poleg tega je regulatorjem potrebno določiti več formalnih pooblastil tudi pri nadzoru in določanju pravil o uravnoteženosti omrežij, o upravljanju ob prezasedenosti in podobno (Direktiva 2009/72/EC; Uredba (ES) 714/2009; De Joode & Van Oostvoorn, 2008).
3. Tretji predlagani ukrep sklopa je izboljšanje neodvisnosti regulatorjev, ki morajo o vseh ustreznih regulatornih vprašanjih odločati popolnoma neodvisno od kakršnih koli drugih javnih ali zasebnih interesov. To pa ne preprečuje niti sodnega niti parlamentarnega nadzora v skladu z ustavnim pravom držav članic, poleg tega pa proračunske samostojnosti ne sme ovirati niti dejstvo, da proračun regulatorja odobri nacionalni zakonodajalec. Nacionalni regulatorni organ mora biti neodvisen od političnih in gospodarskih interesov in v skladu s tem skrbeti tudi za ustrezne človeške vire (Direktiva 2009/72/EC; Uredba (ES) 714/2009; De Joode & Van Oostvoorn, 2008).

Pred sprejetjem direktiv Tretjega energetskega paketa so bile lokalne zakonodaje načeloma že ustrezno formulirane za učinkovito delovanje nacionalnih regulatornih organov, vendar slednji velikokrat niso imeli dovolj formalne moči in niso bili deležni zadostnih finančnih podpor. Sredstva namenjena regulatornim organom se razlikujejo od države do države in v državah, kjer je regulatorni nadzor slabše razvit lahko predlagani ukrep prispeva k boljšemu delovanju organa. S krepitvijo pooblastil, zagotavljanjem neodvisnosti in zadostne finančne podpore lahko nacionalni regulatorji ocenjujejo ustreznost lokalne zakonodaje, ustreznost lokalnega energetskega trga v skladu s smernicami Evropske komisije in drugih institucij ter smotnost lokalnih investicijskih projektov (De Joode & Van Oostvoorn, 2008).

Kot pomanjkljivost ukrepa De Joode in Van Oostvoorn (2008) izpostavljata politično pripravljenost vlad posameznih držav, da podprejo večjo moč in neodvisnost nacionalnih regulatorjev. Z omejevanjem človeških in finančnih virov lahko vlade neposredno vplivajo na učinkovitost in obseg dejavnosti regulatorja, s tem pa na nadzor in kritiko sprejemanja potrebnih ukrepov za integracijo evropskega trga električne energije. Verjetno je, da bodo lokalne vlade kljub predlaganemu ukrepu naklonjene ohranitvi upravljanja in dodeljevanja

dostopov tretjim osebam ter bodo kratkoročno odprta vprašanja še reševala na meddržavni ravni. Podobnega mnenja je Staničeva (v Žumbar, 2009), ki trdi, da paket dopušča preveč diskrecijskih pravic nacionalnim regulatorjem, kar podpira z raziskavami, ki kažejo, da so regulatorji pod vplivom držav doslej le malo prispevali k ustanavljanju enotnega notranjega trga z električno energijo.

1.4.3.3 Ustanovitev ACER

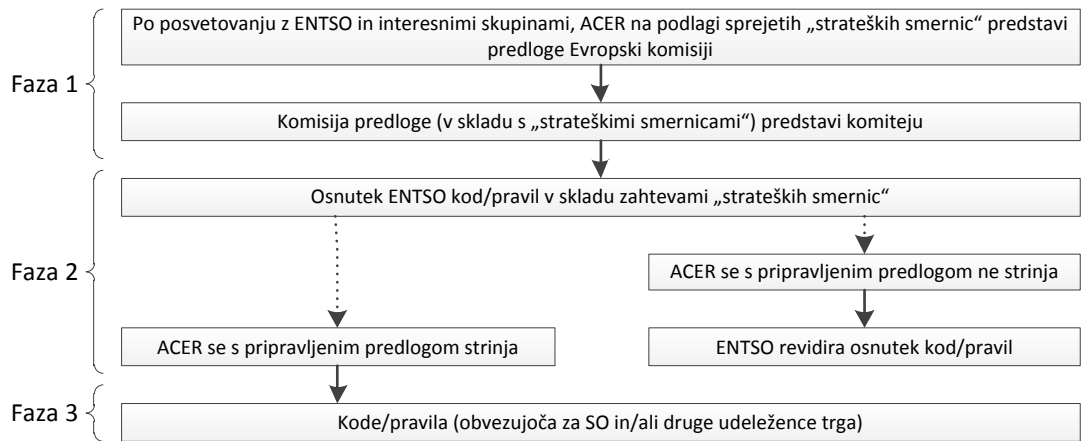
Energetski paket je predvidel tudi ustanovitev samostojne in neodvisne Agencije za sodelovanje energetskih regulatorjev, ki skrbi za učinkovitejšo regulacijo. ACER je bil ustanovljen kot dopolnilo nacionalnim regulatornim organom, izvaja pa regulatorni nadzor nad sodelovanjem sistemskih operaterjev prenosnih omrežij in sprejema določene odločitve v primeru čezmejnih vprašanj. Dodatno ACER deluje še kot splošen svetovalni organ, saj pripravlja mnenja in priporočila za Evropsko komisijo, Evropski parlament ali Evropski svet ter nacionalne regulatorne organe in sistemske operaterje prenosnih omrežij. V skladu z Uredbo 713/2009 bo agencija opravljala naslednje naloge (Europa.eu, 2009; De Joode & Van Oostvoorn, 2008):

- **Dopolnjevanje in usklajevanje dela nacionalnih regulatornih organov.** V sklopu te točke je predvideno, da agencija z določitvijo postopkov sodelovanja zagotovi okvir za komunikacijo med nacionalnimi regulatornimi organi, na primer na področju izmenjave informacij.
- **Sodelovanje pri oblikovanju pravil o evropski mreži.** ACER bo kot regulatorni organ skrbel za nadzor nad sodelovanjem med upravljavci prenosnega omrežja na področju določanja investicijskih planov in prioritet predlaganih s strani sistemskih operaterjev in pa na področju korespondence za dolgoročno načrtovanje omrežij v regiji.
- Sprejemanje zavezujočih posamičnih odločitev o **pogojih dostopa do čezmejne infrastrukture in njeni obratovalni zanesljivosti.** Uredba določa, da ACER ohrani posamezne rešitve lokalnih (čezmejnih) vprašanj, na primer veljavni regulatorni režim prenosne infrastrukture na določeni meji.
- **Svetovanje evropskim institucijam** glede vprašanj vezanih na energetiko in spremljanje razvoja energetskih trgov. V skladu s to nalogo bo ACER preučeval tudi vplive odločitev nacionalnih regulatornih organov na skupen evropski trg.

Delovanje ACER-ja na področju sprejemanja kod in pravil lahko strnemo v tri faze (Slika 7). Prva faza je določitev strateških smernic, ki morajo biti usklajene z ENTSO-E in interesnimi skupinami. Določijo se splošni cilji, prioritete, vloge in odgovornosti, nato pa se usklajen predlog predlaga Evropski komisiji. V drugi fazi ENTSO-E pripravi skupek kod ali pravil za izpolnitev dogovorjenih strateških smernic. ACER predlog potrdi, ali vrne

ENTSO-E v ponoven pregled. V tretji fazi ACER potrdi kode oziroma pravila in ta postanejo zavezujoča (CEER & ERGEG, 2008).

Slika 7: Postopek delovanja ACER-ja pri sprejemanju kod in pravil



Vir: F. Geitona, 3rd energy package and creating an effective EU Agency in the consumer's interest, 2008.

Vlada Republike Slovenije je 26. novembra 2010 podpisala sporazum o sedežu ACER, s čimer je ACER postala prva evropska agencija s sedežem v Sloveniji, z delovanjem pa je začela 3. marca 2011. Osnova za ustanovitev agencije so različni regulatorni postopki v posameznih državah, ki vplivajo na uspešnost trgovanja, dodeljevanja kapacitet, čezmejnih infrastrukturnih naložb in s tem na povezovanje regionalnih trgov v enotni evropski trg. ACER bo lahko z večjimi pooblastili hitreje in učinkoviteje reševal odprta vprašanja, hkrati pa z neodvisnostjo in regionalno zasnovo premostil močno odvisnost lokalnih regulatorjev od državne (politične) oblasti (Hozjan, 2010; Europa.eu, 2010).

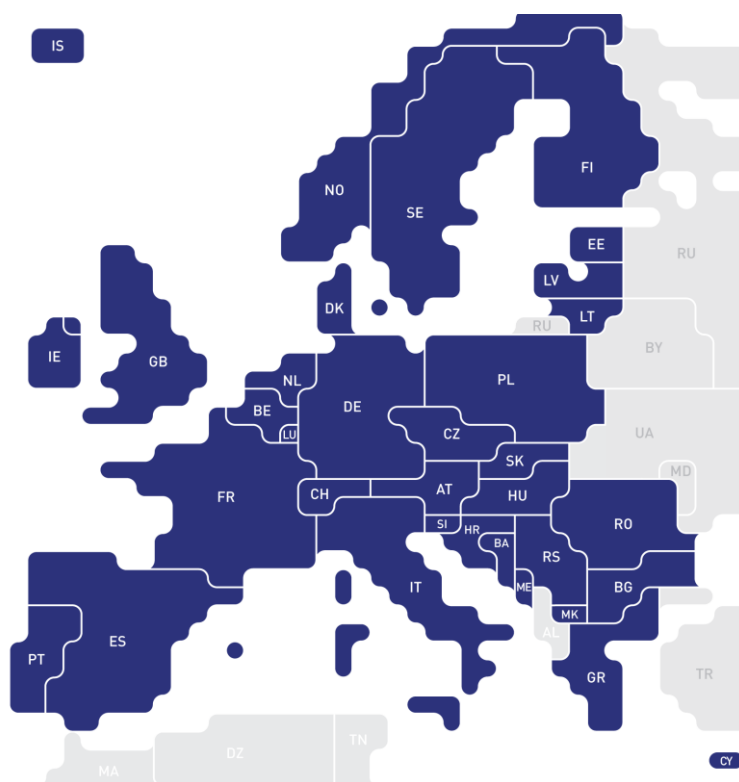
Ustanovitev in delovanje vseevropske agencije ACER zaznamujejo tudi nekatera vprašanja o smiselnosti take odločitve. Kot predstavljeno v uvodnem delu naloge, je v skladu s CEER in z ERGEG (2006) delovanje evropskega trga z električno energijo zasnovano regijsko, to pa služi kot temelj nadaljnje integracije. Procesi in nacionalne odločbe v posameznih državah predstavljajo oviro za hitro in učinkovito integracijo, z regionalnim pristopom pa se nekatere težave že odpravljajo in razvoj trga v smeri večje integriranosti napreduje. Če je regionalni pristop logičen vmesni korak med nacionalnimi trgi in enim evropskim trgom, potem se zastavlja vprašanje upravičenosti ustanovitve nove evropske inštitucije. Institucionalni pristop na ravni EU, ki ga predstavlja ACER, je namreč ravno obratna rešitev in vprašanje je ali bo lahko odločilno vplival k pohitritvi in izboljšanju trenutnega procesa integracije evropskega trga z električno energijo. Nekatera odprta vprašanja je namreč lažje reševati in usklajevati na regionalni ravni in jih šele nato prenesti v razpravo na vseevropsko raven (De Joode & Van Oostvoorn, 2008). Geitona (2008) izpostavlja dodatno težavo, da ACER, kot varovalec javnega interesa na ravni EU, nima

pravne moči, zavezujočih pooblastil oziroma pristojnosti za sprejemanje ukrepov, ki bi temeljili na zakonski podlagi direktiv Evropske komisije. Opravlja lahko samo posvetovalna dela in izdaja mnenja za ENTSO-E in Evropsko komisijo, kar pa bi lahko razumeli kot zgolj še eno povečanje evropske birokracije.

1.4.3.4 Povečanje sodelovanja med operaterji

Za optimalno upravljanje omrežja za prenos električne energije, čezmejno trgovanje z električno energijo in čezmejno dobavo energije v Evropi, je bila s Tretjim energetskega paketom določena tudi posodobitev organiziranosti obstoječih združenj. S tem namenom je še pred uradno objavo ukrepov z delovanjem začela ENTSO-E.

Slika 8: Države članice ENTSO-E



Vir: ENTSO-E, *Countries of the ENTSO-E member companies, 2011a*.

ENTSO-E je bil zasnovan z namenom, da prevzame in združi naloge šestih različnih, na prostovoljni ravni temelječih, združenj, odborov ali delovnih skupin. Vidnejši združenji, v okviru katerih je aktivno sodeloval tudi Eles in, ki sta prav tako prešle pod okrilje ENTSO-E, spadata Evropsko združenje sistemskih operaterjev (angl. *European Transmission System Operators*, v nadaljevanju ETSO) in Združenje operaterjev prenosnih omrežij (angl. *Union for the Co-ordination of transmission of Electricity*, v nadaljevanju UCTE).

Operaterji prenosnih sistemov določajo oblikovanje in delovanje notranjega trga z električno energijo, čezmejne operacije (trgovino), pogoje za optimalno upravljanje, usklajeno delovanje in dober tehnični razvoj evropskega omrežja in sistemov za prenos električne energije pod okriljem ENTSO-E. ENTSO-E ima pridruženih dvainštirideset sistemskih operaterjev prenosnega omrežja iz štiriintridesetih držav, s približno 525 milijonov prebivalcev in s porabo okoli 3.400 TWh električne energije v letu 2009 (ENTSO-E, 2011a; AGEN-RS, 2011a). Države članice ENTSO-E so prikazani na Sliki 8.

Glavni cilj združenja ENTSO-E je vseevropsko usklajevanje, ki je s Tretjim energetskega paketom dobilo osnovo za pripravo pravno zavezujočih kodeksov omrežij in 10-letnih načrtov za razvoj omrežja. Evropska komisija s Tretjim energetskega paketom preteklim združenjem priznava pomemben prispevek za razvoj notranjega energetskega trga, vendar hkrati ugotavlja, da je prostovoljni značaj večkrat pripeljal do razlik v uspešnosti sprejemanja in izvajanja smernic posamezne države članice. Glavne naloge ENTSO-E so tako (De Joode & Van Oostvoorn, 2008; Uredba (ES) 714/2009):

1. **Razvoj tržnih in tehničnih kodeksov, vključno s spremljanjem izvajanja.** ENTSO-E sodeluje pri pripravi kodeksov omrežij, ki urejajo različna območja, upoštevajoč regionalne posebnosti. Upoštevajo se pravila glede varnosti in zanesljivosti omrežja, vključno s pravili o tehničnih rezervnih zmogljivostih prenosa za zanesljivo obratovanje omrežja; pravila o priključevanju na omrežje; pravila glede izmenjave podatkov, poravnave in preglednosti; pravila glede trgovanja, povezana s tehničnim in operativnim zagotavljanjem storitev za dostop do omrežja ter z izravnavo odstopanj; pravila glede medobratovalnosti; operativni postopki v izrednih razmerah; pravila za dodeljevanje zmogljivosti in upravljanje prezasedenosti; pravila glede usklajenih tarifnih struktur za prenos, vključno z lokacijskimi signali in pravili glede nadomestil med operaterji prenosnega sistema ter pravila o energetske učinkovitosti električnih omrežij.
2. **Usklajevanje delovanja omrežja.** Operaterji prenosnih sistemov pod okriljem ENTSO-E spodbujajo regionalno sodelovanje za zagotovitev optimalnega upravljanja omrežja. Pripravljajo skupne instrumente upravljanja omrežij za zagotovitev usklajenega upravljanja v običajnih in izrednih razmerah, vključno s skupno lestvico za razvrščanje incidentov in načrtov raziskav. Sistemski operaterji sklepajo obratovalne dogovore, spodbujajo razvoj izmenjave energije, skrbijo za dodeljevanje čezmejnih prenosnih zmogljivosti, in sicer z nediskriminatornimi tržnimi rešitvami in ob ustreznem upoštevanju konkretnih koristi implicitnih avkcij dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti ter povezujejo mehanizme izravnave in rezerv električne energije.

3. **Koordinacija naložb v omrežje.** Operaterji prenosnega sistema s članstvom v ENTSO-E po posvetovanju z vsemi ustreznimi zainteresiranimi stranmi regulatornemu organu predložijo dolgoročni (10-letni) razvojni načrt omrežja, ki temelji na obstoječi in predvideni oskrbi oziroma povpraševanju, vključno z napovedjo o zadostnosti evropske proizvodnje. Razvojni načrt vsebuje tudi ukrepe za zagotovitev zadostnosti sistema in zanesljivosti oskrbe. Direktiva 2009/72/EC določa še, da se države članice izrecno obvezujejo za uvedbo inteligentnih merilnih sistemov kot ključnemu koraku na poti k izvajanju pametnih omrežij.

Delovanje ENTSO-E sodi pod okrilje ACER, kar pomeni, da je ENTSO-E dolžan naloge izvajati v skladu s pravili Evropske skupnosti o konkurenci, njegove delovne metode pa morajo zagotavljati učinkovito, pregledno in reprezentativno delovanje. Kodeksi omrežij, ki jih pripravi ENTSO-E, ne smejo nadomeščati potrebnih nacionalnih tehničnih kodeksov za notranja vprašanja, saj morajo operaterji prenosnih sistemov glede na to, da je s pristopom na regionalni ravni možen učinkovitejši napredek, znotraj splošne strukture za sodelovanje vzpostaviti regionalne strukture. Hkrati morajo zagotoviti združljivost rezultatov na regionalni ravni s kodeksi omrežij in nezavezujočim 10-letnim razvojnim načrtom omrežij na ravni Evropske skupnosti. Države članice morajo spodbujati sodelovanje in spremljati učinkovitost delovanja omrežja na regionalni ravni, ki mora biti združljivo z razvojem konkurenčnega in učinkovitega notranjega trga električne energije.

2 AKTUALNI IZZIVI NA TRGU Z ELEKTRIČNO ENERGIJO

Liberalizacija in integracija in trga električne energije v Evropi temeljita na predpostavki, da bo z odprtjem in s povezovanjem trga prišlo do vzpostavitve konkurence med proizvajalci in ponudniki električne energije, ki ne bo prinesla koristi samo potrošnikom, temveč tudi večjo konkurenčnost evropskega gospodarstva (industrije) na svetovnih trgih. Na področju izvajanja energetske politike EU izpostavlja tri temeljne cilje (European Communities, 2008, str. 4):

- povečanjem zanesljivosti oskrbe z energijo;
- promocija trajnostnega gledanja na porabo energije, proizvodnja energije na način, ki zmanjšuje vplive na okolje in krepi boj proti podnebnim spremembam;
- zagotavljanje razpoložljivosti cenovno dostopne energije za večjo konkurenčnost evropskih gospodarstev.

V sklopu aktualnih izzivov na trgu z električno energijo, v nadaljevanju analiziramo elemente procesov vzpostavitve enotnega evropskega trga električne energije, zanima pa nas **vloga, možnost in dodana vrednosti informatike**, kot elementa za premostitev vrzeli, ki se pojavljajo ob implementaciji navedenih procesov.

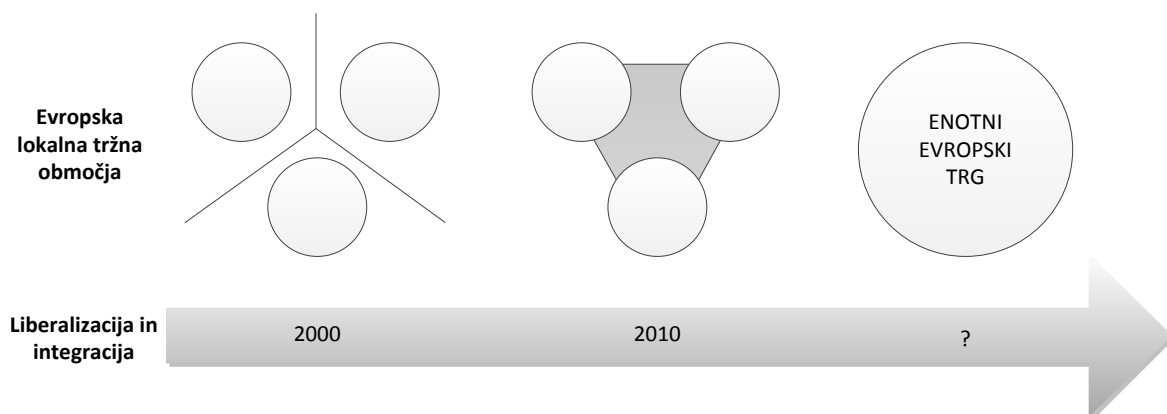
2.1 Liberalizacija in integracija

Evropske države so v preteklih 15-ih letih prestrukturirale svoje trge električne energije, pri čemer štejemo izkušnje prestrukturiranja trgov električne energije v Evropi kot edinstvene na svetu, saj združujejo dva vzporedna izziva: liberalizacijo vsakega posameznega nacionalnega trga z vzpostavitvijo konkurenčnega okolja in integracijo posameznih nacionalnih trgov v enoten evropski trg (Petrov, et al., 2007, str. 13).

Proces liberalizacije razumemo kot ustvarjanje konkurenčnega, prosto dostopnega združenega trga, z integracijo pa se širi geografska pokritost evropskega trga z električno energijo (EURELECTRIC, 2003, str. 1). Liberalizacija se nanaša na oblikovanje industrijske strukture, ki omogoča delovanje konkurenčnih sil, ključni elementi liberalizacije trga z električno energijo pa so (Ernst & Young, 2006, str. 9):

- ločitev poslovnih funkcij proizvodnje, prenosa, distribucije in dobave;
- podpora oblikovanju poštene cene in prostemu dostopu do omrežij za proizvodnjo in distribucijo tudi tretjim stranem, s čimer se vzpostavlja konkurenčna ponudba;
- spodbujanje konkurenčnosti na področjih kjer je to mogoče (na primer proizvodnja in dobava);
- učinkovita regulacija poslovanja na področjih, kjer konkurenčnost ni mogoča (na primer prenos in distribucija).

Slika 9: Grafični prikaz integracije trgov z električno energijo



Vir: W. Vogel, Advantages of a pan-European energy market and the role of renewable energies: A power exchange's perspective, 2011, str. 10.

V ekonomskem smislu trg razumemo kot integriran, če se cene med različnimi lokacijami na trgu razlikujejo le za transakcijske stroške. V integriranem trgu z električno energijo lahko temelji razlika v ceni električne energije le na stroških prenosa energije med posameznima fizičnima lokacijama. Pri tem predpostavljamo, da obstajajo fizične

povezave med lokacijama, kjer obstajata navedena trga. Namen integracije trga električne energije je tako zmanjšanje ali odprava fizičnih in gospodarskih dejavnikov, ki preprečujejo prosto oblikovanje cen na podlagi resničnih mejnih stroškov. Poleg vpliva na cene dosega integracija tudi občuten vpliv na vzpostavljanje konkurenčnosti, zanesljivost dobave, potrošnja, investicijske naložbe in okolje ter zdravje (Pierce, Trebilcock & Thomas, 2006, str. 2). Grafični prikaz integracije trgov z električno energijo v obdobju od leta 2000 prikazuje Slika 9.

Liberalizacija in integracija trgov električne energije izhajata iz preteklih ureditev trgov Evrope, ki so temeljile predvsem na zaprtih nacionalnih pravilih z redkimi meddržavnimi sodelovanji. Proizvodnja, prenos in dobava so bili upravljani s strani vertikalno integriranih državnih monopolov, z liberalizacijo in z vnosom konkurenčnosti, v te prej monopolne sektorje, pa prinašamo načelne koristi porabnikom – na primer nižje proizvodne stroške in posledično nižjo cene električne energije. Integracija trgov električne energije se ni zgodila samodejno, ampak jo oblikujejo načrtovani procesi, ki jih spremljajo prizadevanja osredotočena na pripravo in izvajanje novih pravil. Proces liberalizacije se v Evropi izvaja na podlagi evropskih direktiv in skupaj z zanesljivostjo oskrbe, varovanjem okolja in oblikovanjem konkurenčnega trga električne energije predstavlja enega od glavnih ciljev EU na področju energetike (Petrov et al., 2007, str. 2).

Pierce s sodelavci (2006, str. 1–2) navaja, da prinaša integracija trgov električne energije koristi na več področjih. Kot najpomembnejše izpostavljajo zmanjšanje skupnih stroškov električne energije, izboljšanje učinkovitosti, zmanjšanje nihanja cen in ublažitev tržne moči prevladujočih tržnih udeležencev. Nadaljnja integracija trgov še dodatno povečuje konkurenčnost, zanesljivost oskrbe, ustvarja pogoje za optimalne naložbe v proizvodna in prenosna sredstva ter zmanjšuje vpliv ustvarjanja in prenosa električne energije na okolje. Informatika prinaša trgov z električno energijo koristi na področju tehničnih, gospodarskih in upravnih funkcij, kjer zagotavlja več funkcionalnosti in zniževanje stroškov. Trgi z električno energijo so z informatiko dobili možnosti izvajanja novih storitev (De Vries, Masera & Faas, 2010, str. 171), v nadaljevanju pa predstavljamo tri ključne vidike, ki na temelju informacijske povezanosti spremljajo liberalizacijo in integracijo trga električne energije.

2.1.1 Stroškovni vidik

Integracija trga električne energije zmanjšuje skupne stroške električne energije z zmanjšanjem transakcijskih stroškov (uvoz in izvoz energije), operativnih stroškov in večjo optimizacijo porabe virov distribucije in prenosa. Trgovci sodelujejo na trgu dokler so pričakovani dobički trgovanja z električno energijo višji od transakcijskih stroškov, integracija trgov pa z zmanjševanjem transakcijskih stroškov (bodisi z združitvijo trgov ali

z zmanjšanjem razlik med informacijskimi vmesniki in pravili) vzpodbuja trgovanje, oblikovanje enotnih cen in pogojev za uporabnike v različnih regijah (Pierce et al., 2006, str. 3). Zmanjšanje transakcijskih stroškov prinaša tudi vključitev t. i. razpršenih virov v omrežje, kar pa podrobneje analiziramo v sklopu poglavja tehnoloških rešitev.

Poleg zmanjševanja stroškov transakcij Pierce in sodelavci (2006, str. 3, 6) izpostavljajo tudi zmanjšanje operativnih stroškov upravljanja omrežja. Z namenom ohranjanja stabilnosti sistema sistemski operaterji dan vnaprej zbirajo t. i. vozne rede za uvoz in izvoz električne energije med posameznimi območji, pri tem pa skrbijo še za delež rezervnih zmogljivosti medsebojnih povezav za primer nenačrtovanih tokov (Hunt, 2002). Z izboljšanim usklajevanjem in integracijo med sistemskimi operaterji oziroma upravljavci omrežij v različnih regijah, lahko zmanjšamo operativne stroške povezane z uvozom in izvozom električne energije in stroške povezane z zagotavljanjem zanesljivosti. Sistemski operaterji se uvajanja informacijskih rešitev pogosto poslužujejo tudi z namenom prihranka pri operativnih stroških poslovanja, prav tako pa poskušajo zagotoviti, da bodo z uvajanjem informatike dosežene tudi regulatorne zahteve ter povrnjeni stroški vlaganj.

Liberalizacija in integracija trgov zahtevata izmenjavo več podatkov, kot so jih obstoječe prakse (na primer napoved omrežnega pretoka med več strankami, izmenjavo podatkov v dejanskem času). Ključni element izmenjave informacij je internet, integracija ter upravljanje prezasedenosti pa postavljata dodatne zahteve po velikih, inovativnih informacijskih rešitvah, kot so širokoobmočni nadzorni sistemi. Takšni sistemi vključujejo in povezujejo sodelovanje različnih sistemskih operaterjev ter vedno bolj razpršeno proizvodnjo električne energije. Iniciative, ki v sklopu teh sprememb poudarjajo pomembnost implementacije informatike v elektroenergetskih podjetjih, kot prednost navajajo zmanjšanje različnih stroškov – na primer stroškov merjenja in pa bolj učinkovito uporabo obstoječih omrežnih zmogljivosti (De Vries, Masera & Faas, 2010, str. 173–174).

Z integracijo regij se vzpostavlja tudi učinkovitejše delovanje virov električne energije. Na povpraševanje po električni energiji vplivajo različni dejavniki (vreme, del dneva, sezona ipd.) in sistemski operaterji morajo skladno z načrtovano porabo prilagajati proizvodne zmogljivosti, da bi omogočili nemoteno oskrbo tudi ob konicah. Novodobni informacijski sistemi z natančnejšimi napovedmi in meritvami prispevajo k zmanjšanju nihanja in usklajevanju proizvodnje in porabe, ter tako višji učinkovitosti in nižjim stroškom sistemskih operaterjev in proizvajalcev (Pierce et al., 2006, str. 3).

Informatika spremlja prizadevanja za znižanje stroškov tudi v sklopu načrtovanja sodobnega energetskega omrežja, ki v elektroenergetski sistem vključuje razpršene vire energije. Za vključitev (ne samo priključitev) večjega števila razpršenih virov in tudi prevzem večje količine električne energije iz le-teh, je potrebno temu prilagoditi

načrtovanje, obratovanje in vodenje elektroenergetskega sistema. Navedene aktivnosti vključuje t. i. koncept navidezne oziroma virtualne elektrarne (angl. *Virtual Power Plant – VPP*), ki je podrobneje predstavljen v sklopu tehnoloških rešitev. Navidezno elektrarno tvori množica razpršenih virov in vodljivih porabnikov električne energije, ki so združeni zaradi enotnega nastopa na trgih električne energije in sistemskih storitev. Pri tem velja, da je vključevanje večjega števila porazdeljenih virov v tehnične, ekonomske in regulatorne procese na elektroenergetskem trgu možno samo ob uporabi sodobnega informacijsko-komunikacijskega sistema, ki omogoča zanesljivo, stabilno in stroškovno učinkovito obratovanje tako posameznih virov kot tudi celotnega elektroenergetskega sistema (Lorencin, Andlovic, Kompare & Strmčnik, 2009, str. 1–2). Evropska komisija (2009, str. 45) v svoji analizi vplivov informatike na elektronsko poslovanje in industrijo dobave električne energije poleg koncepta navideznih elektrarn poudarja tudi zmanjšanje prenosnih in distribucijskih stroškov.

Poleg navedenih vidikov zmanjševanja stroškov, lahko zasledimo tudi teorije, ki informatiko povezujejo z zvišanjem stroškov procesa integracije in liberalizacije trgov električne energije. Elektroenergetska infrastruktura zahteva zanesljive aplikacije in v primeru, da obstoječa infrastruktura ta pogoj izpolnjuje, se podjetja ne zavzemajo za zamenjavo obstoječih aplikacij z novejšimi, tudi če slednje prinašajo dodatne funkcionalnosti ali pa so hitrejše. Prehod na nove informacijske rešitve običajno poteka z vzpostavitvijo vzporednega sistema, kar uvidoma prinese naraščaje stroške vzdrževanja in upravljanja, kasneje pa še stroške usposabljanja delovne sile za nove standardizirane procese. Uvajanje informatike v elektroenergetskih sistemih povzroča tudi znatne stroške načrtovanja, razvoja aplikacij in nabave opreme. Z visokimi stroški so povezane tudi dodatne zaščite in upravljanje v primeru incidentov, pri čemer je jasna določitev nosilca stroškov investicij v informatiko, manj pa določitev nosilca stroškov v primeru napak in izpada sistema (De Vries, Masera & Faas, 2010, str. 174–175).

V kolikor pozitivne ali negativne posledice, ki izhajajo iz uporabe informatike v elektroenergetskih podjetjih, vplivajo samo na poslovanje družbe, ki je informacijske rešitve implementirala, govorimo, da je zanesljivost in varnost informatike v podjetju le element lokalnega upravljanja podjetja. Drugače je v primeru uvajanja informatike z učinki in posledicami tudi izven podjetja uvajanja, saj slednjih zaradi širše uporabe ni mogoče prezreti. V mnogih primerih koristi informatike pripadajo podjetjem, ki so informacijske rešitve implementirale (na primer z zmanjšanjem njihovih stroškov), tveganja pa se prenesejo k njihovim zunanjim uporabnikom, potrošnikom. Problem je izrazitejši v primeru manjših potrošnikov, ki nimajo sredstev, da bi se zavarovali pred tveganji ali pa so samo manj poučeni o varnostnih in drugih možnih vrzelih informatike. V takih primerih prihaja do navzkrižja interesov med industrijskimi akterji (na primer sistemskimi operaterji), ki sledijo koristim povečane učinkovitosti in potrošniki, ki lahko prevzamejo tveganja z vidika varovanja zasebnosti in zanesljivosti. Za učinkovito določitev

stroškovnega vidika integracije in liberalizacije, je potrebno v takšnih primerih koristi in posledice informatike določiti za vse implicitne akterje na elektroenergetskem trgu, kar pa je v pogojih meddržavnih udeležencev zahtevno opravilo (De Vries, Masera & Faas, 2010, str. 174–175).

2.1.2 Cenovni vidik

Liberalizacija in integracija trgov električne energije zmanjšujeta nihanja veleprodajnih cen električne energije, s čimer potrošniki porabo lažje prilagajajo trenutnim cenam električne energije. Z integracijo trgov se poveča število ponudnikov električne energije in ti se lahko odzovejo na spremembo cen z zmanjšanjem ali povečanjem proizvodnje. Cenovni učinki integracije trgov električne energije so tako v veliki meri podobni učinkom liberalizacije trgovine drugega blaga ali storitev. Velja, da je za posamezni trg bolje, če izvažata blago ali storitev s primerjalno prednostjo v proizvodnji in obratno, s čimer je cenejša električna energija dosegljiva tudi regijam z nekonkurenčno proizvodnjo električne energije (Pierce et al., 2006, str. 4–5).

Ceno električne energije na liberaliziranem trgu določata ponudba in povpraševanje, nanjo pa vplivajo predvsem tri skupine dejavnikov (NASDAQ OMX, 2011):

- **Vremenski pogoji** – v območjih z več hidroelektrarnami lahko padavine zvišajo vodostaje rek in s tem neposredno vplivajo na proizvodnjo hidroelektrarn, povečanje ponudbe električne energije pa sproži znižanje tržnih cen. Nasprotno povzročajo povečanje porabe hladnejši dnevi pozimi (ogrevanje) ali pa toplejši dnevi poleti (hlajenje), oboje pa lahko vpliva na porast tržnih cen.
- **Prenos električne energije** – pomanjkanje energije oziroma trenutno neravnovesje elektroenergetskega sistema lahko privede do zvišanja cen električne energije. Na oblikovanje cen vplivajo tudi morebitne okvare ali izpadi omrežja in sicer v primeru višjega povpraševanja in nezmožnosti uvoza električne energije.
- **Ekonomski faktorji** – skupina dejavnikov, ki predstavlja predvsem splošna gospodarska nihanja. Recesija ali gospodarska rast vlivata na porabo in na oblikovanje cen električne energije. Cene električne energije oblikujejo tudi odločitve o zaustavitvah proizvodnje (na primer jedrskih elektrarn) ali pa na primer drugih posegov z namenom zmanjšanja emisijskih izpustov. Neposredni vpliv na oblikovanje cen imajo pri termoelektrarnah tudi cene proizvodnih surovin (na primer premog, plin, nafta) in pa gibanje deviznih tečajev. Z višanjem življenjskega standarda se konstantno povečuje tudi poraba in s tem cene električne energije.

Oblikovanje nove cenovne politike na integriranih trgih električne energije spremljajo tudi kritike. Cohen (2003, str. 22) trdi, da večje povezovanje trgov z električno energijo vpliva na povišanje izvoza električne energije v regije z višjimi cenami in dvig cene za porabnike v regijah z nižjimi cenami. Taka trditev ne upošteva osnovne teorije trgovine, in sicer koristi od specializacije in izmenjave, pri čemer velja, da je v interesu regij z nižjo ceno električne energije, da presežno energijo izvažajo (Boyer, 2005, str. 1–3). Regije torej s trgovino pridobijo več kot izgubijo, pri tem pa razmere na trgu določajo o porazdelitvi dobička in stroškov. Posamezna regija lahko samostojno dosega nižje cene električne energije predvsem v primeru danosti naravnih virov (reke, premog, zemeljski plin) ali pa v primeru naložb v proizvodne enote električne energije, s čimer pa del teh naložb porabniki (davkoplačevalci) običajno posredno plačajo. Integracija in liberalizacija tako porabnikom v regijah brez izrazitih naravnih danosti prinašata cenejšo električno energijo (Pierce et al., 2006, str. 5).

Za deregulirani trg električne energije je značilno, da podjetja z električno energijo za pridobitev porabnikov med seboj ne tekmujejo več izključno na osnovi najugodnejše cene, ampak tudi na temelju razlikovanja storitev ali izdelkov. Družbe z električno energijo tako strmiijo k ponujanju dodatnih storitev, ki jih na primer običajno ponujajo ponudniki telekomunikacijskih storitev. Tako razmišljanje lahko energetske in telekomunikacijske družbe razumejo kot spodbudo, da združijo sinergijske učinke kombiniranja informatike z distribucijo električne energije. Ponujene storitve bodo morale združevati tehnologije in znanja, ki bodo omogočale kontrolo povpraševanja in vključitev končnih porabnikov kot aktivnega dela energetskega sistema, kar jim bo omogočalo orodje za učinkovitejšo uporabo energije. Telekomunikacijski operaterji bodo potrebovali dodatna znanja o tem, kako in zakaj je informatika pomembna na energetske trgu in kakšna je njihova vloga pri prispevku za učinkovitejše reševanje izzivov trajnostnega razvoja Evrope (Perdikeas, Zahariadis & Plaza, 2010, str. 179).

V integriranem in liberaliziranem trgu električne energije postajajo pavšalne cene in zaračunavanje različnih cen po dvotarifnem načinu preteklost. Namesto take cenovne politike težimo k določanju cen na podlagi časa uporabe (angl. *time of use* – *TOU*), kjer se cene električne energije razlikujejo glede na porabo v različnem delu dneva ali sezone. Cene določene na podlagi časa uporabe stimulirajo porabnike k ekonomski potrošnji in zmanjšanje porabe v obdobju največjih konic ter povečanje v obdobju nižjih cen električne energije. Na takšen način dobijo porabniki priložnost za zmanjšanje cenovnega tveganja, hkrati pa se izognejo višjim stroškom tradicionalnih načinov zaračunavanja in zmanjšanja tveganja. Poznamo tri načine določanje končne cene porabniku (Asimakopoulou, Papagrigrakis, Dimeas, Aristidou & Hatziaargyriou, 2010, str. 69):

- vnaprej določene cene, pri čemer pa točen čas nastopa posamezne cenovne tarife v naprej ni znan – na primer visoke cene ob nastopu konic;

- neznane cene in neznani časovni bloki posamezne tarife z znanimi prehodi iz ene časovne tarife v drugo;
- vnaprej znane cene, časovni intervali in trajanja – določanje cen v realnem času.

Prožnost določanja cen izhaja predvsem iz naprednih merilnih sistemov, ki omogočajo dvosmerno komunikacijo. Informatika cenovni vidik liberalizacije in integracije spremlja v okviru koncepta pametnih omrežij, podrobneje predstavljenega v sklopu tehnoloških rešitev (v poglavju 2.2). Informacijski vmesniki pametnih omrežij posredujejo porabnikom številne informacije, med drugim tudi podatke o trenutni porabi in ceni električne energije. Cene električne energije se lahko v obdobju največje porabe bistveno zvišajo in porabniki lahko na podlagi točnih informacij o lastni porabi in ceni električne energije porabo prilagodijo ter trošijo manj v obdobju višjih tarif in več v obdobju nižjih (European Communities, 2009, str. 60; European Communities, 2009a, str. 8). Informatika tako na posreden način zmanjšuje nihanja cen na trgu električne energije, hkrati pa zagotavlja visoko stabilnost omrežja ter učinkovitost porabe ter proizvodnje.

2.1.3 Konkurenčni vidik

Konkurenčna struktura elektroenergetskega trga in programi natančnejšega napovedovanja porabe odjemalcev omogočajo, da se porabniki dinamično odzivajo na spremembe v cenah električne energije. Porabniki si v tako oblikovanem konkurenčnem okolju zmanjšujejo stroške, povečuje pa se tudi zanesljivost delovanja elektroenergetskega sistema (LeMay, Nelli, Gross & Gunter, 2008).

Liberalizacija in integracija oblikujeta konkurenčen trg z električno energijo, pri čemer ponudniki težijo k pridobivanju električne energije s čim nižjimi stroški, uvajajo nove tehnologije in širijo proizvodne možnosti. Porabnikom takšen model prinese večjo izbiro ter lastno odločitev o tem, koliko energije, kakšne vrste in vir energije porabljajo (Petrov et al., 2007, str. 13). Konkurenčni vidik se nanaša na oblikovanje strukture trga, kjer imajo potrošniki izbiro in iz tega izhajajočo ekonomsko moč. Udeleženi na trgu se v takšnih razmerah morajo odzvati na potrebe porabnikov glede cen in kakovosti storitev (Ernst & Young, 2006, str. 10). Aktivno sodelovanje na trgu z električno energijo bi porabnikom, ob nesorazmerno majhnem prihranku denarja, prineslo relativno visoke fiksne stroške odziva na tržni cenovni signal, zato večine porabnikov sodelovanje na trgu na debelo ne zanima. Namesto njih konkurenčnost trga ohranjajo dobavitelji električne energije, ki so pripravljeni prevzemati cenovna in količinska tveganja in združujejo več manjših odjemalcev v agregiran profil odjema ter električno energijo nato ponujajo na trgu na drobno (Zlatar, Kladnik, Golob & Gubina, 2009, str. 155).

Z večanjem konkurenčnosti na trgu električne energije lahko ublažimo tržno moč, ki izhaja iz naravnih monopolov in vertikalnih ureditev. Trgi električne energije so zaradi visokih stroškov skladiščenja električne energije, cenovne neelastičnosti kratkoročnega povpraševanja, visokih stroškov vstopa na trg in drugih posebnosti trga, dovzetni za uveljavljanje tržne moči. Proizvajalci z namenom višanja ali ohranjanja ravni cen električne energije uravnavajo raven proizvodnje, pri tem pa ob zmanjšanem obratovanju ustvarjajo izgubo, saj cen ne določa konkurenčni trg. Težava uveljavljanja tržne moči je tudi prerazporejanje bogastva, saj z višanjem cen električne energije pride do enosmerne prerazporeditve bogastva – od porabnikov k proizvajalcem. Uveljavljanje tržne moči na trgih električne energije je tako z vidika družbe nezaželeno zaradi neučinkovitosti ustvarjanja (Pierce et al., 2006, str. 5).

Integracija trgov električne energije z večanjem geografskega območja zmanjšuje možnosti izvajanja tržne moči lokalnih proizvajalcev, saj je tržna moč tesno povezana s tržnim deležem. Proizvajalci lahko z uravnavanjem proizvodnje višajo ponujeno ceno le v primeru dogovora z drugimi regulatorji v regiji, kar pa v primeru liberalizacije in integracije trga električne energije skoraj ni izvedljivo. Ta disciplinski učinek sicer omejujejo transakcijski stroški, vendar pa lahko v primeru konkurenčnega trga oddaljeni ponudniki izvozijo električno energijo v regije, kjer lokalni ponudnik uveljavlja tržno moč (Pierce et al., 2006, str. 6).

Temeljno predpostavko, da so konkurenčni trgi bolj učinkoviti kot monopolne ureditve trgov električne energije, spremljajo tudi dvomi, ki temeljijo predvsem na posebnostih trga z električno energijo. Thomas (2005, str. 58) podaja naslednje posebnosti trga z električno energijo, na podlagi katerih trdi, da prost veleprodajni in maloprodajni trg z električno energijo ni izvedljiv:

- Prva omejitev trga z električno energijo je nezmožnost shranjevanja energije. Večina izdelkov na tržišču je mogoče shraniti, kar omogoča potrošnikom in proizvajalcem izravnavo povpraševanja ter s tem vpliv na raven ponudbe in cene posameznega izdelka.
- Na trgu z električno energijo morata biti ponudba in povpraševanje vedno izravnanata, odstopanja vodijo v izpad delovanja sistema. Sistemski operaterji morajo za zagotavljanje zanesljivosti oskrbe neprestano vršiti nadzor na eni strani nad ponudbo oziroma proizvajalci električne energije in na drugi strani nad porabniki. Z idejo prostega konkurenčnega trga se vključuje prost vstop in izstop, proizvajalci pa niso obvezani k ponudbi proizvedene energije na trgu, s čimer je sistemskim operaterjem onemogočen nadzor nad celotno energijo v omrežju in s tem zagotavljanje zanesljivosti oskrbe z električno energijo.

- Trge električne energije oblikuje tudi pomanjkanje nadomestkov. Za večino produktov na prostem konkurenčnem trgu obstajajo nadomestki, ki se lahko uporabljajo, v kolikor pride do omejene dobave, previsokih tržnih cen ali drugih neravnovesij na trgu. Možnost prehoda na nadomestke deluje kot disciplina na proizvajalce, oblikovanje cen in razpoložljivost produkta na trgu. Za večino porabnikov električne energije ne obstajajo primerljivi in dosegljivi nadomestki, in tudi kadar je zamenjava električne energije z nadomestki teoretično možna, so potrošniki običajno vezani na elektronsko opremo, ki jo uporabljajo.
- Električne energije ne moremo enostavno primerjati z drugimi produkti na prostem konkurenčnem trgu tudi zaradi njene vloge, ki jo dosega v sodobni družbi. Sodobna družba temelji na zanesljivi oskrbi z električno energijo in vsakršen izpad bi povzročil resne socialne in gospodarske posledice, saj kot zapisano pomanjkanja oziroma nezanesljive oskrbe ni mogoče blažiti z uporabo nadomestkov iz trgovin. Povpraševanje po električni energiji tako na kratek rok ne more bistveno vplivati na spremembe cen električne energije.
- Električna energija in povezovalna omrežja so standardizirani izdelek, kar pomeni, da menjava dobavitelja ne more prinesiti »boljše« električne energije. Pričakovati je, da bodo konkurenčni trgi znižanje cen prinesli predvsem velikim porabnikom, ki bodo imeli najvišjo pogajalsko moč in si bodo tako pridobili boljše ponudbe. Pričakujemo lahko, da se bo cena na prostem trgu oblikovala na višini kratkoročnih mejnih stroškov, kar pa je prenizka raven, da bi vključevala še potrebne investicijske naložbe.
- Poseben element uporabe električne energije so tudi elementi varovanja narave oziroma vplivov na okolje. Električna energija ima ključno vlogo pri zmanjševanju emisij toplogrednih plinov in odgovarja na izzive podnebnih sprememb, vendar pa je trg le eno od orodij za doseganje zastavljenih ciljev, ne pa popoln odgovor na reševanje okoljske problematike.

Specifičnost konkurenčnega delovanja trga z električno energijo omenjajo tudi Zlatar in sodelavci (2009, str. 155), ko pravijo, da je kljub teoretičnim možnostim prožnega odziva odjema, glede na ceno na trgu, v praksi odjem največkrat privzet kot neelastičen. Kljub temu, da so odjemalci sposobni sprejemati racionalne odločitve o času in načinu porabe energije glede na tržno ceno, se manjšim končnim porabnikom to ne izplača v zadostni meri. Da konkurenčno oblikovanje trga samodejno ne pomeni nižjih cen meni tudi Petrov s sodelavci (2007, str. 14), ki pravi, da se cene električne energije v kontekstu povečevanja stroškov goriva, povečanega povpraševanja, večje potrebe po novih zmogljivostih in okoljskih obveznostih, lahko celo zvišajo.

2.2 Tehnološke rešitve

Gospodarska rast, razvoj in nastanek novih delovnih mest v EU bodo v zaostrenih gospodarskih razmerah v prihodnosti še bolj vezani na področje inovacij proizvodov in storitev. Inovacije lahko pripomorejo k uspešnemu reševanju enega najpomembnejših sodobnih izzivov Evrope, in sicer z učinkovito in trajnostno uporabo naravnih virov. Na temelju inovacij se razvijajo prihodnje energetske infrastrukture, pri čemer izpostavljamo korenite posodobitve obstoječih omrežij in merilnih sistemov, pridobivanje energije iz obnovljivih virov, varnost omrežij, prihranke energije in energetska učinkovitost ter druge aktivnosti za razvoj notranjega energetskega trga (Evropska komisija, 2011).

Informatika nastale izzive na trgu z električno energijo v največji meri spremlja ravno v sklopu novih tehnoloških rešitev. Integracijo spremlja standardizacija medsystemske komunikacije in oblikovanje univerzalnega protokola, pri čemer standardizacija ne zajema samo tehničnih sistemov (nadzorni centri, transformatorske postaje itd.), ampak tudi druge sisteme, ki ravnajo z izmenjavo podatkov med udeleženci na trgu. Enotni standardi komuniciranja informacijskih sistemov tako zmanjšajo tveganje za napake, hkrati pa povečajo preglednost trga (Petrov et al., 2007, str. 12).

Tehnološke rešitve elektroenergetskega sistema so tehnične in poslovne aplikacije, ki jih v energetske infrastrukturi ločimo na komunikacijske aplikacije (znotraj organizacij ali med organizacijami) in pa na aplikacije za obdelavo podatkov. Oba tipa aplikacij v integriranem trgu električne energije delujeta na mednarodni ravni, pri čemer se obdelave podatkov vseh fazah informacijskih tokov izvršujejo na različnih lokacijah energetske infrastrukture. Tako delovanje predstavlja nevarnost, da bi sodobne informacijske rešitve povzročile še dodatno kompleksnost energetskih sistemov, večja kompleksnost pa lahko pomeni nova tveganja za systemske napake. Slednje je na mednarodnem območju težko določiti in odpraviti, saj zahtevajo usklajevanje in spremembe številnih akterjev celotne elektroenergetske infrastrukture (De Vries, Masera & Faas, 2010, str. 174).

Informatika in nabori novih tehnoloških rešitev ne bodo predstavljali le novih tehničnih in organizacijskih konceptov, ampak tudi velik potencial za radikalne spremembe delovanja storitvenih podjetij na trgu električne energije. Podjetja, ki skrbijo le za spremljanje porabe, distribucije ali prodaje energije, se bodo morala preoblikovati v učinkovita podjetja, ki bodo delovala na temelju informacijskih tehnologij, saj bodo le tako zmožna upravljati z naborom kompleksnih informacij na trgu električne energije (Groznič, 2009, str. 1). V nadaljevanju predstavljamo vodilni koncept v sklopu novih tehnoloških rešitev – koncept t. i. pametnih omrežij (angl. *smart grid*), katerega ključen element je informatika.

2.2.1 Nastanek pametnih omrežij

Elektroenergetski sistem, kot ga poznamo danes, učinkovito, zanesljivo in varno služi uporabnikom že več kot 100 let, vendar pa se vedno bolj sooča s številnimi izzivi, ki jih spremljajo predvsem naraščanje porabe, starajoča se infrastruktura, prostorske omejitve in s tem povezane težave z umeščanjem v prostor, okoljska problematika ter razpršena proizvodnja (EIMV, 2010, str. 3). Z razpršeno proizvodnjo se energetski tok v Evropi spreminja, postaja dvosmeren in manj predvidljiv, za ohranjanje stabilnosti energetskega trga pa potrebujemo »pametno« prenosno omrežje, ki ga bo moč učinkoviteje upravljati in nadzorovati (Petrov et al., 2007, str. 12).

Strokovne in znanstvene publikacije navajajo vrsto različnih prevodov koncepta »*smart grid*«. Zasledimo lahko izraze pametna omrežja, inteligentna omrežja, napredna omrežja, aktivna omrežja ipd., v nalogi pa bomo za koncept »*smart grid*« enotno uporabljali izraz pametna omrežja. Pametna omrežja lahko definiramo kot posodobljena električna omrežja, ki jim je dodana dvosmerna digitalna komunikacija med dobaviteljem in potrošnikom ter inteligentni merilni sistemi in sistemi spremljanja. Taka omrežja omogočajo stroškovno učinkovito interakcijo in komunikacijo med vsemi priključenimi uporabniki – proizvajalci, potrošniki in tistimi, ki zavzemajo obe vlogi hkrati, s čimer se zagotovi ekonomsko učinkovit, trajnosten energetski sistem z nizkimi izgubami, visoko ravni kakovosti in varnosti oskrbe (European Communities, 2010, str. 6). Pametna omrežja splošno razumemo kot nadgradnjo distribucijskih in prenosnih omrežij z namenom optimizacije trenutnega delovanja in učinkovitega izkoriščanja alternativnih načinov pridobivanja energije. Koncept pametnih omrežij obsega skupna vprašanja in izzive prenosnih ter distribucijskih omrežij. Temelji na informatiki, naprednih tehnikah merjenja in upravljanja podatkov (European Communities, 2009, str. 52).

EIMV (2010, str. 6) pametna omrežja definira kot omrežja, ki prinašajo spremembe pri obratovanju in načrtovanju elektroenergetskega sistema in v nov sistem učinkovito vključujejo posamezne elemente sistema – tako klasične (centralizirane velike proizvodne enote, prenosno in distribucijsko omrežje), kot nove (razpršeni proizvodni viri, napredni sistemi merjenja, odjemalci s prilagajanjem porabe, električni avtomobili, hranilniki električne energije ipd.). Ključen element koncepta je informatika, ki povezujejo vse elemente v sistemu v funkcionalno celoto. Obstoječe informacijske povezave potekajo predvsem med operaterji omrežij in centraliziranimi proizvodnimi enotami, v konceptu pametnih omrežij pa se vzpostavijo informacijske povezave tudi s končnimi uporabniki omrežij (odjemalci, proizvajalci oziroma njihovimi razpršenimi viri) in drugimi elementi sistema, kot na primer s hranilniki električne energije in z infrastrukturo za električne avtomobile.

EEGI (2010, str. 9) pametna omrežja opisuje kot omrežja, ki predstavljajo odgovor na nove izzive na elektroenergetskem področju, so usmerjena k uporabniku, interaktivna, zanesljiva, prilagodljiva in trajnostno usmerjena, pri čemer morajo omrežni operaterji opravljati ključno vlogo razvoja. V okviru pametnih omrežij EEGI (2010, str. 9) navaja naslednje naloge omrežnih (sistemskih in distribucijskih) operaterjev:

- **Aktivno vključevanje novih modelov proizvodnje in porabe** – obnovljivih virov energije na različnih ravneh napetosti; podpora in integracija aktivnemu povpraševanju končnih porabnikov; vključevanje novih elementov električne energije, še posebej infrastrukture za ponovno polnjenje električnih vozil in povečanega ogrevanja na električno energijo (na primer toplotne črpalke); podpora energetski učinkovitosti končnih porabnikov; omogočanje podpore novim inovacijam in poslovnim priložnostim na trgu električne energije.
- **Usklajeno načrtovanje in upravljanje celotnega elektroenergetskega omrežja** v skladu s podanimi rešitvami EEGI – koordinirano načrtovanje in izvajanje operacij načrtovanja evropskega elektroenergetskega omrežja pod okriljem združenja ENTSO-E; načrtovanje in usklajuje delovanja med prenosnimi in distribucijskimi omrežji.
- **Pripravljanje študij in tržnih pravil za maksimiziranje evropske blaginje**, in sicer tako na nacionalni kot tudi na vseevropski ravni.

Klasični elektroenergetski sistem je sestavljen iz centraliziranih velikih proizvodnih virov, od koder se električna energija prek prenosnega in distribucijskega omrežja prenaša do končnih odjemalcev. Z naraščanjem deleža razpršenih virov v omrežju, so ti novi elementi začeli predstavljati motnjo sistema, saj omrežja v katera se razpršeni viri vključujejo, niso načrtovana, grajena, ščitena in upravljana na predpostavki, da v njih poteka znatna proizvodnja električne energije. Dokler je teh elementov malo (nekaj promilov ali odstotkov) ti nimajo bistvenega vpliva na obratovanje sistema, z večanjem deleža razpršenih virov pa se pojavijo problemi pri obratovanju sistema (regulacija napetosti, odpravljanje zamašitev, zaščita, kakovost električne energije) in načrtovanju omrežja (novi kriteriji načrtovanja, spremenjeni koncepti). Nepredvidljiva proizvodnja iz obnovljivih virov predstavlja v obstoječem konceptu ključno motnjo, ki pa jo lahko obvladamo s konceptom pametnih omrežij (EIMV, 2010, str. 3–6).

Koncept pametnih omrežij ne pomeni samo nadgradnje obstoječega elektroenergetskega sistema, temveč spremembo celotnega koncepta obratovanja in načrtovanja sistema (EIMV, 2010, str. 3). EEGI (2010, str. 10) v svoji študiji sicer omenja tudi možnost nadgradnje obstoječega elektroenergetskega sistema z gradnjo novih linij in postaj za večjo integracijo obnovljive energije, vendar pa hkrati dodaja, da tak pristop na dolgi rok ne bi bil najbolj učinkovit in cenovno sprejemljiv. Predvsem pa izpostavlja pomanjkljivost, da s

takim pristopom ne bi mogli vključiti razpršenih obnovljivih virov v taki meri, kot lahko to storimo z napredno informatiko v sklopu pametnih omrežij.

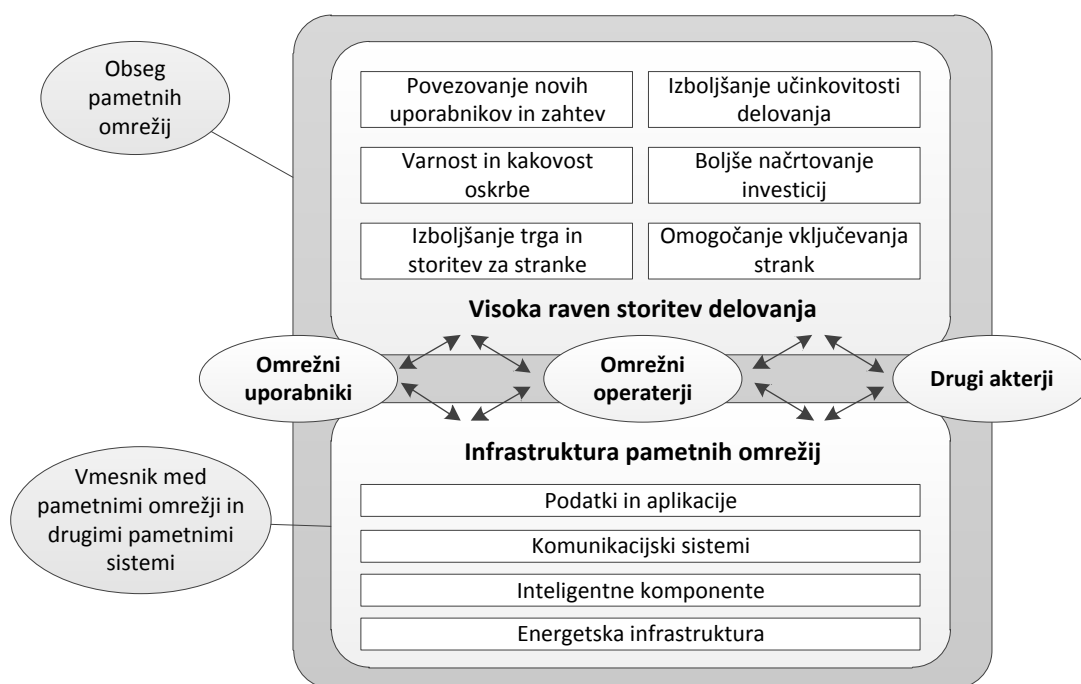
Posamezne elemente pametnih omrežij lahko zasledimo že v obstoječih omrežjih, vendar pa se pametna omrežja od današnjih razlikujejo predvsem po višji učinkovitosti in uspešnosti obvladovanja kompleksnejših sodobnih zahtev. Pametna omrežja vključujejo inovativne izdelke in storitve skupaj z inteligentnim spremljanjem, nadzorom, komuniciranjem in samoupravljanjem, in sicer z namenom (European Communities, 2010, str. 6):

- olajšati priključitev in delovanje generatorjev vseh velikosti in tehnologij;
- omogočati potrošnikom, da sami sodelujejo kot del optimizacije delovanja sistema;
- zagotoviti potrošnikom čim več informacij o njihovi oskrbi z električno energijo;
- občutno zmanjšati vpliv na okolje s strani sistema oskrbe z električno energijo;
- ohraniti ali celo izboljšati obstoječo visoko stopnjo zanesljivosti, kakovosti in varnosti oskrbe z električno energijo;
- ohraniti ali izboljšati učinkovitost obstoječih storitev;
- spodbujati integracije trgov do evropskega integriranega trga.

Razvoj pametnih omrežij je tesno povezan z liberalizacijo trgov električne energije, govorimo tudi, da je liberalizacija sprožila potrebe porabnikov po pametnih omrežjih. Za izvajanje koncepta pametnih omrežij so glede na vloge in odgovornosti določene različne kategorije udeležencev (Slika 10), in sicer (European Communities, 2010, str. 6–7):

- **omrežni operaterji** – operaterji prenosa in distribucije so ključni dejavnik za uvajanje pametnih omrežij in sicer z osrednjo vlogo pretoka energije in informacij med potrošniki, proizvajalci, dobavitelji in drugimi akterji, s čimer se omogočajo nove priložnosti za dobavitelje električne energije in druga storitvena podjetja v energetiki;
- **omrežni uporabniki** – proizvajalci, potrošniki (vključno z mobilnimi potrošniki), lastniki kapacitet;
- **drugi akterji** – dobavitelji, operaterji za upravljanje s števci, podjetja za energetske storitve, ponudniki aplikacij in storitev, organizatorji organiziranega trga z energijo.

Slika 10: Storitve, udeleženci in infrastruktura pametnih omrežij



Vir: Evropska komisija, *Expert Group 1: Functionalities of smart grids and smart meters*, 2010, str. 7.

2.2.2 Elementi pametnih omrežij

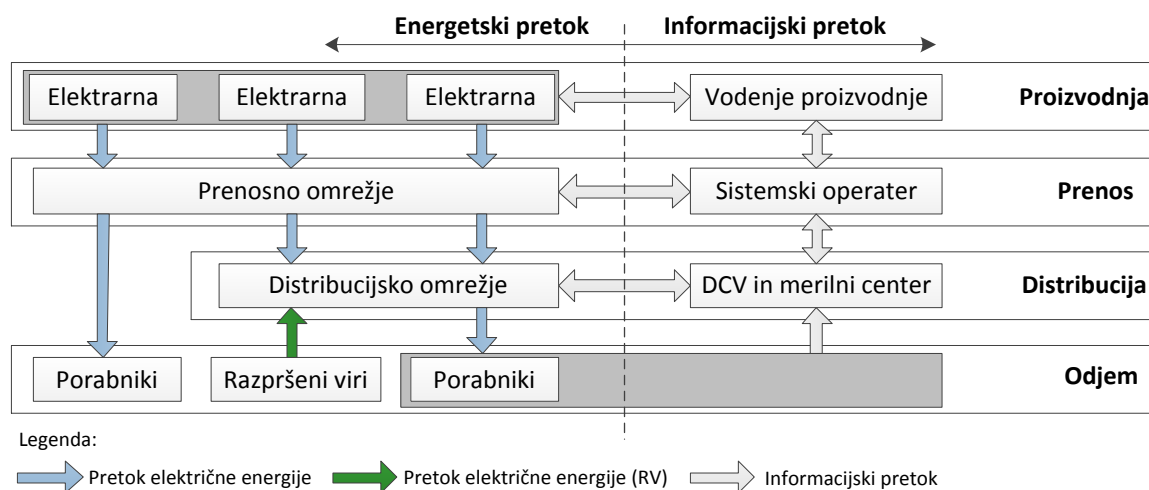
Pametna omrežja prinašajo potrošnikom možnosti neposrednega nadzora in upravljanja individualnih vzorcev potrošnje, kar je v povezavi s cenami porabe električne energije, močna spodbuda za učinkovito porabo. Taka omrežja so temelj prihodnjega sistema oskrbe z energijo brez ogljika, saj omogočajo integracijo tako na kopnem kot tudi morju iz obnovljivih virov proizvedene energije, obenem pa bodo na voljo tudi za sprejem konvencionalno proizvedene energije in bodo zagotavljala uravnotežen sistem oskrbe z energijo. Uvedba pametnih omrežij je priložnost za okrepitev prihodnje konkurenčnosti in svetovne tehnološke vodilne vloge ponudnikov elektronskih tehnologij v EU, saj tradicionalnim energetske družbam in novim tekmečem na trgu (na primer podjetjem informacijsko-komunikacijskih tehnologij), vključno z malimi in srednje velikimi podjetji, omogoča temelj za razvoj novih, inovativnih energetske storitev. Opisana dinamika razvoja naj bi okrepila konkurenco na maloprodajnem trgu, spodbudila zmanjšanje emisij toplogrednih plinov in omogočila gospodarsko rast (Evropska komisija, 2011, str. 2–3). Podobnega mnenja je Petrov s sodelavci (2007, str. 13), ki trdi, da napredni informacijski elementi pametnih omrežij sprožajo večjo inovativnost in konkurenčnost energetske industrije.

Z razvojem enotnega evropskega trga in pametnih omrežij, elektroenergetski sistem spremljajo velike spremembe. Del pričakovanih sprememb se že izvaja in sicer lahko najpomembnejše strnemo v naslednjih točkah (EIMV, 2010, str. 7):

- ob koncentrirani sistemski proizvodnji so se začeli v večjem obsegu pojavljati tudi razpršeni viri različnih moči (od nekaj 100 W do nekaj MW), hkrati pa se znižuje tudi napetostni nivo vključevanja virov (iz 110 in 400 kV, na napetostni nivo 20 in 0,4 kV);
- razpršeni viri (v nadaljevanju RV) proizvodnje lahko povzročajo spreminjanje smeri pretoka električne energije v posameznih delih distribucijskih omrežij;
- uvajajo se napredne merilne infrastrukture (angl. *Advanced Metering Infrastructure*, v nadaljevanju AMI), ki so predpogoj za učinkovito upravljanje porabe električne energije (angl. *Demand Side Management*, v nadaljevanju DSM);
- pojavljajo se tehnične rešitve, ki omogočajo upravljanje s porabo na nivoju široke potrošnje.

Slika 11 prikazuje energetske in informacijske pretoke v klasičnem elektroenergetskem sistemu. Razpršeni viri energije se pojavljajo v sklopu odjemalcev in oddajajo električno energijo izključno v distribucijska omrežja. Klasičen sistem ne omogoča informacijskega pretoka z razpršenimi viri, informacijski pretok od porabnikov do merilnih centrov pa je enosmeren. Delež razpršenih virov električne energije je v klasičnem sistemu majhen.

Slika 11: Pretok električne energije in informacijski pretok v klasičnem EES

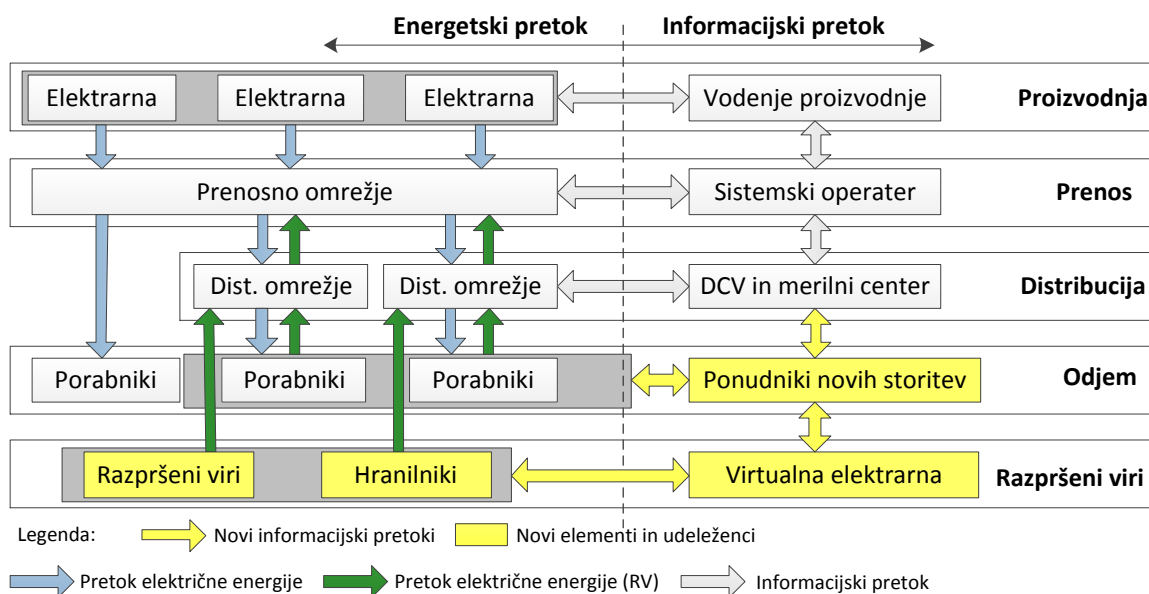


Vir: EIMV, Vizija razvoja koncepta Smartgrids v Sloveniji, 2010, str. 7.

Poleg že naštetih sprememb, se za vzpostavitev pretokov energije in informacij v pametnih omrežjih v prihodnosti pričakuje večja intenziteta delovanja na naslednjih problemskih področjih (EIMV, 2010, str. 8):

- obstoječa napetostna regulacija na visoko in srednje napetostnih omrežnih transformatorjih, ob razpršenih virih proizvodnje, ne zagotavlja zahtevane kakovosti napetostnega profila;
- spremenjene (povečane) potrebe po regulacijski moči in energiji v proizvodnem delu elektroenergetskega sistema;
- stohastičnost mikro razpršenih virov – fotonapetostni moduli in vetrnice manjših moči bodo ob dovolj velikem deležu predstavljali doslej neznane težave pri vodenju sistema – veliki gradienti moči zaradi sprememb osončenja ali vetra;
- znatna moč razpršenih virov postavlja vprašanje smiselnosti zagotovitve primernih hranilnikov energije – centraliziranih, kot so na primer črpalne hidroelektrarne in razpršenih, kot so na primer električna vozila;
- del prihodnjega prometa v urbanih središčih bo vključeval električna vozila – v omrežja prinaša tako nove porabnike, kot nove hranilnike električne energije.

Slika 12: Pretok električne energije in informacijski pretok v sklopu koncepta pametnih omrežij



Vir: EIMV, Vizija razvoja koncepta Smartgrids v Sloveniji, 2010, str. 8.

Zapisana problemska področja zahtevajo, da se elektroenergetski sistem pravočasno pripravi na spremembe v segmentu proizvodnje in distribucije, delno pa tudi prenosa. Pametna omrežja prinašajo kompleksnejše izvajanje sistemskih storitev in večjo dinamiko obvladovanja obratovalnih stanj, saj se bo obseg proizvodnje iz virov s stohastično naravo povečal (EIMV, 2010, str. 8–9). Na Sliki 12 sta prikazana energetski in informacijski

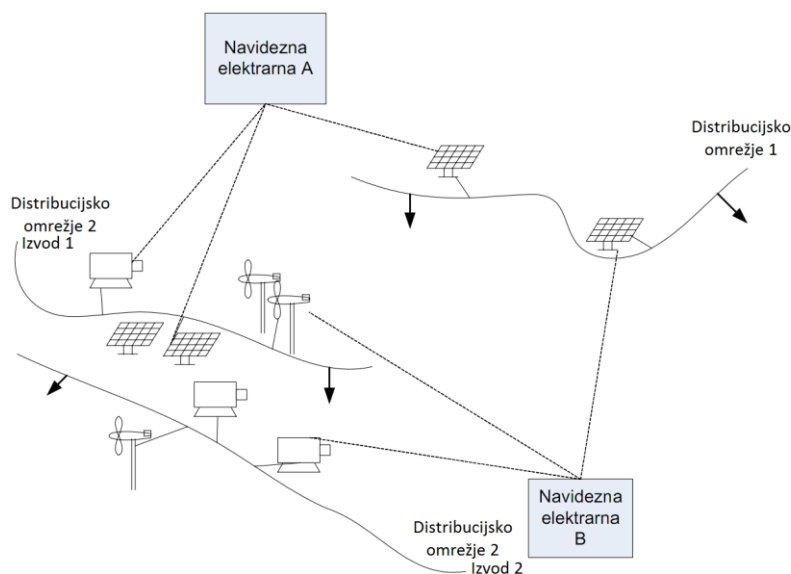
pretok v sklopu koncepta pametnih omrežij, pri čemer so novi elementi, storitve in informacijski pretoki označeni z rumeno barvo. Razpršeni viri v okviru koncepta pametnih omrežij, poleg odjema, distribucije, prenosa in proizvodnje, predstavljajo samostojen sklop. V sklop razpršenih virov se poleg slednjih vključujejo še hranilniki in navidezne oziroma virtualne elektrarne, za razliko od klasičnih elektroenergetskih sistemov, pa energetski pretok teče od razpršenih virov do distribucijskih omrežij in naprej v prenosna omrežja. Porabniki so v pametnih omrežjih vključeni v dvosmerni energetski tok, kar pomeni, da lahko poleg porabe tudi proizvajajo in oddajajo električno energijo. Poleg novih elementov in udeležencev je ključna sprememba tudi dodaten informacijski pretok, ki na temelju napredne informatike omogoča učinkovito upravljanje proizvodnje in porabe električne energije.

Navidezna oziroma virtualna elektrarna združuje portfelj razpršenih virov in lahko kakovostno in učinkovito obvladuje obratovalna in finančna tveganja, saj samostojne, majhne proizvodne enote, povezane na distribucijsko omrežje, na odprtem trgu ekonomsko niso sposobne preživeti. Ne morejo nuditi ekonomsko učinkovitega obsega proizvodnje, zanesljivosti, prilagodljivosti ter obvladljivosti. Logika delovanja je podobna kot na primer pri združevanju zavarovancev pri zavarovalnici ali pa investorjev v vzajemnih skladih. Delovanje navidezne elektrarne pa ni mogoče brez informacijskega sistema, saj sicer agregacija porazdeljenih virov za potrebe skupnega nastopa na trgu električne energije in trgu sistemskih storitev ni možna. Osnovna cilja informacijskega sistema sta informatizacija in avtomatizacija dostopa porazdeljenih virov na trg z električno energijo in izvajanje sistemskih storitev na distribucijskem omrežju (Lorencin, Andlovic, Kompare & Strmčnik, 2009, str. 2–6).

Navideznim oziroma virtualnim elektrarnam (Slika 13), v primerjavi s posameznimi samostojnimi distribucijskimi viri, pripisujemo naslednje prednosti (Lorencin et al., 2009, str. 3; European Communities, 2009, str. 46):

- od tehnologij neodvisna optimizacija proizvodnje električne energije iz različnih med seboj komplementarnih virov;
- zagotavljanje ekonomije obsega in enotnega nastopa na trgu električne energije ter na trgu sistemskih storitev;
- zagotavljanje višje zanesljivosti proizvodnje in varnosti oskrbe skozi bolj natančno napovedovanje in vodenje proizvodnje;
- obvladovanje tveganj odstopanj od napovedanih voznih redov;
- učinkovitost – z zmanjšano razdaljo prenosa in distribucije električne energije se zmanjšajo izgube, kar prinese dodatne prihranke energije, optimizacijo izpustov toplogrednih plinov ipd.

Slika 13: Navidezna elektrarna



Vir: I. Lorencin, N. Andlovic, M. Kompare in B. Strmčnik, *Koncept navidezne elektrarne razvit v evropskem raziskovalno-razvojnem projektu FENIX, 2009, str. 2.*

Informacijski pretok pametnih omrežij oblikujejo AMI. S t. i. pametnimi števci se izvaja merjenje in beleženje parametrov kakovosti pri končnih odjemalcih, AMI pa omogoča prenos teh informacij v nadrejene informacijske sisteme. AMI se nanaša na informacijske sisteme, ki merijo, zbirajo in analizirajo porabo energije iz različnih pametnih števec (električne energije, plina, vode, daljinskega ogrevanja) in so sestavljeni iz strojne in programske opreme, komunikacijskih tehnologij, merilnih naprav ter programske opreme za upravljanje podatkov. V informacijskem pretoku AMI omogoča povezovanje celotne oskrbovalne verige – porabnikov, dobaviteljev, storitvenih podjetij in ponudnikov storitev, pri tem pa prevzema ključno vlogo pri oblikovanju sprememb obnašanja porabnikov (Groznič, 2009, str. 2).

Porabniki z AMI pridobijo paleto možnosti za napredno ali pametno upravljanje porabe električne energije – na primer daljinski vklop/izklop porabe, povečanje digitalne komunikacije in učinkovitosti porabe, lokalno omrežje ter druge možnosti, ki jih prinašajo uporabniški vmesniki. S pomočjo AMI naprav porabniki lažje razumejo in se lažje odzivajo na nihanje cen električne energije, ki se neposredno odraža v stroških uporabljenih storitev. S časovno in količinsko prilagojeno porabo električne energije lahko neposredno vplivajo tudi na večjo optimizacijo in zanesljivost delovanja elektroenergetske infrastrukture, pri tem pa lahko skoraj v realnem času spremljajo posledice lastnih odločitev (Petrov et al., 2007, str. 13).

2.3 Povečana učinkovitost

Osrednjo vlogo pri zagotavljanju trajnosti, konkurenčnosti in varnosti oskrbe z električno energijo ter pri prizadevanjih, da se bo Evropa preoblikovala v energetske učinkovito gospodarstvo z nizkimi emisijami, imajo energetska omrežja. Energetska omrežja so ključnega pomena za dobavo električne energije gospodinjstvom in industriji, da pa bi povečali učinkovitost slednjih, je potrebno obstoječe, stare nacionalne mreže vključiti v eno evropsko omrežje, ki bi omogočalo izmenjavo električne energije v celotni Evropi, hkrati pa bi zagotavljalo potrošnikom varnost oskrbe. Razvoj in kakovost vseevropskih energetskih omrežij ter infrastrukturnih povezav so ključnega pomena za kakovost življenja Evropejcev in za poslovanje evropskih podjetij (European Communities, 2008, str. 4).

Obstoječa energetska infrastruktura Evrope ne omogoča trajnosti, konkurenčnosti in varnosti oskrbe. Energetska omrežja se soočajo s problemi kot so staranje objektov, nezadostne naložbe v infrastrukturo, tveganje občasnih prekinitev v oskrbi, neustrezni režimi dostopa do omrežij in pomanjkanje prenosnih zmogljivosti (European Communities, 2008, str. 5). Podobno kot na drugih področjih energetske učinkovitosti, obstajata dva glavna motiva, ki vodita prizadevanja za razvoj učinkovitejše informatike (Bolla & Bruschi, 2008, str. 2):

- **okoljski motiv** – zmanjšanje odpadkov informacijskih tehnologij samih in odpadkov tretjih oseb, ki uporabljajo informacijsko infrastrukturo, ter na tak način zmanjšati emisije CO₂;
- **ekonomski motiv** – potreba operaterjev po zmanjšanju stroškov upravljanja z omrežjem v okolju naraščajočih stroškov energije.

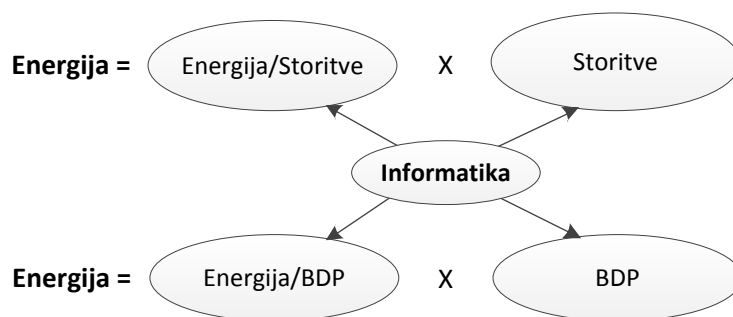
Evropska komisija (2008a, str. 3; 2009a, str. 3) v svojih študijah navaja, da je za dosego polnega potenciala informatike, pri prizadevanjih za izboljšanje energetske učinkovitosti in zagotavljanja določenih storitev, potrebno izvesti naslednje ukrepe:

- spodbujati raziskave na področju novih informacijskih rešitev, pri čemer se bo z vpeljevanjem inteligence v energetske elemente, opremo in storitve spremljalo in neposredno upravljalo s porabo električne energije gospodarstva;
- vzpostavljati uporabo informatike kot zgled učinkovite porabe električne energije, ob tem pa povečati uporabo informatike v vseh vrstah gospodarskih in družbenih dejavnostih, s čimer dosežemo prihranke pri porabi električne energije tudi na drugih področjih;
- strukturne spremembe za uresničitev potencialov informatike za zagotovitev orodij za energetske učinkovitejše poslovne modele – podpora poslovnim procesom, nadomeščanje fizičnih proizvodov s spletnimi storitvami (na primer bančništvo,

nepremičnine) in sprejemanje novih načinov dela (na primer videokonference, telekonference).

Aebischer (2009, str. 12) navaja dva pristopa študij vpliva informatike na povpraševanje oziroma porabo električne energije. Prvi pristop je mikroekonomski in sestoji iz študij, ki analizirajo vpliv informatike na posamezne storitve in energetske učinkovitost posameznih storitev, drugi pristop pa je makroekonomski, pri čemer se raziskuje vpliv informatike na gospodarsko rast in na energetske intenzivnosti gospodarstva. Študije obsegajo predvsem področja proizvodnje in tehničnih procesov, gradnjo »inteligentnih« domov, upravljanje s prometom in elektronsko poslovanje. Pristopa sta grafično prikazana tudi na Sliki 14.

Slika 14: Vpliv informatike na povpraševanje po električni energiji in gospodarstvo



Vir: European Communities in e-Business Watch, The European e-Business Report 2008. The impact of ICT and e-business on firms, sectors and the economy, 2008, str. 267.

2.3.1 Učinkovita poraba električne energije

Učinkovito porabo električne energije določata predvsem zmanjšanje porabe energije in pa večja poraba zelene energije. Informatiko z učinkovito uporabo električne energije pogosto povezujemo s sistemom DSM in pa v sklopu teoretičnega koncepta informacijskih sistemov – s t. i. energetske informatike.

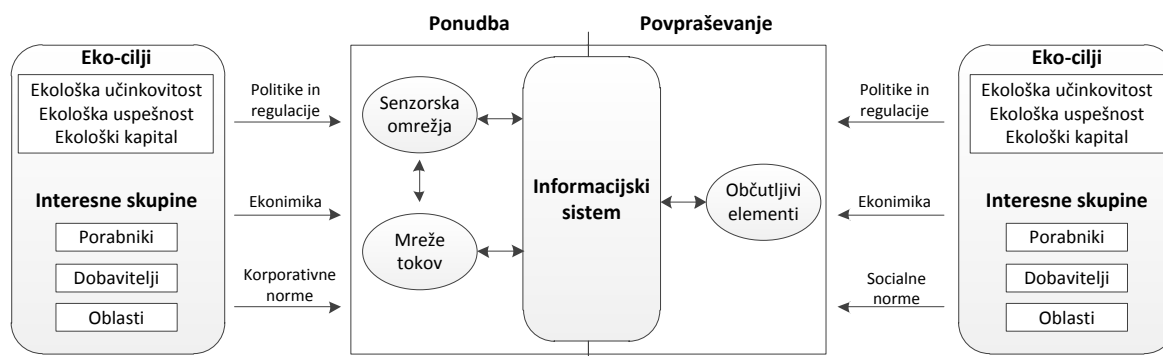
Z variabilno količino se tudi cene električne energije v pametnih omrežjih oblikujejo dinamično in porabnik ima možnost regulacije porabe v času pomanjkanja cenejšje energije in višjih cen ter povečanja porabe v primeru nižjih veleprodajnih cen in izobilja energije – na primer vremensko ugodne razmere za vetrno ustvarjeno energijo (Groznič, 2009, str. 2). Dinamiko porabe v pametnih omrežjih ne predstavlja le nihanje cen električne energije, ampak tudi omejitve glede izpustov toplogrednih plinov in nenehnega umeščanje novih proizvodnih enot. Pomemben mehanizem za zmanjševanje rasti porabe energije, zagotavljanja energetske neodvisnosti in izpolnjevanje mednarodnih okoljskih zavez je vodenje oziroma upravljanje porabe električne energije.

V klasično organiziranem elektroenergetskem sistemu je DSM vertikalno integriranim podjetjem pri vodenju sistema omogočal optimizacijo procesa proizvodnje in prenosa ter dobave in odjema električne energije, s čimer so se zmanjševali stroški. Določene skupine odjemalcev so tako glede na potrebe sistema prilagajale porabo električne energije in prenašale večji del porabe v obdobje zunaj koničnih obremenitev. DSM je sistemskim operaterjem tako služil predvsem kot orodje za vodenje elektroenergetskega sistema. V liberaliziranem okolju pametnih omrežij DSM dopolnjuje storitve sistemskih operaterjev in dobaviteljev električne energije, ukrepi DSM pa so usmerjeni v zmanjšanje količine porabljene električne energije, zmanjševanje koničnih obremenitev elektroenergetskega sistema s premikanjem ali rezanjem konice, ter optimiranju stroškov odjemalca in dobavitelja električne energije. Poleg sistemskih operaterjev imajo tako ekonomske koristi tudi dobavitelji in porabniki, država z DSM utrjuje prizadevanja za varčevanje z električno energijo in DSM ji služi tudi kot sredstvo za izpolnjevanje mednarodnih dogovorov (Zlata et al., 2009, str. 154–155).

Liberalizacija in integracija trga električne energije z večanjem konkurenčnosti in preglednosti prinašata trend zniževanja cen električne energije, pri tem pa različni avtorji (EEA, 2006, str. 6) opozarjajo, da lahko zmanjšanje cene električne energije negativno vpliva na spodbude za učinkovitejšo (zmanjšano) porabo električne energije. Rast porabe električne energije v tradicionalno urejenih trgih električne energije povzroča povečanje pritiskov na okolje z nezaželenimi izpusti toplogrednih plinov, razen pri visoko učinkovitih tehnologijah z visokim izkoristkom in z nizkimi emisijami, s čimer se vplivi proizvodnje električne energije na okolje zmanjšujejo. Kljub težnjam k zmanjšani porabi električne energije, so visoko učinkovite tehnologije ključni element zmanjšanja vplivov na okolje, saj se poraba v vseh državah EU, tako v gospodinjstvih kakor tudi v industrijskih in storitvenih obratih, predvsem zaradi večjega števila električnih naprav, povečuje (EEA, 2006, str. 6).

Težavo naraščajoče porabe in energetske neučinkovitosti izpostavljajo tudi Watson, Boudreau in Chen (2010, str. 24–25). Predlagajo razvoj novega teoretičnega koncepta informacijskih sistemov, in sicer **energetsko informatiko**, ki bi prevzela ključno vlogo pri zmanjševanju porabe električne energije in emisij CO₂. Temeljno idejo izražajo z enačbo: energija + informatika < energija. Energetska informatika bi se ukvarjala z analizo, oblikovanjem in izvajanjem sistemov za povečanje učinkovitosti porabe energije in oskrbe sistemov, pri čemer bi optimizacija prenosnih in distribucijskih omrežij temeljila na zbiranju in analizi energetskih podatkov. Avtorji trdijo, da razvoj prihodnjih informacijskih sistemov, ki bodo pripomogli k zmanjšanju porabe električne energije, temelji na visoki ravni razpršenosti podatkov distribucije in porabe. Energetska informatika se bo osredotočila na vprašanje kako lahko uporabimo informacijske sisteme za zmanjšanje porabe in večjo okoljsko trajnost.

Slika 15: Koncept energetske informatike



Vir: T. R. Watson, M. C. Boudreau in J. A. Chen, *Information Systems and Environmentally Sustainable Development: Energy Informatics and New Directions for The IS Community*. MIS Quarterly, 2010, str. 25.

Slika 15 prikazuje elemente koncepta energetske informatike. Pri razvoju **integriranih rešitev – informacijskega sistema**, je potrebno upoštevati osrednja akterja koncepta – ponudnika in porabnika električne energije. Nagnjenost k spremembam na strani ponudnikov električne energije izhaja iz ekonomskih (na primer znižanje stroškov porabe, povečanje profita) in regulativnih (na primer zmanjšanje izpustov CO₂) zahtev ter poslovnih norm (na primer »zelena« pravila obnašanja v podjetju). Podobno je na strani porabnikov, in sicer izhaja njihova nagnjenost k spremembam prav tako iz ekonomskih in regulativnih temeljev ter socialnih norm. Vzroke pogostega neekonomskega obnašanja porabnikov lahko pripišemo njihovi pomanjkljivi informiranosti, saj na primer prizadevanja dobaviteljev, da bi porabnik nekoliko omejil porabo v obdobju največjega povpraševanja, porabnikov ne dosežejo. Težavo rešuje ključen element teoretičnega koncepta – integriran informacijski sistem, ki podaja informacije v realnem času, s čimer bi lahko dosegli zmanjšanje povpraševanja po električni energiji (Watson, Boudreau & Chen, 2010, str. 25–26).

Poleg osrednjega informacijskega sistema isti avtorji (prav tam, 2010, str. 26) za osrednji del koncepta energetske informatike navajajo dodatne tri vrste tehnologij:

- **mreže tokov** (angl. *flow networks*) – množice povezovalnih transportnih elementov, ki omogočajo neprekinjen tok električne energije, plina, vode ali pa neprekinjen tok nepovezanih objektov kot so avti, paketi, kontejnerji ipd. Mreže tokov predstavljajo temelj sistemov distribucije in porabe. Optimizacija omrežnih tokov predstavlja informacijski problem, ki se rešuje neprestano.
- **senzorska omrežja** (angl. *sensor networks*) – predstavljajo množico razporejenih naprav v prostoru, ki poročajo o stanju fizičnih elementov omrežja ali okoljskih razmerah. Poročajo lahko temperaturo, onesnaženost zraka, lokacijo in hitrost mobilnega objekta ipd.

- »občutljivi« **elementi** (angl. *sensitized objects*) so občutljive fizične naprave na strani porabnikov, ki v skupen informacijski sistem pošiljajo podatke o uporabi posameznega imetnika. Poleg poročanja porabe odjemalca električne energije, naprave s strani dobavitelja posredujejo porabnikom informacije o finančnem in okoljskem vidiku trenutne porabe električne energije, slednji pa lahko na podlagi teh informacij prilagodijo lastno porabo v realnem času (na primer izklop klimatske naprave v času največjega povpraševanja po električni energiji).

Informacijski sistem našteje vrste tehnologij povezuje in tako zagotavlja popolno rešitev, pri tem pa zavzema več pomembnih funkcij (Watson, Boudreau & Chen, 2010, str. 27):

- zbira podatke iz senzorskih omrežij in jih prenaša v optimizacijske algoritme;
- z namenom dinamičnega upravljanja omrežja prenaša podatke k avtomatiziranim upravljavcem mreže tokov;
- za upravljanje in spremljanje delovanja omrežij posreduje upravljavcem mreže tokov informacije o dobavi;
- informira porabnike o trenutni porabi in proizvodnji električne energije ter omogoča avtomatizirano spremljanje lastne porabe;
- z namenom zmanjšanja porabe električne energije v najvišjih konicah in s tem zniževanje stroškov, upravlja ponudbo in porabo;
- navzkrižno informira ponudnike in porabnike o porabi in dobavi, na podlagi česar lahko oboji izvajajo analize in postavljajo nove cilje za zmanjšane porabe.

Koncept energetske informatike tako na strani ponudnikov kot na strani porabnikov električne energije zaključujejo ekološki cilji. Prvi cilj je **ekološka učinkovitost** (angl. *eco-efficiency*), ki z namenom zadovoljevanja človeških potreb in ohranjanja kakovosti življenja zagovarja dobavo blaga in storitev po konkurenčnih cenah, hkrati pa se zavzema za zmanjševanje okoljskih vplivov v celotnem življenjskem ciklu. Ekološko učinkovitost lahko razumemo tudi kot ekonomski pritisk, saj bodo organizacije z namenom doseganja čim višjega profita ta prizadevanja prevzela. Drugi ekološki cilj predstavlja **ekološki kapital** (angl. *eco-equity*), ki se osredotoča na družbeno odgovornost do prihodnjih generacij, ki bodo nosile posledice prekomernih obremenitev okolja, in na razvoj skupnih družbeno odgovornih korporativnih norm, ki podpirajo ekološki kapital. Zadnji ekološki cilj koncepta je **ekološka uspešnost** (angl. *eco-effectiveness*), ki usmerja v izdelavo pravih storitev ali sistemov, namesto zmanjševanja obstoječega delovanja na slabih storitvah ali sistemih. Primer ekološke uspešnosti je na primer osredotočenost na zmanjšanje porabe električne energije za umetno razsvetljavo in oblikovanje pristopa odpiranja delovnih mest z naravno svetlobo (Watson, Boudreau & Chen, 2010, str. 28).

2.3.2 Učinkovitost in informatika

Informatiko v klasičnem elektroenergetskem sistemu s povečano učinkovitostjo povezujemo predvsem z njeno vlogo vezano na zmanjšanje in spremljanje izgub tretjih oseb. Do nedavnega informatika samostojno, kljub rastočemu sektorju telekomunikacij in interneta, ni predstavljala elementa energetske učinkovitosti, ravno nasprotno, s trendom naraščanja naprav informacijskih tehnologij, se je informatiko povezovalo z vidnejšim porabnikom električne energije (Bolla & Bruschi, 2008, str. 1–3; Aebischer, 2009, str. 12–13). Prodor informatike na področje energetske učinkovitosti prinašajo pametna omrežja, višjo učinkovitost pa dosegamo z oblikovanjem energetske učinkovitejše informacijske infrastrukture pametnih omrežij in pa s koriščenjem te infrastrukture za ponudbo t. i. »zelenih« storitev informatike (Bolla & Bruschi, 2008, str. 1).

V različnih dokumentih Evropske komisije (European Communities, 2008a, str. 4; 2010a, str. 28; 2008b, str. 6), se izpostavljata dva temeljna pogleda, ki informatiko prepletata z učinkovitostjo:

- **Informatika kot porabnik električne energije.** V sklopu tega pogleda je cilj doseči učinkovitejšo informatiko in na njej temelječo infrastrukturo, izboljšanje energetske učinkovitosti na ravni posameznih komponent, sistemov in aplikacij elektroenergetskega sistema.
- **Informatika kot element ponudbe energetske učinkovitejših storitev.** Informatika je v sklopu tega pogleda predstavljena kot dejavnik, ki s pomočjo ustreznih poslovnih modelov omogoča izboljšanje energetske učinkovitosti v gospodarstvu ter učinkovitejše spremljanje in nadzor vseh vrst procesov in dejavnosti. Prednosti so zasnovane široko, v različnem obsegu za različne sektorje, vendar s poudarkom na t. i. pametnem električnem omrežju, hišah, razsvetljavah ipd.

Energetske učinkovitejše informacijske infrastrukture podpirajo različne možnosti prilagajanja in zmanjševanja porabe električne energije glede na trenutne obremenitve in storitve, hkrati pa so podpora arhitekturnim rešitvam in informacijskim tehnologijam, ki omrežnim napravam oziroma natančneje delom omrežnih naprav (na primer procesnim enotam, fizičnim vmesnikom ...) omogočajo prilagajanje oziroma zmanjšanje porabe električne energije. Oblikovali so se mehanizmi varčevanja s porabo in z upravljanjem električne energije, ki se ne izključujejo med seboj in skupaj oblikujejo elemente t. i. »zelenih naprav nove generacije«. Ti standardizirani vmesniki navzven ne prikazujejo kompleksnosti in podrobnosti pristopov varčevanja z energijo, kot tudi ne metodologij za interakcije med heterogenimi zelenimi tehnologijami in zmožljivo strojno opremo na eni in spremljanjem ter nadzorom energetske učinkovitosti na drugi strani. Energetske učinkovitejše informacijske infrastrukture oblikujejo naslednji trije pristopi (Bolla & Bruschi, 2008, str. 2–3):

- **Reinženiring** (angl. *re-engineering*) – cilj pristopa je uvajanje in oblikovanje energetske učinkovitejših elementov za arhitekturo omrežnih naprav, ustrezno dimenzioniranje in optimiziranje naprav ter zmanjšanje ravni njihove notranje kompleksnosti.
- **Dinamično prilagajanje** (angl. *dynamic adaptation*) omrežij ali naprav je pristop, ki je namenjen uravnavanju omrežnih vmesnikov in kapacitet obdelanih zahtevkov. Slednje lahko dosežemo z uporabo dveh elementov omejevanja porabe energije – dinamično napetostjo in logiko stanja pripravljenosti, s čimer se določa ravnotežje med zmogljivostjo paketnih storitev in porabo energije.
- **Pristop pripravljenosti** (angl. *sleeping/standby*) določa pametno in selektivno določanje stanja pripravljenosti za neaktivna omrežja ali naprave in jih vključuje le po potrebi. Ker so današnje omrežne storitve in aplikacije oblikovane za neprekinjeno in stalno dosegljivost, mora biti stanje pripravljenosti podprto s posebnimi »proxy« tehnikami, ki lahko ohranjajo »mrežno prisotnost« komponent v pripravljenosti.

Poleg spremljanja neposredne porabe električne energije naprav informacijske tehnologije, je potrebno določiti tudi posreden vpliv informatike na splošno porabo in učinkovitost. Upoštevati je potrebno porabo energije skozi celotno življenjsko dobo različnih vrst informacijske opreme (poleg neposredne porabe tudi proizvodnjo, distribucijo, obnovo ali reciklažo opreme), povečanje učinkovitosti kot rezultat vključevanja informatike v tehnične in ekonomske procese (električna vozila in mobilnost na splošno, zgradbe in drugi porabniki energije), strukturne reforme v gospodarstvu (menjave storitev, dematerializacija gospodarstva) in prihodnjo gospodarsko rast, višjo produktivnost ter s tem tudi možen obraten učinek porabe električne energije (Aebischer, 2009, str. 12).

Povečano učinkovitost porabe električne energije poleg energetske učinkovitejše informacijske infrastrukture določa tudi **ponudba »zelenih« storitev informatike**. Energijska neučinkovitost informacijskih tehnologij (zabavne elektronike, osebnih računalnikov, podatkovnih centrov, omrežnih naprav ...) izhaja iz skupnega cilja sodobnih informacijskih naprav – časovno neomejena in popolna dosegljivost, sodobne informacijske tehnologije pa že nekaj časa nudijo tudi možnosti upravljanja s porabo električne energije. Primer takega ravnanja predstavlja stanje pripravljenosti in nizke porabe električne energije osebnih računalnikov in strežnikov, vendar pa te rešitve pogosto posegajo v učinkovitost tehnologij. Težava stanja pripravljenosti je prehod v novo stanje, ki ni mogoč brez prekinitve TCP, radijske ali kakšne druge omrežne povezave, kar predstavlja glavni razlog pogostega neprestanega napajanja naprav, čeprav večino časa naprave niso v uporabi. Razlog za tako stanje temelji na vedno bolj deljenih resursih naprav, zaradi česar morajo biti naprave oddaljenim uporabnikom/računalnikom vedno dosegljive. Trend energetske potratne neomejene dosegljivosti nadaljujejo tudi druge

potrošniške elektronske naprave, ki so v primerjavi z osebnimi računalniki zasnovane še bolj »mrežno« (Bolla & Bruschi, 2008, str. 3–4).

Za reševanje nastale vrzeli avtorji (Christensen, Gunaratne, Nordman & George, 2004; Gunaratne, Christensen & Nordman, 2005) navajajo različne možnosti zmanjšanja porabe električne energije z uporabo t. i. koncepta ponudbe zelenih storitev informatike (angl. *IT green services*). Koncept omogoča vzdrževanje omrežnih povezav tudi v primeru stanja pripravljenosti naprav, sposoben je ohranjati TCP ali UDP podatkovni tok in se odzivati na sporočila oddaljenega uporabnika ali računalnika. Takšmi informacijski vmesniki bi se odzivali na rutinske zahteve iz pametnega omrežja in bi napravo v stanju pripravljenosti zagnali le v primeru upravičene zahteve. Prihodnje internetne naprave bi tako temeljile na tesnejši integraciji omrežnih protokolov in arhitektur ter bi delovale kot vmesnik za različne tipologije mrežnih naprav in storitev. S tem bi na eni strani zmanjšali potrebo po velikih centraliziranih energijsko potratnih podatkovnih centrih, na drugi strani pa omogočili učinkovito koriščenje novih energetske zmogljivosti in storitev neposredno iz omrežja tehnoloških naprav naslednje generacije (Bolla & Bruschi, 2008, str. 4).

Povezovanje informatike z elektroenergetskim sistemom poleg predstavljenih učinkovitosti spremljajo tudi različna tveganja. Tveganja lahko povzročijo nenamerni izpadi, ki izvirajo iz elektroenergetske infrastrukture in zlonamerne pretnje, ki prihajajo predvsem izven sistema, lahko pa jih povzroči tudi osebje v elektroenergetskem sektorju. Zanesljivost na informatiki temelječih sistemov lahko izboljšamo z uporabo boljših programskih in strojnih inženirskih tehnologij, medtem ko je vzpostavitev kibernetске varnosti veliko večji izziv. Elektroenergetski sektor ne vodi razvoja aplikacij informacijskih tehnologij in z vpeljevanjem novih rešitev deduje težave in slabosti generičnih standardov in aplikacij, ki so pogosto oblikovani brez ustreznih varnostnih rešitev. Neustrezne varnostne rešitve in nepooblaščen posegi v elektroenergetske sisteme imajo lahko dve vrsti posledic – lahko vplivajo na trg električne energije in storitev ali pa na varnost informacij. Prvo kategorijo posledic razumemo kot tveganje, da bo zaradi (ne)namernih tehničnih napak motena oskrba z električno energijo, medtem ko druga kategorija vključuje tveganja povezana z zasebnostjo in zaupnostjo podatkov. Zaupni podatki se lahko uporabljajo v komercialne namene (na primer manipuliranje trga z električno energijo, preučevanje podatkov o navadah in vzorcih potrošnje malih potrošnikov ipd.). Posledice neustrezne kibernetске varnosti (namerne in nenamerne) so za električne naprave in zaposlene v elektroenergetskem sektorju lahko hude (De Vries, Masera & Faas, 2010, str. 174–175).

Vprašanje varnosti elektroenergetske infrastrukture se pojavlja v sklopu različnih disciplin (na primer informatika, inženiring, ekonomija, upravljanje), prav tako pa tudi v sklopu številnih akterjev (na primer proizvodna podjetja, prenosna in distribucijska podjetja, porabniki, borze električne energije, regulatorji). Težave pogosto presegajo nacionalni okvir, saj se povečuje število akterjev in z njimi vprašanj medsebojne povezanosti, kar

povzroča, da upravljanje z varnostjo elektroenergetske infrastrukture vključuje več različnih informacijskih rešitev. Pristop analize varnostnih elementov sistema po kosih v elektroenergetski sferi ni primeren, saj je cilj preprečitev izpada sistema kot celote. Vzdrževanje varnosti elektroenergetskih informacijskih sistemov predstavlja kompleksen problem, pri čemer bo za učinkovito reševanje nastalih izzivov potrebna vključitev različnih metod (De Vries, Masera & Faas, 2010, str. 176–177).

3 INFORMATIKA V VZPOSTAVITVI ENOTNEGA EVROPSKEGA TRGA

V skladu z uvodno predstavitvijo sestave trga z električno energijo in temeljno raziskovalno hipotezo, bomo v empiričnem delu naloge ugotavljali vlogo informatike po posameznih sklopih in sicer za sklop proizvodnje in trgovanja, sklop prenosa in distribucije in za sklop oskrbe in porabe. Analizirali bomo postopke, ki na podlagi evropskih direktiv razvoja enotnega trga z električno energijo v praksi rezultirajo v konkretnih procesih v Sloveniji. V skladu s predhodno analizo izzivov enotnega evropskega trga nas zanima, kakšna je vloga informatike v posameznem sklopu trga z električno energijo, pri čemer bomo opazovali spremembe in informatizacijo procesov pri posameznem deležniku.

3.1 Proizvodnja in trgovanje

Na sodobnem trgu električne energije se proizvodnja in trgovanje z električno energijo pogosto omenjata povezano. Temelj take obravnave izhaja iz dejstva, da je večina večjih trgovcev z električno energijo hkrati tudi lastnikov proizvodnih kapacitet. Informatika v ta odnos bistveno ne poseže, v večji meri jo lahko zasledimo v okviru trgovanja. Trgovanje z električno energijo in s čezmejnimi prenosnimi zmogljivostmi se izvajata ločeno. Posli z energijo se sklepajo tudi bilateralno, izven organiziranega trga, medtem ko se čezmejne prenosne zmogljivosti v večji meri dodeljujejo na različnih avkcijah. V sklopu tega poglavja bomo na praktičnem primeru sodobne ureditve prenovljenih procesov trgovanja ugotavljali vlogo informatike. Zanimata nas vpletenost in vloga informatike v sodobnih procesih proizvodnje in trgovanja, predvsem s čezmejnimi prenosnimi zmogljivostmi.

3.1.1 Čezmejne prenosne zmogljivosti

Informatika je v procese dodeljevanja in upravljanja s čezmejnimi prenosnimi zmogljivostmi (zmogljivosti, ki povezujejo sosednje elektroenergetske sisteme in jih upravljajo sistemski operaterji prenosnih omrežij) posegla še pred formalnim oblikovanjem enotnega evropskega energetskega trga. S čezmejnimi prenosnimi zmogljivostmi (v nadaljevanju ČPZ) se je izvajalo elektronsko trgovanje, ki pa je bilo ločeno od

elektronskega trgovanja z energijo. Prvotne trgovalne rešitve so bile podobne rešitvam, ki so se uporabljale pri trgovanju na elektronskih borzah vrednostnih papirjev, vendar pa so pravila trgovanja oblikovali posamezni meddržavni dogovori. V zadnjem desetletju so se z informatizacijo in oblikovanjem enotnega evropskega energetskega trga oblikovali tudi novi, enotni procesi dodeljevanja ČPZ, ki jih podrobneje analiziramo v nadaljevanju.

3.1.1.1 Izračun in dodeljevanje ČPZ

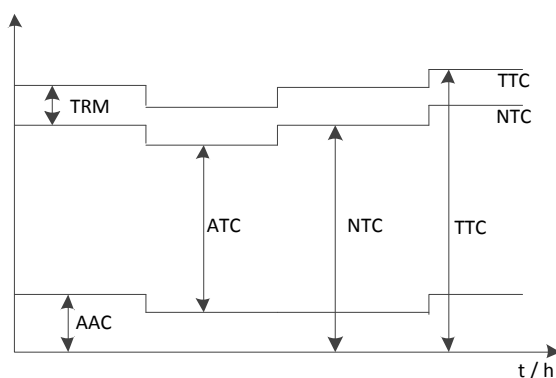
Sodoben sistem izračuna in dodeljevanja ČPZ je določen s krovnim dokumentom ENTSO-E (2011b) za alokacijo in nominacijo ČPZ (angl. *ETSO Capacity Allocation and Nomination – ECAN*). Pri čezmejnih prenosnih zmogljivostih so za udeležence trga z električno energijo pomembni zlasti izvorno in ponorno območje ter urni načrt pretokov električne energije. Električna energija se od izvirnega do ponornega območja pretaka v skladu s Kirchhoffovimi zakoni in komercialni prenos električne energije med izvirnim in ponornim območjem na določenem vodu lahko povzroči zamašitve prenosnih poti na povsem drugih vodih omrežja. Sistemski operaterji elektroenergetskega omrežja zato z namenom odpravljanja zamašitev, na podlagi fizikalnih zakonov električnega pretoka določajo višino ČPZ (Kladnik, Artač, Štokelj & Gubina, 2010, str. 309).

Čezmejne prenosne zmogljivosti ponujene v komercialne namene, so omejene. Višina ČPZ se na vseh slovenskih mejah določa na podlagi ENTSO-E metodologije, ki upošteva različne obremenitve in spreminjajoče se stanje EES, različno število proizvajalcev in porabnikov ter konfiguracije omrežja. Dopustni tok posameznega elektroenergetskega elementa se spreminja v odvisnosti od letnega časa – temperature elektroenergetskega elementa ter temperature okolice, zaradi česar se meja ČPZ ali neto čezmejnih prenosnih zmogljivosti (angl. *Net Transfer Capacity*, v nadaljevanju NTC) določi posebej za zimo in posebej za poletje. Izračun NTC temelji na t. i. referenčnih modelih oziroma dolgoročnih izračunih za zimo in poletje ali pa na bilateralno pripravljenih modelih oziroma kratkoročnih izračunih, ki podrobneje opisujejo prihajajoče elektroenergetske razmere (Eles, 2011). Z informacijskimi rešitvami so ti izračuni še natančnejši in hitrejši.

Celotna prenosna zmogljivost (angl. *Total Transfer Capacity*, v nadaljevanju TTC) je največja možna, varna izmenjava moči med dvema sosednjima EES z upoštevanjem varnostnih standardov v posameznem EES. TTC izračunamo kot seštevek NTC in zanesljivostne prenosne rezerve (angl. *Transmission Reliability Margin*, v nadaljevanju TRM), pri čemer je NTC zmogljivost predvidena za komercialno uporabo in je razlika med TTC in TRM. Slednja določa prenosno zmogljivost, ki jo mora sistemski operater zagotoviti zaradi možnega izpada največjega agregata v regulacijskem območju, zaradi kotnih ali napetostnih stabilnostnih problemov ipd. (Eles, 2011).

Pri **dodeljevanju ČPZ** nas zanimajo razpoložljive ČPZ (angl. *Available Transfer Capacity*, v nadaljevanju ATC), ki predstavljajo neoddani del NTC namenjen za nadaljnjo komercialno rabo. ATC izračunamo tako, da od NTC odštejemo že dodeljene ČPZ (angl. *Already Allocated Capacity*, v nadaljevanju AAC), ki uvodoma običajno predstavljajo ČPZ dodeljene v okviru letnih ali mesečnih avkcij ČPZ (Eles, 2011). Na Sliki 16 je prikazan primer gibanje vrednosti TTC, TRM, NTC, ATC in AAC, ki se v različnih časovnih obdobjih spreminjajo.

Slika 16: Primer kronološkega gibanja vrednosti TTC, TRM, NTC, ATC in AAC



Vir: Eles, Določanja višine ČPZ, 2011.

Aktualne informacijske rešitve poleg opisane metode določevanja ČPZ, ki je v uporabi od odprtja skupnega trga z električno energijo, na temelju pobud Evropske komisije in regulatorjev prinašajo še metodo izračunavanja in dodeljevanja ČPZ na podlagi pretokov moči po prenosnem omrežju (angl. *Flow Based Capacity Allocation – FB*), ki bolje upošteva fizikalno delovanje prenosnega omrežja. Model izračuna ČPZ na podlagi pretokov moči je bolj izpopolnjen kot model NTC, saj se ČPZ izračunavajo na podlagi fizičnih pretokov koordinirano za več območij hkrati. Izračunane ČPZ temeljijo na maksimiranju cene sprejetih ponudb ob upoštevanju fizičnih omejitev v elektroenergetskem sistemu, zaradi česar se pretoki na mejah vedno nahajajo v okviru varnostnih omejitev. S faktorji vpliva spremembe prenosa električne energije (angl. *Power Transfer Distribution Factors – PTDF*) se upoštevajo vsi fizični pretoki, ki so posledica izmenjav v omrežju (Kladnik et al., 2010, str. 306–310).

Koordinirane avkcije na podlagi pretokov, kjer so vse ponudbe za ČPZ optimizirane, izvaja centralizirana avkcijska hiša (angl. *Auction Office*) z enotnim avkcijskim informacijskim sistemom. Pri tej metodi komercialni prenosni niso omejeni s čezmejnimi prenosnimi povezavami točno določenih mej, ampak so pretvorjeni v fizične pretoke na podlagi matrike faktorjev vpliva spremembe prenosa električne energije. ČPZ se dodeljujejo od izvirnega do ponornega območja, kar pomeni, da morajo udeleženci na trgu določiti le ti dve območji, fizično pot pretoka pa določajo faktorji matrike, ki definira poenostavljeni model omrežja. Na tak način se določa maksimalen fizični pretok na vsaki čezmejni

Slika 17: Metode dodeljevanja ČPZ

Izračun NTC				Izračun FB			
Eksplicitno		Eksplicitno		Eksplicitno		Implicitno	
						Decentralizirano	Centralizirano
FCFS	Pro-rata	Bilateralne dražbe	Multilateralne dražbe	Dražbe		Spajanje trgov na podlagi pretokov	Odprto spajanje trgov
Nekoordinirano (N)		K	N	Koordinirano (K)			

Časovni potek razvoja dodeljevanja ČPZ

Z uvedbo enotnih informacijskih rešitev za dodeljevanje ČPZ, se je zožil tudi nabor metod dodeljevanja ČPZ. Uredba 714/2009 Evropskega parlamenta in sveta o pogojih za dostop do omrežja za čezmejno izmenjavo električne energije vzpostavlja mehanizem nadomestil za čezmejni pretok električne energije, oblikuje usklajena načela določitve cene prenosa in pravila za dodeljevanje razpoložljivih prenosnih zmogljivosti med nacionalnimi prenosnimi informacijskimi sistemi. Po uredbi se smejo za dodeljevanje uporabljati le **tržne metode** dodeljevanja ČPZ, s čimer sta ukinjeni pogosto uporabljeni netržni metodi dodeljevanja ČPZ – dodeljevanje na podlagi vrstnega reda prispelih zahtev (angl. *First Come, First Served*) in sorazmerno zniževanje (angl. *pro rata*). Med tržne metode dodeljevanja ČPZ štejemo (AGEN-RS, 2011a; Kladnik et al., 2010, str. 308):

- 55

izračuna tržna cena ČPZ, ki jo plačajo vsi uspešni sodelujoči ponudniki. Tržna cena je enaka ceni zadnje popolno ali delno sprejete ponudbe.

- **Implicitne avkcije** – ta pristop udeležencem trga z električno energijo olajša čezmejno trgovanje, saj lahko v istem koraku hkrati kupijo tako električno energijo kot pravico do njenega prenosa. Implicitne avkcije so lahko organizirane na dva načina: na način razdelitve trga (angl. *Market Splitting*) in na način spajanja trgov (angl. *Market Coupling*), pri čemer način določa stanje zamašitev. Razdelitev trgov uvajamo, kadar nastane zamašitev znotraj posameznega območja in se organizirani trg z električno energijo v tem območju razdeli na več območij. Na novih območjih se na vsaki strani zamašitve oblikuje nova sistemska cena, ceno električne energije pa določata ponudba in povpraševanje za celotno območje. Način spajanja trgov temelji na spajanju več sosednjih trgov z električno energijo, pri čemer se upoštevajo omejitve prenosa med obema območjema. Za oba načina implicitnih avkcij je značilno, da ob zamašitvah nastaneta dve ali več območij, v katerih se določijo sistemske cene. Ko pa zamašitev ni, se obravnava celotno območje kot enoten trg z električno energijo.
- Po zaključenih dnevnih avkcijah in kratkoročnih korekcijskih ciklih, se pri trgovanju večkrat na dan lahko uporablja **neprekinjeno trgovanje** oziroma dodeljevanje ČPZ na podlagi vrstnega reda prispelih zahtev. Udeleženci za ČPZ navadno plačujejo nizko ceno, ali pa so ČPZ zastonj.

Slovenski operater prenosnega omrežja (Eles, 2011) ČPZ določa na podlagi izračuna NTC, dodeljujejo pa se tako na eksplicitnih kot implicitnih avkcijah. Na slovensko-avstrijski meji je Eles izvajanje eksplicitnih avkcij predal skupni avkcijski pisarni CE regionalnega trga (angl. *Central Allocation Office – CAO*), na slovensko-hrvaški meji pa se eksplicitne avkcije izvajajo koordinirano s hrvaškim sistemskim operaterjem. To pomeni da z lastnim informacijskim sistemom dodeluje ČPZ v eno smer meje in dobi rezultate od avkcij izvedenih na hrvaškem za drugo smer meje. ČPZ se dodeljujejo na letnih avkcijah (enkrat letno), mesečnih avkcijah (mesečno) in na dnevnih avkcijah. Dnevne avkcije na slovensko-avstrijski meji potekajo vse dni v tednu od ponedeljka do nedelje, na slovensko-hrvaški meji pa vsak delovni dan, kar pomeni, da se ob praznikih oziroma vikendih en delovni dan pred nastopom praznika oziroma vikenda izvedejo tudi dnevne avkcije do prvega naslednjega delovnega dne.

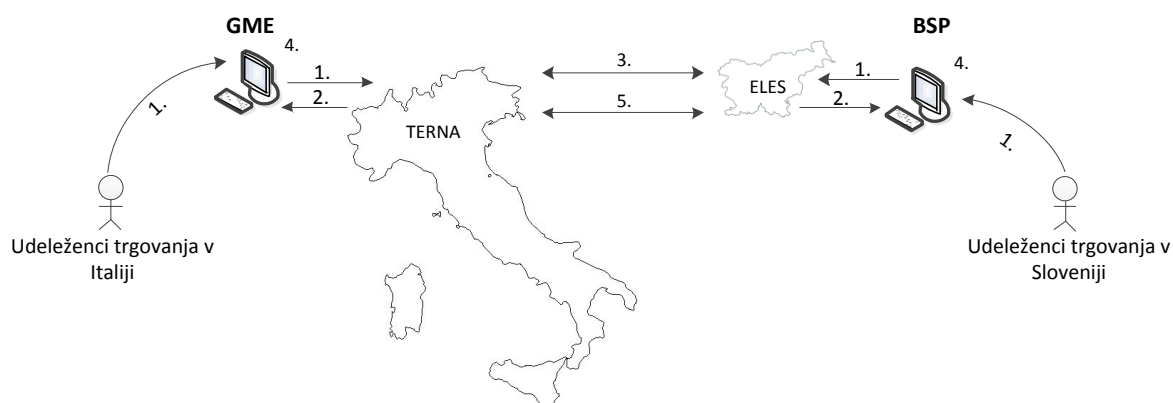
Na slovensko-italijanski meji se ČPZ dodeljujejo na eksplicitnih in implicitnih avkcijah. Letne in mesečne eksplicitne avkcije izvaja avkcijska pisarna CW regionalnega trga (angl. *Capacity Allocation Service Company for the Central West European Electricity market – CASC-CWE*). Dnevne ČPZ se na slovensko-italijanski meji dodeljujejo z implicitnimi avkcijami na način spajanja trgov. Uvedene so bile z začetkom leta 2011, ko je začel veljati pentalateralni sporazum med italijansko borzo z električno energijo (it. *Gestore dei*

Mercati Energetici S.p.A., v nadaljevanju GME), slovensko borzo z električno energijo (BSP Regionalna Energetska Borza, d. o. o., v nadaljevanju BSP), slovenskim organizatorjem trga (Borzen, d. o. o.) in italijanskim (it. *Terna – Rete Elettrica Nazionale S.p.A.*) ter slovenskim sistemskim operaterjem elektroenergetskega prenosnega omrežja. Projekt spajanja slovensko-italijanskega trga je skladen z določbo Uredbe (ES) 714/2009, ki v drugem odstavku 12. člena določa, da je treba spodbujati »... usklajeno dodeljevanje čezmejnih zmogljivosti, in sicer z nediskriminatornimi tržnimi rešitvami in ob ustreznem upoštevanju konkretnih koristi implicitnih dražb za kratkoročne dodelitve ...«.

Spajanje slovensko-italijanskega trga privzema decentraliziran pristop, ki je nastal na temelju prenove trgovalnih informacijskih sistemov borz z električno energijo v obeh državah, pri čemer algoritem ujemanja prenovljenih sistemov upošteva in vključuje celoten model omrežja na tej meji. Dodeljevanje ČPZ na implicitni avkciji meje poteka po naslednjem zaporedju, prikazanem tudi na Sliki 18 (BSP, 2011, str. 10–11):

- udeleženci slovensko-italijanskega trga oddajo ponudbe lokalnima borzama električne energije;
- SO vsake države lokalni borzi sporoči vrednost ATC, GME pa nato te vrednosti objavi še na skupnem trgovalnem informacijskem sistemu;
- GME in BSP si na anonimni način izmenjata ponudbe udeležencev posameznega trga in ATC vrednosti;
- GME in BSP nato sočasno izvajata algoritme ujemanja in računata rezultate;
- GME in BSP preverita skladnost rezultatov in jih javno objavita.

Slika 18: Dodeljevanje ČPZ na SI-IT meji



Vir: BSP, *Market Coupling on the Italian – Slovenian Border*, 2011, str. 11.

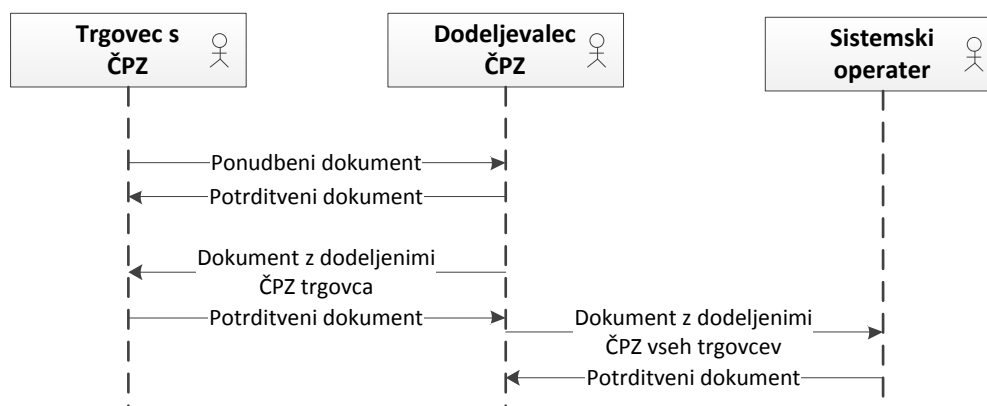
3.1.1.2 ČPZ znotraj dneva

Sistemske operaterji objavljajo višino ATC za vsak tip avkcije posebej – letno, mesečno in dnevno ter nato še enkrat po zaključenih dnevniških avkcijah. Po zaključenih dnevniških avkcijah in izvedenih korekcijskih cikli, ki sledijo, se ATC objavlja za potrebe dodeljevanja ČPZ znotraj dneva (angl. *Intraday*). Od julija 2011 poteka na slovensko-avstrijski meji proces dodeljevanja ČPZ za obe smeri meje v skladu z zahtevami Uredbe (ES) 714/2009, v celoti pa ga za obe strani izvaja Eles (2011). Z novim informacijskim sistemom se je pri tem dosegla večja koordiniranost in transparentnost delovanja, konkretne izboljšave pa so vezane predvsem na (Eles, 2011):

- uskladitev postopka dodeljevanja;
- uskladitev časovnic;
- konsistentne pogodbene okvire z udeleženci trga;
- izenačitev obveznosti imetnikov čezmejnih prenosnih zmogljivosti o podajanju informacij povezanih z uporabo le-teh;
- natančno definicijo postopka dodeljevanja v okviru pripadajočih Pravil za dostop do čezmejnih prenosnih zmogljivosti z uporabo znotraj dneva.

Udeleženci lahko znotraj dneva na slovensko-avstrijski meji spremljajo objave ATC v dejanskem času, vsaka rezervacija ČPZ pa ATC takoj zmanjša. Rezervacija ČPZ se opravi z oddajo elektronskega ponudbenega dokumenta (angl. *Bid Document*), ki je v skladu z ENTSO-E pravili izmenjave podatkov v standardiziranem formatu. Ponudba predstavlja zahtevo za uporabo ČPZ izbranih časovnih serij, ki se podeljujejo na podlagi metode vrstnega reda prispelih zahtev in so v procesu dodeljevanja ČPZ znotraj dneva brezplačne. Po prejemu ponudbenega dokumenta, informacijski sistem preveri formalno ustreznost dokumenta v skladu s splošnimi pravili, ki veljajo za izmenjavo elektronskih dokumentov v okviru ENTSO-E. Sistemski operater v Sloveniji privzame v primeru dodeljevanja pravic ČPZ znotraj dneva vlogo dodeljevalca ČPZ (angl. *Transmission Capacity Allocator*) in po opravljeni kontroli formalne ustreznosti prispelega ponudbenega dokumenta udeležencu odgovori s standardnim potrditvenim dokumentom in z dokumentom, ki vsebuje dodeljene ČPZ (angl. *Total Allocation Result Document*). Tudi dokument z dodeljenimi ČPZ je v ustreznem standardiziranem formatu, udeleženca in sistemskega operaterja pa informira o dodeljenih oziroma nedodeljenih ČPZ posameznega časovnega intervala, o identifikaciji pogodbe ČPZ in pa o tipu dodeljenih ČPZ (Eles & APG, 2011). Shema procesa je prikazana na Sliki 19.

Slika 19: Proces dodeljevanja ČPZ znotraj dneva



Vir: ENTSO-E, *ENTSO-E Capacity Allocation and Nomination System (ECAN) Implementation Guide*, 2011b, str. 38.

Po uspešno pridobljenih ČPZ mora bilančno odgovorna stranka (angl. *Balance Responsible Party*, v nadaljevanju BRP) v roku ene ure oziroma najkasneje v dogovorjenem času pred začetkom izvedbe korekcijskega cikla oddati vozni red obema sistemskima operaterjema, sicer se rezervirane ČPZ odzamejo in ATC se ponovno poveča. Proces pošiljanja ali vnosa voznihi redov je enak kot pri postopkih nominacije voznihi redov na podlagi dolgoročnih ali kratkoročnih (torej na dnevnih avkcijah pridobljenih) ČPZ. Vsako uro se izvede tudi korekcijski cikel in BRP prejme tudi končno potrditveno poročilo s potrjenimi časovnimi serijami. Za korekcijske cikle znotraj dneva je značilno, da se vsako uro izvedejo samo enkrat in BRP-ji nimajo možnosti pošiljanja popravkov, sistemski operater pa v prilagojenem »Cut off time« korekcijskem ciklu neusklajene vozne rede takoj korigira. Informatika s takim načinom dodeljevanja ČPZ standardizira in avtomatizira postopek dodeljevanja ČPZ znotraj dneva. Telefonsko povpraševanje po prostih ČPZ več n potrebno, prav tako pa tudi ne telefonska rezervacija. Vsi podatki so na voljo v sklopu informacijskih rešitev za delo s ČPZ.

3.1.1.3 Sekundarni trg ČPZ

Sekundarni trg (angl. *secondary market*) omogoča trgovanje oziroma prenos že dodeljenih ČPZ, pri tem pa ločimo tri vrste prenosov (ENTSO-E, 2001b, str. 32–33):

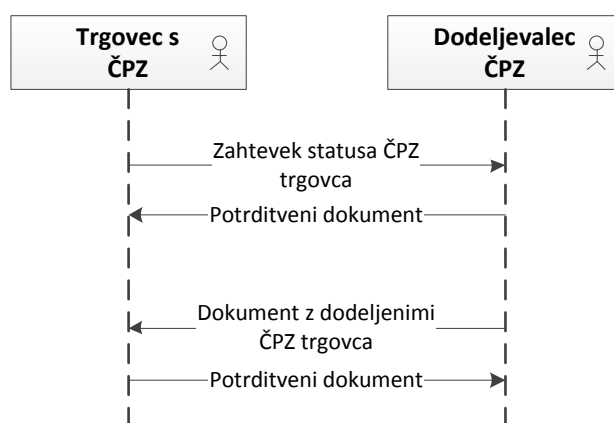
1. **Sprostitev ČPZ** (angl. *Capacity Rights Resale*) – lastnik lastne ČPZ sprost in dodeljevalcu ČPZ omogoči ponovno dodelitev ali prodajo ČPZ. V primeru uporabe principa »uporabi ali prodaj« (angl. *use it or sell it – UIOSI*) lahko imetnik ČPZ pridobi koristi od ponovne prodaje predhodno nenominiranih dodeljenih ČPZ na

- avkciji. V primeru principa »uporabi ali izgubi« (angl. *use it or lose it – UIOLI*) so nenominirane dodeljene ČPZ ob zaključku določenega cikla odvzete samodejno;
2. **Prenos ČPZ** (angl. *Capacity Rights Transfer*) – lastnik ČPZ slednje prenese na drugega tržnega udeleženca in o tem obvesti dodeljevalca ČPZ. Dodeljevalec ČPZ potrdi spremembe obstoječemu in novemu lastniku ČPZ.
 3. **Določitev stranke za najavo voznega reda ČPZ** (angl. *Designate for Nomination*) – stranka obvesti dodeljevalca ČPZ o tržnem udeležencu, ki bo najavil vozni red z navedenimi ČPZ. Postopek se uporablja, kadar ima stranka, ki je lastnik ČPZ, pravico le upravljati s kapacitetami, ne pa tudi najavljati čezmejne vozne rede.

Sekundarni trg se je dokončno izoblikoval šele s popolno informacijsko podporo procesom dodeljevanja ČPZ, izvajajo ga dodeljevalci ČPZ, systemske operaterje pa o rezultatih obveščajo z dokumentom o dodeljenih ČPZ vseh udeležencev prenosa električne energije na določeni meji. Najpogosteje se v okviru sekundarnega trga izvaja proces povpraševanja po stanju ČPZ posamezne stranke, sprostitve ČPZ in pa prenos ČPZ.

Udeleženec trgovanja oziroma lastnik ČPZ lahko dodeljevalca ČPZ z elektronskim dokumentom zaprosi za stanje njegovih ČPZ. Za ta namen je ENTSO-E razvil elektronski dokument, ki zahteva status ČPZ udeleženca (angl. *Status Request Document*), dodeljevalec ČPZ pa mu sprva odgovori s potrditvenim dokumentom, nato pa še z dokumentom stranki dodeljenih ČPZ dneva. Odnos med trgovcem oziroma lastnikom ČPZ in dodeljevalcem ČPZ v primeru zahtevka o statusu ČPZ udeleženca prikazuje Slika 20.

Slika 20: Proces preverjanja statusa ČPZ udeleženca

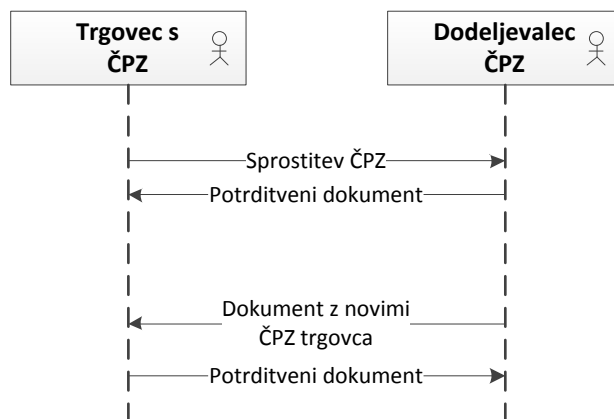


Vir: ENTSO-E, *ENTSO-E Capacity Allocation and Nomination System (ECAN) Implementation Guide*, 2011b, str. 43.

V primeru procesa sprostitve ČPZ udeleženec z dodeljenimi zmogljivostmi pripravi dokument dodeljenih ČPZ dneva in pri tem izbere ustrezen tip dokumenta (sprostitve ČPZ) in poslovni tip transakcije (napoved prenosa ČPZ). Pomembni elementi pogodbe so še

izvorno in ponorno območje, identifikacija ČPZ ter tip ČPZ. Informacijski sistem ob prejetju preveri navedene elemente ter nato generira nov dokument dodeljenih ČPZ. Udeleženec je s strani dodeljevalca ČPZ obveščen o novem (zmanjšanem) stanju ČPZ. Odnos med trgovcem oziroma lastnikom ČPZ in dodeljevalcem ČPZ prikazuje Slika 21.

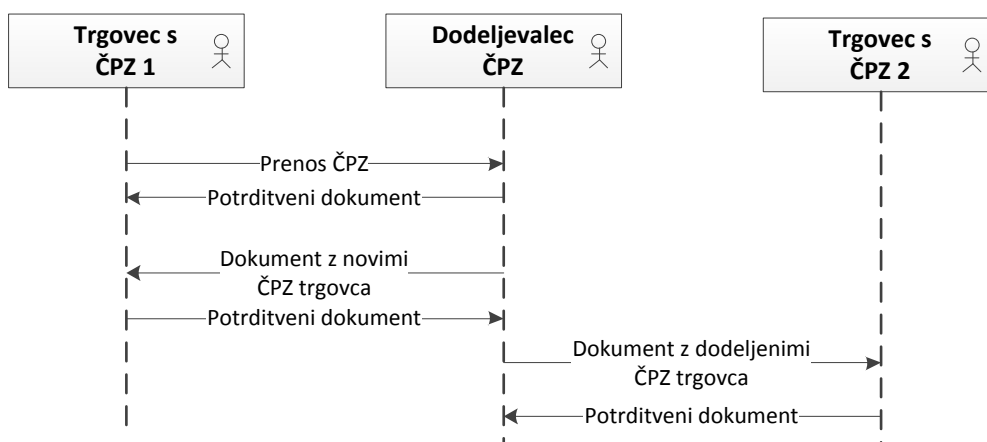
Slika 21: Proces sprostitve ČPZ



Vir: ENTSO-E, *ENTSO-E Capacity Allocation and Nomination System (ECAN) Implementation Guide*, 2011b, str. 43.

Proces prenosa ČPZ je identičen procesu sprostitve ČPZ, le da udeleženci podajajo drug tip dokumenta in dodatno še prejemnika ČPZ. Po prejetju dokumenta in uvodni kontroli se pošiljatelju pošlje potrditveni dokument, nato pa še nova verzija dokumenta z lastnimi (zmanjšanimi) ČPZ. V primeru prenosa ČPZ dobi dokument z dodatnimi ČPZ tudi, v prvotnem zahtevku podan, prejemnik ČPZ. Na Sliki 22 je prikazan odnos med dodeljevalcem ČPZ in lastnikoma ČPZ.

Slika 22: Proces prenosa ČPZ



Vir: ENTSO-E, *ENTSO-E Capacity Allocation and Nomination System (ECAN) Implementation Guide*, 2011b, str. 43.

ENTSO-E je v okviru ciljev liberalizacije in integracije evropskega trga električne energije z namenom večje preglednosti oblikoval skupno informacijsko platformo (angl. *transparency platform*) z vsemi ključnimi podatki posameznega območja. Platforma je centraliziran sistem za združevanje in prikazovanje, pri skrbnikih podatkov ali pri posameznih sistemskih operaterjih, že obstoječih podatkov. Podatke skrbniki in sistemski operaterji pošiljajo v standardiziranem elektronskem formatu ob dogovorjenih terminih ali dogodkih v sistemih. Glavni cilj združene objave podatkov je lažji in preglednejši dostop do informacij za udeležence oziroma interesente skupnega trga z električno energijo. Dostop do storitev platforme je brezplačen in odprt za vsakogar, ki ima interes spremljati razvijajoči se veleprodajni trg z električno energijo v Evropi. Z vzpostavitvijo informacijske platforme so se prvič v zgodovini Evrope na enem mestu objavili vsi ključni podatki o ČPZ in prezasedenostih visokonapetostnih povezovalnih prenosov v Evropi, z nadaljnjo integracijo in liberalizacijo evropskega trga z električno energijo pa se bo platforma še dopolnjevala (ENTSO-E, 2011).

Iz prikazane analize izhaja, da oblikovanje enotnih procesov trgovanja s čezmejnimi prenosnimi zmogljivostmi temelji na informatiki. V največji meri se to kaže z oblikovanjem procesov enotnega trgovanja z energijo in s ČPZ (oblikovanje procesov implicitnih in eksplicitnih avkcij), s čimer se je dosegla višja likvidnost, transparentnost, jasnost postopkov trgovanja in rezultatov, ki iz njih izhajajo. Tudi pri oblikovanju enotnih evropskih pravil izračuna razpoložljivih ČPZ informatika izkazuje znatno vlogo, predvsem v primeru izračunavanja in dodeljevanja ČPZ na podlagi pretokov moči, kjer informacijske rešitve opravljajo kompleksne izračune in simulacije pretokov energije v evropskem prenosnem omrežju.

Vloga informatike se odraža tudi na sekundarnem trgu ČPZ. Informacijske rešitve tudi pri nas v celoti izvajajo elektronske procese sprostitve in prenosa ČPZ, vendar pa lahko kljub vsem področjem proizvodnje in trgovanja, ki se izvajajo na temelju informatike, informatiki pripišemo vlogo tudi v prihodnjih procesih oblikovanja evropskega trga. Kljub popolnoma elektronskemu trgovanju, informacijski povezanosti in jasnosti postopkov, med udeleženci trgovanja, proizvajalci in ponudniki ne zasledimo vidnejšega obsega tujih udeležencev. Informatika je s povezanostjo omogočila pogoje za prihod, povezovanje in širitev trga, za doseg njene polne vrednosti na področju proizvodnje in trgovanja, pa bo potrebno odpraviti še birokratske in druge ovire.

3.2 Prenos in distribucija

V sklopu prenosa električne energije se omejujemo na Centralno-vzhodni regionalni trg in Centralno-južni regionalni trg, torej trga, del katerih je Slovenija. Na praktičnem primeru analiziramo in raziskujemo vlogo in vpletenost informatike v procesih upravljanja

prenosnega omrežja in prenosa električne energije, ki na temelju informacijskih rešitev oblikujejo enoten trg električne energije (CEER & ERGEG, 2006, ENTSO-E, 2011a). Zanima nas, kako se informatika odraža v konkretnih poslovnih procesih in v kakšni meri je vključena v prenovljene procese prenosa električne energije.

V drugem delu poglavja analiziramo vpletenost informatike v proces distribucije. Zahteva Direktive 2009/72/EC o opremljenosti z inteligentnimi merilnimi sistemi seže tudi na področje distribucije in slovenska distribucijska podjetja so z informatiko povezana predvsem z uvedbo sistema naprednih merilnih infrastruktur v sklopu koncepta pametnih omrežij. Na nujnost uvedbe novih informacijskih rešitev na elektroenergetskem trgu kaže tudi vedno večje število razpršenih virov proizvodnje, ki se priključujejo na distribucijsko omrežje in povzročajo veliko bolj dinamične obremenitve. Proces distribucije se bo moral prilagoditi zahtevam po spremljanju obremenitev v realnem času in zanima nas, kakšna je vloga informatike v teh procesih, ki se na temelju evropskih direktiv uvajajo na nacionalni ravni.

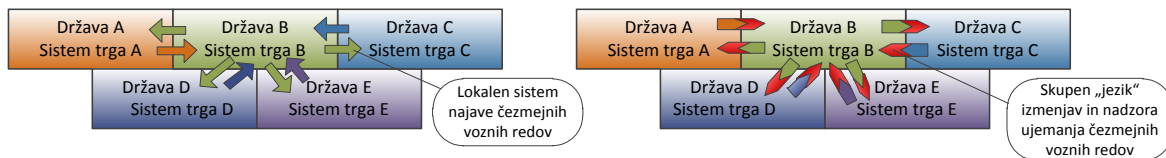
3.2.1 Sistem voznih redov

Trgovci oziroma bilančno odgovorne stranke v fazi nominacije najavljajo uporabo čezmejnih prenosnih zmogljivosti v obliki t. i. voznih redov, s čimer poročajo koliko dodeljenih ČPZ bodo uporabili na določeni meji in v določeni smeri za čezmejni prenos električne energije. Osrednji akterji procesa so tako sistemski operaterji prenosnega omrežja in bilančno odgovorne stranke.

Pred informatizacijo procesov so na različnih mejah veljali različni procesi najave, spremljanja in korekcije čezmejnih voznih redov. Enoten sistem najave voznih redov (angl. *ETSO Scheduling System*, v nadaljevanju ESS), kot ga določa ENTSO-E (2009a), predstavlja prvi korak pri razvoju novega, skupnega evropskega koncepta najave voznih redov čezmejnih izmenjav električne energije in operativnega planiranja. Nov proces v celoti temelji na informacijskih rešitvah, vključujoč standardizacijo in avtomatizacijo elektroenergetskih trgov Evrope, pri čemer se oblikujejo enotna pravila komuniciranja in enotna uporaba informacijskih struktur za vse udeležence trga. Združevanje in poenotenje nacionalnih pravil čezmejnih izmenjav voznih redov predstavlja velik izziv in oblikoval se je skupen t. i. »SO-SO jezik« za izmenjavo čezmejnih informacij med sistemskimi operaterji (Slika 23). Informatika s skupnimi pravili omogoča bolj učinkovito usklajevanje sistema in izmenjavo podatkov med sistemskimi operaterji, neodvisno od lokalnih pravil izmenjave in zbiranja podatkov, ter enak informacijski proces najave voznih redov ne glede na to, na kateri meji udeleženci prenašajo električno energijo. Informatika je obstoječe nacionalne in meddržavne procese v zadnjih letih v veliki meri preoblikovala, predvsem na področju povezave slovenskega elektroenergetskega sistema z

elektroenergetskim sistemom Avstrije in Italije, v postopku pa so prenove procesov tudi na meji s Hrvaško.

Slika 23: Oblikovanje skupnega »SO-SO jezika«

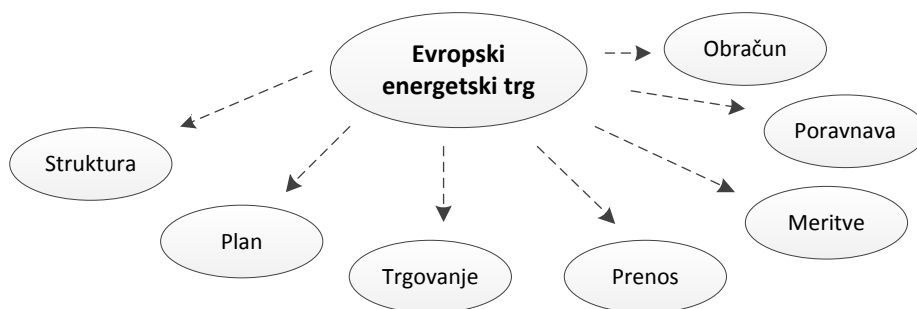


Vir: UCTE, *Implementation Guide for the ESS in the UCTE processes*, 2007, str. 9.

Proces zagotavljanja ravnovesja elektroenergetskega sistema lahko razdelimo v tri večje faze, ki so razčlenjeno prikazane tudi na Sliki 24 (ENTSO-E, 2009a, str. 19):

1. **Faza načrtovanja** (angl. *planning phase*) – sodelujoče stranke za dan vnaprej izračunajo porabo in proizvodnjo, ter jo do zaključka roka za najavo vozni redov napovedo odgovornim sistemskim operaterjem. Sistemski operaterji še v isti fazi trgovce oziroma druge sodelujoče stranke obvestijo o sprejetju oziroma zavrnitvi najavljenih vozni redov, nato pa ob dogovorjenih urah vozne rede za vsako mejo in smer družijo ter jih uskladijo s sosednjimi sistemskimi operaterji. Po uskladitvi vozni redov operater prenosnega omrežja uporabniku odobri posamezen prenos električne energije s potrditvijo voznega reda.
2. **Faza delovanja** (angl. *operation phase*) – načrt prenosa, ki je bil določen v fazi načrtovanja, se v tej fazi izvaja. Sistemski operater z namenom zagotovitve uravnovešenosti sistema v vsakem trenutku spremlja morebitna odstopanja med proizvodnjo, potrošnjo in nepredvidenimi odstopanji. Znotraj te faze se, z namenom dodeljevanja ČPZ znotraj dneva, sprotno objavljajo še razpoložljive čezmejne prenosne zmogljivosti.
3. **Faza poravnave** (angl. *settlement phase*) – izvaja se, ko sta obe predhodni fazi zaključeni in razdelimo jo lahko na tri glavne aktivnosti. Prva je zbor vseh najavljenih prenosov (vozni redov), sledi zbiranje merskih podatkov iz števcov in primerjava z najavljenimi voznimi redi ter nato kot tretja aktivnost obračun odstopanj glede na dejanske prenose.

Slika 24: Faze zagotavljanja ravnovesja elektroenergetskega sistema



Vir: Z. Marinšek in G. Černe, *Roles and processes model for electricity market trading processes in Europe*, 2011, str. 1.

ENTSO-E je z namenom zagotavljanja višje operativne učinkovitosti poslovnih procesov in avtomatizacije izdal temeljne dokumente za elektronski sistem izmenjave poslovnih podatkov v standardiziranih formatih (angl. *Electronic Data Interchange*). Oblika ESS datotek temelji na XML (angl. *eXtensible Markup Language*) standardu, ki je enostaven za uporabo, poleg tega pa se uporablja v številnih, na internetu temelječih, aplikacijah. Preoblikovanje in redefinicija temeljnih dokumentov za izmenjavo podatkov kažeta pomen informatike pri vzpostavitvi enotnih elektronskih dokumentov.

Enoten sistem uporabe dopušča prilagajanja specifičnim zahtevam lokalnih tržišč, natančno pa so definirana splošna pravila (UCTE, 2007, str. 27):

- vsak dokument v sistemu mora imeti enoznačno identifikacijo;
- vsaka sprememba dokumenta povzroči dvig verzije dokumenta, verzije dokumenta pa morajo biti pozitivna cela števila začenši se z ena;
- vsak dokument mora vsebovati identifikacijo, verzijo in ustrezne tipe najave, pošiljatelja in prejemnika z vlogama v sistemu, datum priprave dokumenta, časovni interval najave ter časovne serije s podatki o prenosu;
- vrednosti časovnih serij morajo biti v vseh intervalih pozitivne;
- vsaka nova verzija dokumenta mora vsebovati vse predhodne časovne serije;
- prejem vsakega dokumenta mora biti potrjen z elektronskim potrditvenim dokumentom;
- čas je v dokumentih izražen v UTC obliki (angl. *Coordinated Universal Time*) in je v skladu z ISO 8601;
- vsi v dokumentih uporabljeni tipi morajo biti v skladu s prej določenimi ENTSO-E šifranti;
- časovne serije morajo biti oblikovane v 15, 30 ali 60-minutnih resolucijah.

Poleg naštetih splošnih pravil, se je v sklopu ENTSO-E izoblikovalo pravilo o enoznačno identificiranih udeležencih evropskega trga z električno energijo, s čimer se zagotavlja

učinkovitejša medsebojna elektronska izmenjava podatkov in zmanjšanje števila napak. Pravilo je posledica popolne informatizacije izmenjave dokumentov, pri čemer mora biti posamezen udeleženec v sistemu enoznačno definiran po vnaprej določenem algoritmu, kar v takem obsegu ni veljalo za predhodne, nestandardizirane procese. Za identificiranje udeležencev se uporablja t. i. EIC koda (angl. *Energy Identification Code*), sestavljena iz alfa-numeričnih znakov in pa znaka minus (-), skupno torej iz nabora 37-ih znakov, pri čemer je koda dolga 16 znakov. Sestavljena je po točno določenih pravilih, in sicer tretji znak pomeni vrsto kode (na primer X – stranka, Y – območje), naslednjih dvanajst znakov določa stranko, zadnji znak pa se generira avtomatsko na osnovi kombinacije prvotnih 15 znakov in velja kot kontrolni znak. Slika 25 prikazuje sestavo EIC kode še grafično in sicer je v prvem okenčku koda podeljevalca kod, sledi tip kode, identifikacija udeleženca in kontrolni znak.

Slika 25: Sestava EIC kode

AA	X	ABCDEFGHIJKL	C
----	---	--------------	---

Vir: ENTSO-E, Energy Identification Coding Scheme (EIC), 2011.

Poleg tehničnih navodil za oblikovanje EIC kode, veljajo pri dodeljevanju EIC kod še naslednja splošna pravila (Eles, 2011):

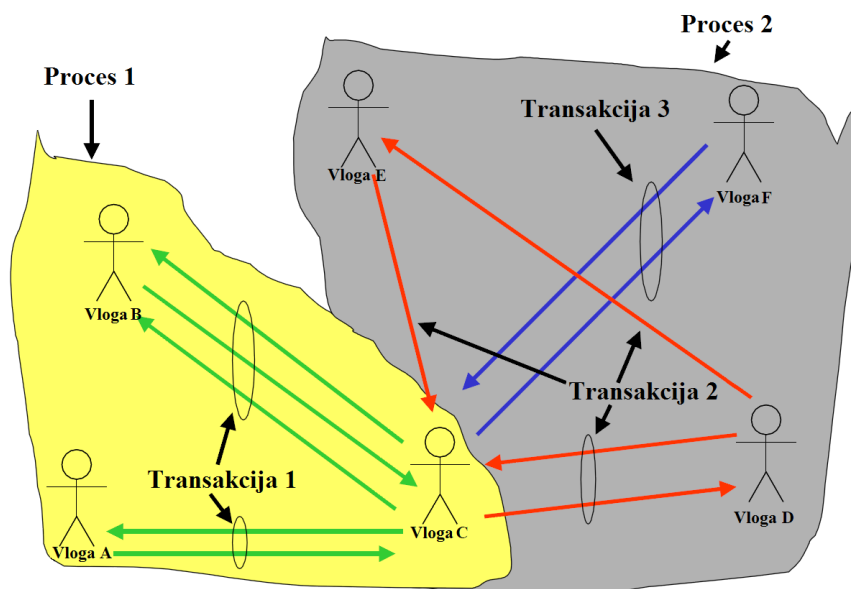
- koda je edinstvena na globalnem nivoju in ena dodeljena koda za identifikacijo predstavlja točno en subjekt;
- enkrat dodeljena EIC koda ostane nespremenjena in aktivna dokler se status nosilca ne spremeni, kar posledično pomeni tudi, da ne bo spremenjena, v kolikor se spremeni le ime organizacije. Koda se ukine, ko entiteta preneha obstajati;
- ukinjenih EIC kod ni možno ponovno uporabiti;
- pred dodelitvijo EIC kode mora lokalni podeljevalec kod preveriti in registrirati vsako kodo pri centralnem podeljevalcu kod (angl. *Central Issuing Office*);
- v kolikor EIC koda ni potrjena s strani centralnega podeljevalca kod, je dodeljena koda le lokalna in je veljavna samo znotraj domene lokalnega podeljevalca kod.

Informatika je na novo definirala tudi kanal izmenjave podatkov. Elektronska izmenjava podatkov med sistemskimi operaterji poteka po privatnem, od interneta ločenem omrežju, namenjenem le upravljavcem prenosnih omrežij, pri čemer lahko sistemski operaterji podatke prenašajo v dejanskem času (angl. *real time*). Omrežje, ki omogoča hiter prenos podatkov, slik in zvoka imenujejo informacijska avtocesta (angl. *electronic highway*), v elektroenergetskem omrežju Evrope pa njena uporaba zagotavlja varno in zanesljivo izmenjavo informacij o delovanju sistemov. Pod okriljem delovnih skupin ENTSO-E se izvaja določanje dokumentov, ki se lahko prenašajo, določanje strank s pravico dostopa do

omrežja, analiza novih oziroma bodočih potreb po izmenjavi podatkov in oblikovanje standardov za izmenjavo podatkov. Delovne skupine spremljajo uporabo informacijske avtoceste, usklajujejo vzdrževanje in obratovanje ter analizirajo in predlagajo informacijske rešitve (ENTSO-E, 2011). Elektronski dokumenti se med udeleženci sistema vozni redov in tudi sicer prenašajo še po elektronski pošti, v primeru izpada komunikacijskih linij pa je pri vseh udeležencih možen ročen uvoz elektronskih dokumentov v elektroenergetske sisteme.

Z informatizacijo stranka v procesih skupnega evropskega energetskega trga predstavlja organizacijo ali del organizacije, ki sodeluje v poslovnih transakcijah. Poslovna stranka ima lahko v različnih fazah procesa zagotavljanja ravnovesja različne vloge. Vse vloge, ki se lahko pojavijo na skupnem trgu z električno energijo so določene v ENTSO-E modelu vlog (angl. *Role Model*). Vloga predstavlja predvideno zunanje obnašanje stranke elektroenergetskega sistema, pri čemer si stranke vlog ne morejo deliti, lahko pa ima posamezna stranka več vlog (sistemski operater na primer zavzema tudi vlogo trgovca s ČPZ). Z vlogami opisujemo zunanje povezave med strankami, s ciljem doseganja poslovnih transakcij. Slednje razumemo kot vnaprej določen nabor aktivnosti z ciljem izvršitve skupnega poslovnega procesa strank oziroma vpletenih vlog, poslovni proces pa kot formalno specifikacijo niza poslovnih transakcij z istim ciljem – na primer najava ČPZ za dan vnaprej (ENTSO-E, 2009b, str. 7). Na Sliki 26 je predstavljena povezava med predstavljenimi elementi modela vlog.

Slika 26: Elementi modela vlog



Vir: ENTSO-E, ENTSO-E The Harmonised Electricity Market Role Model, 2009b, str. 7.

Vloge so znotraj modela samostojne in imajo avtonomno funkcijo. Da lahko stranka prevzame funkcijo vloge, mora v elektroenergetskem sistemu izpolnjevati naslednje zahteve (ENTSO-E, 2009b, str. 7):

- biti mora interoperabilna, s čimer razumemo zmožnost sodelovanja pri razvoju poslovnih procesov, pri gradnji zaporedja izmenjave informacij in izpolnjevanju pogojev za izmenjavo informacij. Vloga mora biti poslovno odgovorna, kar ji nadalje omogoča prejetje in pošiljanje informacij in izvajanje ukrepov, ki izhajajo iz prejetih informacij ali procesnih pravil;
- imeti mora dodeljene funkcije, ki so potrebne za sodelovanje pri izmenjavi informacij z drugimi vlogami;
- upoštevati mora procesne omejitve v postopkih, kjer sodeluje. Takšne omejitve so podrobneje opredeljene v posamezni specifikaciji poslovnega procesa, na primer upoštevanje kakovosti storitev in poznavanje omrežja ter varnostnih elementov ali upoštevanje omejitev vloge ipd.;
- upoštevati mora generično pravilo, da je model vlog specifičen in da se lahko posamezna vloga v evropskem energetskem modelu pojavi samo v enem kontekstu.

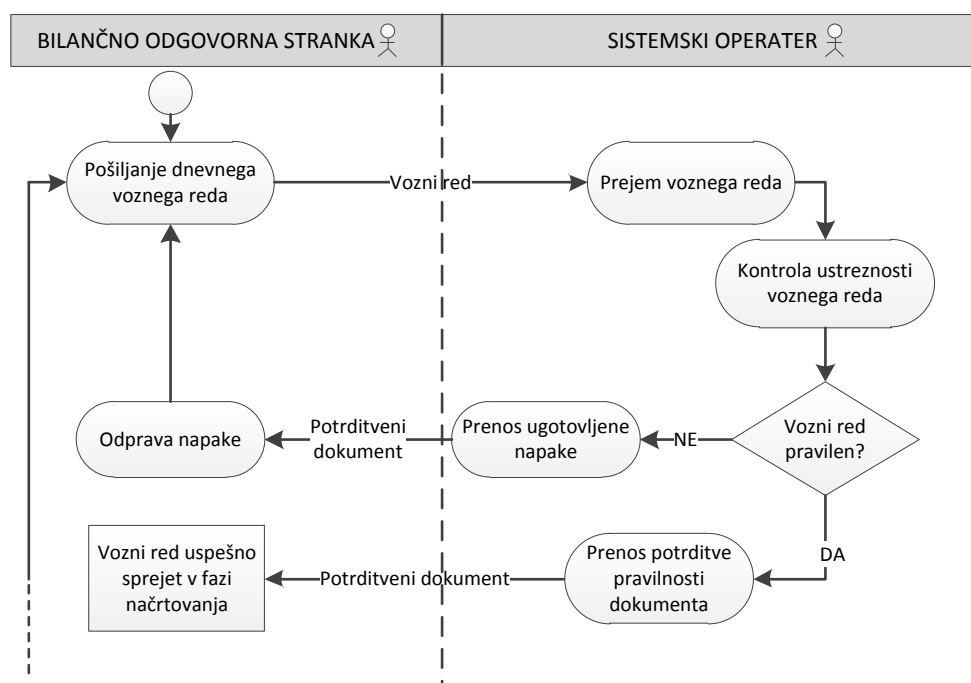
BRP je vloga stranke v elektroenergetskem sistemu, ki s pogodbo zagotavlja finančno varnost in deluje v interesu uravnoveženosti sistema. Uravnoveženost sistema v kontekstu te vloge pomeni, da mora biti najavljena količina v voznih redih enaka proizvodni ali porabljeni energiji. Vloga strankam daje pravico delovanja na trgu električne energije – nakup ali prodaja električne energije na veleprodajni ravni, stranke pa so razvrščene v t. i. bilančne skupine, ki so v Sloveniji upravljane s strani izvajalca organiziranega trgovanja (Borzen, d. o. o.). Bilančne skupine (angl. *Balance group*) predstavljajo prvi element vertikalne strukture vlog procesa zagotavljanja ravnovesja elektroenergetskega sistema, sledita ravnotežno tržno območje (angl. *Market Balance Area*) in lokalno tržno območje (angl. *Market Area* ali *Local Market Area*). Ravnotežno tržno območje predstavlja ozemlje delovanja posameznega systemskega operaterja, s skupnimi tržnimi pravili in skupno poravnavo. Več ravnotežnih tržnih območij se nadalje povezuje v lokalna tržna omrežja (Marinšek & Černe, 2011, str. 2–3).

3.2.1.1 Faza načrtovanja

Informatiziran postopek najave v sistemu voznih redov spada v fazo načrtovanja in se začne z oddajanjem voznih redov s podatki o čezmejnih prenosnih zmogljivostih za dan vnaprej. V t. i. **predložitveni fazi** sistem preverja, ali so vsi prejeti dokumenti v skladu s

predpisi na trgu. BRP-ji oblikujejo in pošiljajo vozne rede v skladu s splošnimi pravili za oblikovanje dokumentov in v delu dokumenta s časovnimi serijami navedejo enega ali več časovnih intervalov s podatki o prenosu (moč podana v MW). Posamezna časovna serija ponovno vsebuje identifikacijo in verzijo, stranki in območji izvora ter ponora energije, identifikacijo pogodbe s pridobljenimi ČPZ, tip ČPZ (dnevne, mesečne, letne) ter ostale tipe, ki dodatno določijo vsebino najave prenosa. Tip ČPZ določi v kateri proces usklajevanja voznih redov se najava uvrsti, saj se dolgoročno in kratkoročno usklajevanje izvajata ob različnih urah. Sledijo podatki o prenosu energije po posameznih urah ali za posamezni 15-minutni interval. Velja, da lahko BRP za posamezen dan odda samo eno kombinacijo časovne serije z istima strankama in območjema nanašajočima se na isto identifikacijo pogodb oziroma pravic ČPZ.

Slika 27: Prejem voznega reda v fazi načrtovanja



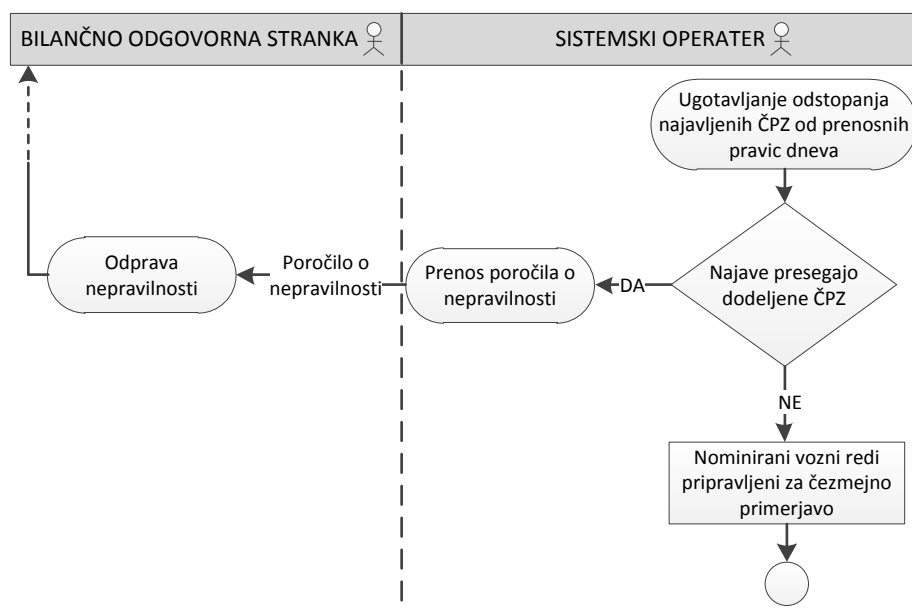
Vir: ENTSO-E, *ETSO Scheduling System (ESS) Implementation Guide*, 2009a, str. 25.

V skladu s prenovljenimi procesi informacijski sistem sistema operaterja (v nadaljevanju SO) po prejetju preveri ustreznost, veljavnost voznega reda. Uvodna kontrola preverja ali je bil dokument prejet znotraj obdobja določenega za najavo voznih redov (roki za najave voznih redov in tudi sicer korekcijskih ciklov ter zaključkov procesa usklajevanja voznih redov so v informatiziranih procesih vnaprej fiksno določeni), obstoj identifikacije pogodbe v dokumentu dodeljenih ČPZ dneva (angl. *Rights Document*), podane stranke, območja in nekatere druge tehnične kontrole. ENTSO-E procesi v povezavi s prenosom vseh elektronskih dokumentov določajo generiranje t. i. elektronskih potrditvenih dokumentov (angl. *Acknowledgement Document – ACK*), kot odgovor na

posamezen prejet dokument. Potrditveni dokumenti pošiljatelja informirajo o polnem sprejetju, zavrnitvi ali pa sprejetju dokumenta kljub napakam, čemur običajno sledi pošiljanje višje verzije dokumenta z odpravljenimi pomanjkljivostmi. Potrditveni dokument je prav tako XML dokument, pri čemer informacije BRP-ju podaja s pomočjo kod, ki so urejene v dveh ravneh. Prva raven določa prejetje ali zavrnitev dokumenta, druga raven pa lahko podaja podatke o napakah na ravni časovnih serij. Z generiranjem potrditvenega dokumenta se faza prenovljenega procesa prejema voznega reda zaključí, celoten proces faze pa je prikazan na Sliki 27.

Naslednja faza informatiziranega procesa je **faza preverjanja in korekcije** (Slika 28), pri čemer, z namenom ugotovitve usklajenosti obeh ravnatežnih tržnih območij, primerjamo vozne rede najavljene lokalnemu in nasprotnemu sistemskemu operaterju. Sistem, še pred korekcijskimi cikli, po posameznih pogodbah sešteje vse najavljene ČPZ in jih primerja z listo vseh čezmejnih prenosnih pravic dneva. V primeru previsokih skupno najavljenih čezmejnih prenosnih zmogljivosti, se vsem udeležnim BRP-jem pošlje poročilo o nepravilnosti (angl. *Anomaly Report – ANO*), ki vsebuje časovne serije z odkritimi količinskimi odstopanji. BRP-ji nato praviloma korigirajo lastne vozne rede in sistemskemu operaterju ali sistemskima operaterjema pošljejo nove verzije dokumentov. Pri tem obstoječih časovnih serij v voznih redih kljub napakam ne smejo odstraniti, lahko pa najavljeno količino ČPZ v časovnih serijah nastavijo na 0.

Slika 28: Preverjanje in korekcije v fazi načrtovanja



Vir: ENTSO-E, *ETSO Scheduling System (ESS) Implementation Guide*, 2009a, str. 25.

Sledijo korekcijski cikli, pri katerih se na posamezni meji izbere eden od dveh predvidenih načinov delovanja (UCTE, 2007, str. 14):

- **enostranski način delovanja** (angl. *single sided mode*), pri katerem eden sistemski operater upravlja s postopkom ugotavljanja ujemanja oziroma odstopanja v imenu obeh sistemskih operaterjev. Sistemski operater lahko pri tem načinu delovanja privzame vlogo sodelujočega SO (angl. *Participating System Operator*) in pooblasti nasprotnega SO za izvajanje postopka ugotavljanja usklajevanja ali pa privzame vlogo sistema operaterja usklajevalca (angl. *Matching System Operator*). Slednji je odgovoren za usklajevanje vseh vozniških redov meje in lahko samostojno uporabi vsa dogovorjena pravila za razrešitev neujemanja;
- **vzporedni način delovanja** (angl. *parallel mode*), kjer oba sistemska operaterja vzporedno izvajata postopek ugotavljanja usklajevanja. Tudi pri tem načinu delovanja se določita ločeni vlogi sistemskih operaterjev, pri čemer ločimo sistema operaterja pobudnika (angl. *Initiating System Operator*) in sistema operaterja prejemnika (angl. *Receiving System Operator*). Oba SO si uvodoma izmenjata zbrane vozne rede. Po prejetju vozniških redov sosednjega operaterja sistemski operater prejemnik vozne rede primerja ter nato sistemskemu operaterju pobudniku pošlje rezultate primerjave. Sistemski operater pobudnik ima pasivno vlogo, vendar pa prav tako primerja rezultate, po prejetih rezultatih primerjave pa sistemskemu operaterju prejemniku sporoči strinjanje oziroma nestrinjanje s predlaganimi rezultati primerjave.

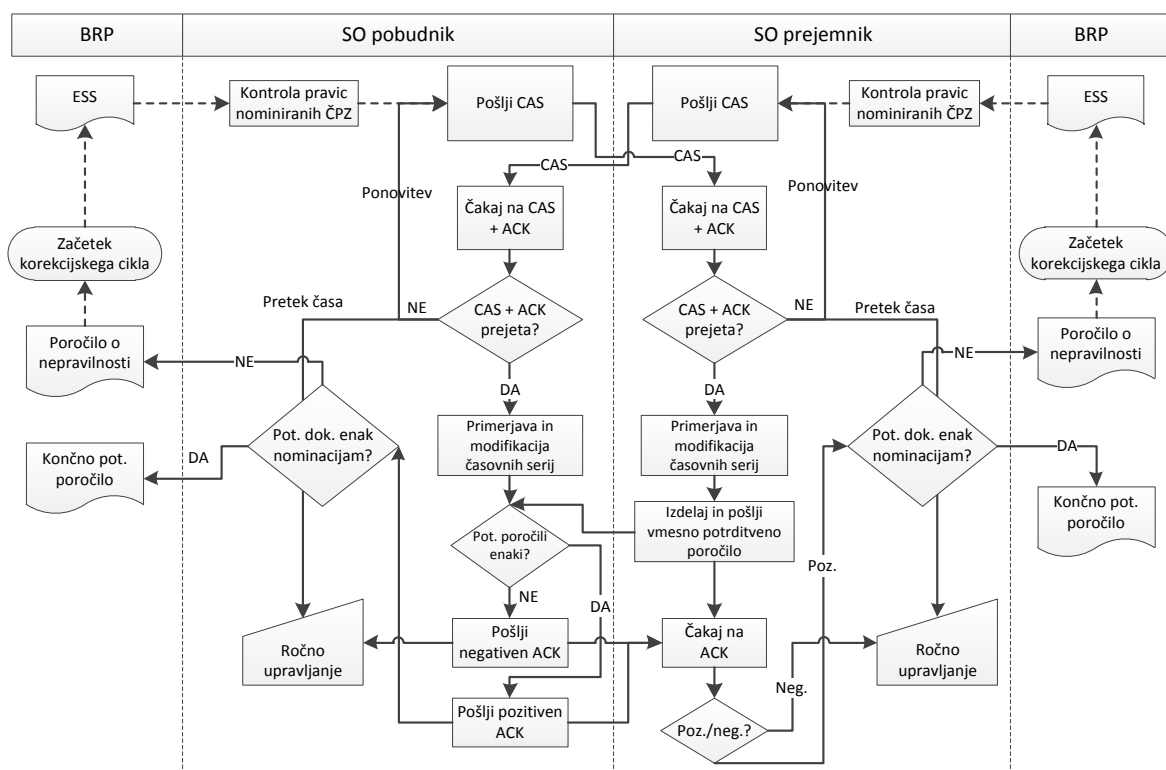
Za izvedbo korekcijskih ciklov so po ESS procesu definirani štirje elektronski dokumenti (UCTE, 2007, str. 14):

1. **Seznam vozniških redov vseh udeležencev** (angl. *Control Area Schedule – CAS*), s čimer se med sistemskimi operaterji prenašajo vsi najavljeni prenosi (vozniški redi) med dvema območjema.
2. **Potrditveni dokumenti** za prenos informacije o uspešnem prenosu posameznega dokumenta med sistemskima operaterjema (tako kot tudi pri najavi vozniških redov).
3. **Vmesno potrditveno poročilo** (angl. *Intermediate Confirmation Report – I. CNF*) je dokument, s katerim sistemski operater usklajevalec ali sistemski operater prejemnik pošlje rezultate primerjave vozniških redov dveh območij. V primeru enostranskega načina delovanja, ki ne omogoča avtomatskih popravkov za ugotovljene nepravilnosti, SO v potrditveno poročilo vključi vse predlagane in dogovorjene spremembe ter pravilno najavljene časovne serije. Pri vzporednem načinu delovanja dokument pošlje sistemski operater prejemnik, vsebuje pa predlog končne situacije procesa primerjave, pri čemer so v primeru neskladnosti vključeni predlogi popravkov, udeleženci pa so o

njih obveščeni tudi s poročili o nepravilnostih. Potrditveno poročilo tako kot potrditveni dokument vsebuje dve ravni kod. Dogovorjena koda na ravni dokumenta določa skladnost oziroma neskladnost na obeh območjih najavljenih voznih redov. Časovne serije potrditvenih poročil so v primeru skladnosti označene s kodo, ki ujemanje potrjuje, v primeru neskladnosti pa s kodo, ki pojasnjuje za kakšno vrsto neujemanja gre (manjkajoča časovna serija na nasprotni strani, previsoka ali prenizka podana količina ČPZ ipd.).

4. **Končno potrditveno poročilo** (angl. *Final Confirmation Report – F. CNF*) je podobno vmesnemu potrditvenemu poročilu, vsebuje vse usklajene vozne rede, poleg tega pa še dokončne preoblikovane tiste vozne rede, ki so se v postopku primerjave izkazali kot neusklajeni in niso bili korigirani s strani BRP-jev. Koda na ravni dokumenta se v primeru neujemanja v fazi izdelave končnega potrditvenega poročila spremeni in določa, da so bile posamezne časovne serije BRP-jev spremenjene. Na ravni časovnih serij se ponovno s podrobnimi kodami določijo in pojasnijo izvedene spremembe.

Slika 29: Korekcijski cikel faze načrtovanja z vzporednim načinom delovanja



Vir: E. Rupp, Implementation Guide – CEE Scheduling TSO Version 2.1, 2010, str. 16.

Fazo potrditve v postopku izvajanja korekcijskih ciklov lahko razumemo kot tretjo fazo informatiziranega procesa sistema voznih redov. Korekcijski cikli se izvajajo zaporedno z

dogovorjenimi časovnimi razmiki (na primer vsakih petnajstih minut). V primeru popolnega ujemanja časovnih serij nominiranih vozni redov se cikel izvede samo enkrat, v kolikor pa sistem ugotovi neujemanja, se postopek ponavlja do končno določenega zadnjega cikla, ki dokončno preoblikuje napačno nominirane vozne rede BRP-jev. Ujemanje med dvema časovnima serijama se šteje kot uspešno, če imata časovni vrsti enak uvodni del podatkov (stranki in območji izvora ter ponora energije, identifikacijo in tip ČPZ) ter enake nize vrednosti čezmejnega prenosa v časovnih intervalih. Taki pogoji veljajo za najpodrobnejši način podajanja časovnih serij, poznamo pa še druge načine združevanja podatkov časovnih serij – na primer časovne serije združene po tipih ČPZ, po strankah in območjih izvora ter ponora energije ali pa časovne serije združene brez identifikacije in tipa ČPZ (UCTE, 2007, str. 22). Celoten proces korekcijskega cikla z vzporednim načinom delovanja prikazuje Slika 29.

Najpogostejši način izvajanja korekcijskih ciklov je vzporedni način delovanja, ki se izvaja tudi na slovensko-avstrijski meji. Sistemska operaterja ob dogovorjeni uri pošljeta sezname vozni redov vseh udeležencev zbranih v enem dokumentu, ter nanje pričakujeta potrditvena dokumenta. Vozni red vseh udeležencev sestavljajo le časovne serije vozni redov, ki se sklicujejo na obstoječe prenosne pravice, kot izhaja iz preverjanj v prvi fazi. V primeru, da nasprotni dokument vsebuje tudi časovne serije brez veljavnih prenosnih pravic, se zavrne. Potrditveni dokument mora prispeti v dogovorjenem terminu (na primer v 5 minutah), sicer sistem, ki ni prejel potrditvenega dokumenta, uvoden dokument ponovno pošlje. V primeru, da tudi po tej akciji sistem ne prejme potrditvenega dokumenta, se avtomatski korekcijski cikel zaustavi in potrebno je ročno nadaljevanja postopka.

Po prejemu potrditvenega dokumenta, se izvede primerjava posameznih časovnih serij, nato pa sistemski operater prejemnik pošlje nasprotnemu sistemskemu operaterju vmesno potrditveno poročilo. Po prejemu potrditvenega poročila sistemski operater pobudnik primerja vmesno potrditveno poročilo z lastnim izdelanim potrditvenim poročilom in v kolikor sta potrdili skladni, pošlje nasprotnemu sistemskemu operaterju pozitiven potrditveni dokument. V primeru neskladnega vmesnega potrditvenega poročila s poročilom sistemskega operaterja pobudnika, se sistemskemu operaterju prejemniku vrne negativen potrditveni dokument, za nadaljevanje postopka pa je potrebno ročno upravljanje.

V kolikor sistemski operater pobudnik ugotovi ujemanje s sosednjim vmesnim potrditvenim poročilom, bodisi torej s poročilom, ki poroča o popolnem ujemanju vozni redov, ali pa s poročilom, ki prikazuje razlike pri nominiranih vozni redih, pošlje nasprotnemu sistemskemu operaterju pozitiven potrditveni dokument. V istem koraku se izdelajo vmesna potrditvena poročila tudi za BRP-je, ki so oddali vozne rede zajete v opazovan korekcijski cikel. Vmesna potrditvena poročila BRP-jem podajajo celovito

informacijo o statusu njihovih najav in sicer tako, da potrjujejo najavljene vozne rede, ali pa sporočajo spremembe na posameznih časovnih serijah nominiranih voznih redov. Vmesno potrditveno poročilo se oblikuje na podlagi poročila, ki sta ga po izmenjavi potrdila sistemska operaterja, BRP pa dobi potrditveno poročilo od obeh udeleženi sistemskih operaterjev. Že najavljenih časovnih serij se v nobenem primeru ne odstranjuje, v primeru popolnega neskladja pa se najavljene količine ČPZ lahko spremenijo na nič. Poleg vmesnega potrditvenega poročila sistem BRP-je obvesti še s poročilom o nepravilnosti, s čimer dobijo podrobno informacijo o oddanih nominacijah ČPZ na obeh straneh meje, ki se ne ujemajo.

Izvajanje korekcijskega cikla se podaljša v obdobje naslednjega, v kolikor se ne zaključi v predvidenem obdobju. V primeru neujemanj in vmesnih potrditvenih poročil s predlaganimi spremembami, imajo BRP-ji v štirih zaporednih cikli možnost popravka napačnih ali pomanjkljivih najav. Korekcijski cikel se zaključi, ko vmesno potrditveno poročilo ne vsebuje več predlogov za popravke in s tem postane končno potrditveno poročilo ali pa ko se izvede zadnji, posebni, cikel t. i. »Cut off time« korekcijski cikel. Cikel je povsem enak predhodnim, le da prej predvidene posege na neusklajenih voznih redih udejanji in ustrezno korigira najavljene vozne rede. Pri tem veljata dve pravili:

1. V primeru neujemanj se vrednosti časovnih serij korigirajo na nižjo od obeh najavljenih vrednosti posamezne časovne serije. V primeru popolnega neujemanja ali manjkajoče najave voznega reda na enem od, v korekcijskem ciklu opazovanih območij, se vrednosti v najavljenih časovnih serijah korigirajo na nič.
2. V primeru, da najavljene količine presegajo dodeljene čezmejne prenosne zmogljivosti, jih sistem poreže sorazmerno (angl. *pro rata*). Izračunana vrednost se zaokroži navzdol na najbližje celo število.

Informatizirani postopek se v sklopu tega cikla konča z izdelavo končnega potrditvenega poročila tako za sosednjega sistemkega operaterja kot za vse udeležene BRP-je.

3.2.1.2 Faza poravnave

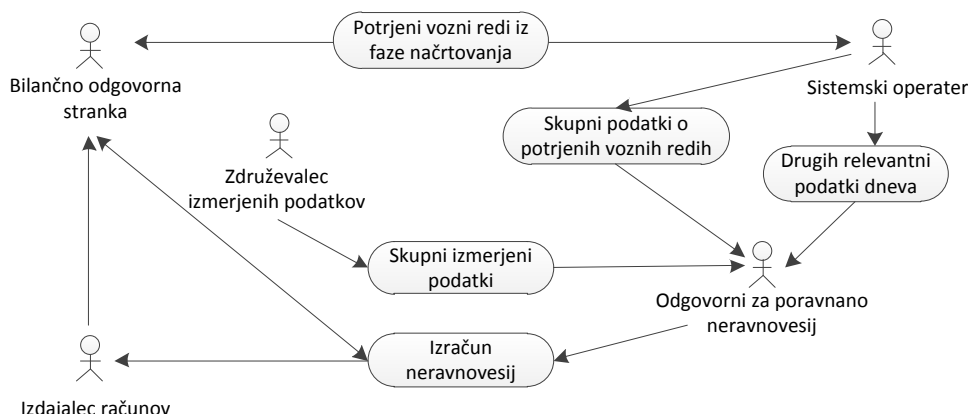
Faza poravnave je zadnja faza v informatiziranem procesu zagotavljanja ravnovesja elektroenergetskega sistema in sledi fazama načrtovanja in izvajanja. Proces poravnave neravnovesij se lahko izvaja dnevno, mesečno ali letno oziroma v skladu z lokalnimi zahtevami, sodelujejo pa udeleženci z naslednjimi vlogami (ENTSO-E, 2010, str. 10–11):

- sistemski operater, ki oblikuje končen skupni vozni red za dan vnaprej, tekoči dan ali pa po za drugače dogovorjeno časovno obdobje;

- združevalec izmerjenih podatkov (angl. *Metering Data Aggregator*), ki pripravlja podatke iz merilnih postaj za vsakega BRP-ja in območje. Podatki so zbrani po 15 ali 60-minutnih časovnih intervalih za celotno obračunsko obdobje poravnave;
- odgovorni za poravnano neravnovesij (angl. *Imbalance Settlement Responsible*), ki ugotavlja količinska in cenovna neravnovesja;
- izdajalec računov (angl. *Billing Agent*), ki pripravlja izračune za BRP-je;
- BRP-ji, ki dobijo končno informacijo o poravnavi.

Sistemiški operater po zaključeni fazi načrtovanja zbere vse najavljene interne vozne rede BRP-jev in jih v skupnem elektronskem dokumentu posreduje odgovornemu za poravnano neravnovesij. V skladu z nacionalnimi pravili lahko to vlogo prevzame tudi slednji, ki v tem primeru interne vozne rede že poseduje, sistemiški operater pa je v tem kontekstu odgovoren le za čezmejne vozne rede. Končni vozni redi so zbrani v standardiziranem elektronskem ENTSO-E dokumentu. Po končanem dnevnem procesu sistemiški operater zbere še vse dodatne podatke, ki vplivajo na izvedbo procesa poravnave (na primer pomožne storitve) in jih prav tako v standardiziranem elektronskem dokumentu pošlje odgovornemu za poravnano neravnovesij. V vzporednem procesu združevalec izmerjenih podatkov sestavlja dokument z vrednostmi števec območja in pa dokument z vrednostmi števec čezmejnih daljnovodov (angl. *Energy Account Report*, v nadaljevanju EAR). Prvi zbrani podatki se uporabljajo za izračun neravnovesja strank, medtem ko se podatki iz čezmejnih daljnovodov uporabljajo za izračun neuravnoteženosti tržnega območja. Neuravnoteženost tržnega območja pomeni odmik zbranih nominacij voznih redov s ČPZ vseh udeležencev od izmerjenih vrednostih števec čezmejnih daljnovodov. Združevalec izmerjenih podatkov oba EAR dokumenta pošlje odgovornemu za poravnano neravnovesij (ENTSO-E, 2010, str. 16).

Slika 30: Proces faze poravnave



Vir: ENTSO-E, *ENTSO-E Settlement Process (ESP) Implementation Guide*, 2010, str. 10.

V naslednjem koraku odgovorni za poravnavo neravnovesij na podlagi prejetih podatkov pripravi osnutek poročila poravnave neravnovesja v obliki EAR dokumenta in ga pošlje BRP-jem v potrditev. Slednji svoje strinjanje izrazijo s povratnim potrditvenim dokumentom. V primeru nesoglasij se podatki pregledajo in po potrebi se izda nov osnutek poročila poravnave neravnovesja. Po prejemu pozitivnih potrditvenih dokumentov na osnutek pripravljenega poročila, odgovorni za poravnano neravnovesij pošlje vsem BRP-jem končno poročilo o neravnovesju, združeno končno poročilo pa še izdajalcu računov, ki nato oblikuje račune in jih pošlje BRP-jem (ENTSO-E, 2010, str. 16–17). Na Sliki 30 je shema postopka poravnave prikazana še grafično.

Na podlagi prikazane analize procesov prenosa ocenjujemo, da ima informatika tudi v sklopu teh procesov osrednjo vlogo. Ključni procesi so v celoti informacijsko podprti, definirani pa so tudi temelji nadaljnje informacijske prenove procesov v smeri večje integracije evropskega trga z električno energijo. Temelji prenove se odražajo v definiciji dokumentov elektronske izmenjave poslovnih podatkov v standardiziranih formatih, v definiciji splošnih pravil o vsebinskih elementih dokumentov, v izoblikovanju pravil o enoznačno identificiranih udeležencih evropskega trga z električno energijo, v določitvi modela vlog in kanala za izmenjavo podatkov med posameznimi vlogami v sistemu.

Izziv za informatiko predstavljajo predvsem dodatne prenove obstoječih procesov na meddržavni ravni. Kljub načelni avtomatiziranosti procesov bodo za popolno informatizacijo potrebna še dodatna usklajevanja. Primer Slovenije dobro prikazuje kompleksnost problema, s tem ko je potrebno na relativno majhnem ozemlju usklajevati prenosne zmogljivosti s tremi državami. Kot izhaja iz sistema vozniških redov, informatika pri prenovi teh procesov prinaša širši nabor možnih rešitev (na primer enostranski ali vzporedni način delovanja korekcijskih ciklov sistema vozniških redov), s čimer uspešno zbližuje različne meddržavne procese na trgu električne energije. Pogosto oviro na poti še večje vloge informatike predstavljajo politično motivirane odločitve, ki lahko kljub zakonskim in regulatornim omejitvam postopke zavlečejo ali jih izvedejo le delno, izpostavljamo pa tudi težavo namenskega financiranja nadaljnjega razvoja in informatizacije procesov prenosa.

3.2.2 Napredne merilne infrastrukture

Informatika v razprave povezane z distribucijo vstopa predvsem na področju uvajanja pametnih omrežij. Iz EIMV (2010) študije izhaja, da so za slovensko energetska omrežja značilni pretoki iz 400 kV in 220 kV prenosnega omrežja proti 110 kV napetostnemu omrežju, od koder prehajajo v srednje napetostno in nizko napetostno distribucijsko omrežje in končno k porabniku. Pretok moči in energije je torej usmerjen od virov v prenosnem omrežju proti porabniku in je v obstoječi arhitekturi dobro obvladljiv. V

zadnjih letih distribucijska podjetja opažajo porast vključevanja razpršenih virov (male in mikro hidroelektrarne, fotonapetostne elektrarne in nekatere druge razpršene vire). Ti viri povzročajo pretoke moči in energije tudi v nasprotni smeri in kljub temu, da njihov pretok še ni dosegel kritične točke, že povzročajo težave, saj prihaja z zagotavljanjem pogojev za priključitev do nepredvidenih investicijskih stroškov (Papič, 2011, str. 60). Za zagotovitev nadaljnje enake zanesljivosti z oskrbo, je ključna uvedba pametnih omrežij, pri tem pa informacijske rešitve izkazujejo pomembno vlogo.

Informatika je vključena v procese načrtovanja in uvajanja pametnih omrežij, ki se v veliki meri izvajajo pod okriljem Tehnološke platforme za pametna omrežja. Ta združuje vse relevantne akterje slovenskega elektroenergetskega sektorja (poleg ključnih udeležencev trga še raziskovalne organe in proizvajalce opreme), ter na tak način strmi k uvedbi čim bolj zanesljivega, kakovostnega, tehnološko naprednega in stroškovno učinkovitega elektroenergetskega omrežja. S pametnim omrežjem sta pod okriljem platforme povezana projekta »Rešitev aktivnega elektroenergetskega omrežja« in pa »Komponente elektroenergetskega omrežja«, ki v začetni fazi predvidevata demonstracije razvitih rešitev v realnem omrežju. Preizkušajo se koncepti virtualnih elektrarn, upravljanj porabe, infrastruktur za električna vozila, pametne domove ipd., uvedba novih sistemov pa je v postopnih fazah predvidena na naslednji dve leti (Papič, 2011, str. 60).

V zvezi z načrtovanjem pametnih omrežij EIMV (2010, str. 17–18) navaja naslednja odprta vprašanja za nadaljnjo raziskovalno delo:

- redefinicija kriterijev načrtovanja z namenom, da omrežje ostane glavna hrbtenica sistema. Pri tem ločimo tri kriterije – **energetski kriteriji** (padci napetosti, nihanje napetosti, regulacija napetosti, maksimalne obremenitve vodov in energetskih ter distribucijskih transformatorjev), **kriteriji zanesljivosti** (maksimalno trajanje in frekvenca prekinitev, vodi, transformatorji, razpršeni viri, statistični podatki) in **kriterij optimalne strukture** pametnih omrežij (prilagoditve obstoječih radialnih struktur, možnosti paralelnega obratovanja);
- napoved koničnih obremenitev v pametnih omrežjih (integracija porabe in proizvodnje), možnost integriranega razvoja z ostalimi, infrastrukturnimi omrežji;
- optimalno pozicioniranje bremenskih stikal v omrežju;
- vpeljava novih tehnologije pri načrtovanju in oblikovanju prostorskih kriterijev.

Informatika je v proces prenosa, predvsem pa distribucije, v največjem obsegu vključena v sklopu uvedbe sistema naprednih merilnih infrastruktur (v nadaljevanju AMI), ki so del koncepta pametnih omrežij. Odgovornost za uvajanje AMI se določa glede na pravni red in prakso posamezne države, pri tem pa se izvajajo dejavnosti (AGEN-RS, 2011a, str. 10):

- inštalacije merilnih naprav in pripadajoče opreme;
- vzdrževanja merilnih naprav in pripadajoče opreme;
- odbiranja merilnega stanja merilnih naprav;
- validacije merilnih rezultatov;
- upravljanja s podatki.

Glede določitev izvajalca meritev, so se v Evropi z ozirom na lastništvo merilnih naprav uveljavili trije različni modeli izvajanja meritev (AGEN-RS, 2011a, str. 10–11):

1. Pri **model systemskega operaterja** sistemski operater distribucijskega omrežja izvaja meritve ter je v večini primerov lastnik merilnih naprav. Pri tem je pomembno, da vsem dobaviteljem nediskriminatorno zagotavlja podatke o količinah, cenah, merilnih mestih ipd. oziroma da je informacijski sistem zasnovan tako, da omogoča posredovanje informacij med uporabniki sistema in pri tem zagotavlja principe varovanja podatkov in zasebnosti.
2. **Model neodvisnega izvajalca meritev** predvideva, da je lahko merilna naprava v lasti systemskega operaterja distribucijskega omrežja, izvajalca merilnih storitev ali odjemalca. Pri tem neodvisni izvajalec merjenja ne opravlja zgolj meritev, pač pa skrbi tudi za posredovanje podatkov drugim uporabnikom.
3. **Model dobavitelja** predvideva, da je dobavitelj je tisti, ki izvaja meritve, lahko pa je hkrati tudi lastnik merilnih naprav. Pri tem modelu je potrebna visoka stopnja koordinacije med različnimi uporabniki sistema ter jasna pravila pri procesu zamenjave dobavitelja, saj lahko pride v primeru izvajanja več storitev s strani enega dobavitelja do diskriminatornih obravnav drugih dobaviteljev.

Kot v večini držav Evrope, je tudi v Sloveniji uveljavljen model systemskega operaterja. Uvedba AMI se v Sloveniji izvaja pod okriljem systemskega operaterja distribucijskega omrežja, ki ima z distribucijskimi podjetji sklenjene pogodbe o najemu distribucijske infrastrukture. Pametne števec vgrajujejo distribucijska podjetja, ki so večinoma tudi lastniki merilnih naprav, v nekaterih primerih pa so lastniki naprav tudi odjemalci. V okviru obstoječega sistema merjenja se izvajajo naslednje funkcionalnosti (Omahen, 2010, str. 3):

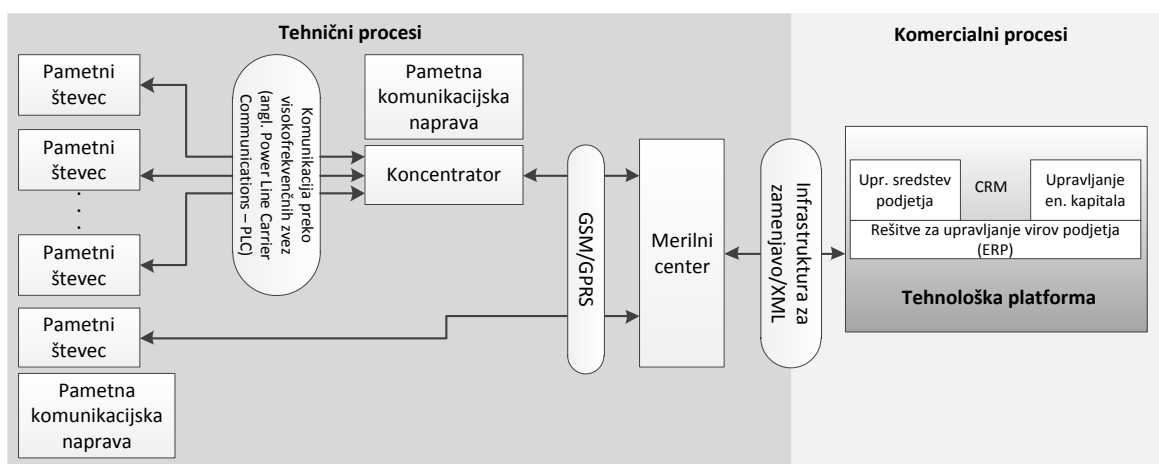
- merjenje in zajem obračunskih podatkov pri odjemalcih;
- prenos obračunskih podatkov v center za obdelavo;
- zbiranje, obdelava (preverjanje, preračunavanje, izdelava poročil), varno shranjevanje in arhiviranje obračunskih podatkov;
- posredovanje obračunskih podatkov vsem uporabnikom teh podatkov.

Distribucijska podjetja z uvedbo AMI funkcionalnosti obstoječega sistema merjenja širijo, pri tem pa dodatne storitve predstavlja predvsem (Omahen, 2010, str. 4):

- zmožnost varne komunikacije – dvosmerne izmenjave podatkov s sistemi za obdelavo in upravljanje s podatki;
- zmožnost posredovanje podatkov števec ostalih energentov (angl. multi-utility);
- zmožnost komunikacije s hišnimi napravami;
- zmožnost daljinskega nadzora, vklopa, izklopa ali omejevanja porabe;
- možnost daljinskega nastavljanja dinamičnih tarif;
- možnost predplačniškega sistema;
- možnost prenosa in prikaza dodatnih informacij (poraba, cena ipd.);
- merjenje zanesljivosti oskrbe, kvalitete in možnost shranjevanja dogodkov.

AMI sestavljajo tehnični in komercialni procesi (Slika 31).

Slika 31: Shema AMI



Vir: A. Groznik, *Potentials and challenges in multi utility management*, 2010, str. 3.

Jedro tehničnega dela AMI je merilno mesto opremljeno s t. i. pametnim števcem, ki izmerjene podatke posreduje koncentratorju. Ti števeci zaradi različnih funkcij in širše možnosti uporabe, ki pri mehanskih različicah ni bila možna, postopoma zamenjujejo tradicionalne elektromehanske števec (Groznik, 2009, str. 2–3). Pametni števec gospodinjskih porabnikov izmerjene podatke pošlje najprej do podatkovnega koncentratorja, kjer se izvaja koncentracija vseh podatkov določene transformatorske postaje. Podatki se nato preko različnih komunikacijskih kanalov (na primer GSM/GPRS) prenesejo v merilni center, kamor se neposredno prenašajo že podatki industrijskih porabnikov. Tehnični del opisanih procesov je značilen tudi za AMI sistem, ki ga uvajamo v Sloveniji (Souvent, 2010, str. 8; Luskovec, Prašnikar & Ovniček, 2010, str. 6–7), medtem ko je problematika vloge informatike v komercialnih procesih AMI sistema v

strokovni in znanstveni literaturi obravnavana v manjšem obsegu. Kot navaja Groznik (2009, str. 3–4), komercialne procese AMI infrastrukture sestavljajo poslovne rešitve in procesi, ki so obstajali že pred uvedbami AMI, pri tem pa AMI predstavlja skupek tehničnih postopkov, ki omogočajo neposredno dvosmerno povezavo odjemalcev z obstoječimi ponudnikovimi poslovnimi procesi. Izzivi sistema AMI se torej nahajajo predvsem na poslovni strani, saj se tehnični procesi AMI ne bodo le povezali s komercialnimi, ampak bodo povzročili spremembe v poslovnih modelih in informacijskih sistemih.

Uvedba AMI in pametnih števecov za distributerje prinaša tudi drugačno strukturo stroškov vzdrževanja in delovanja sistema merjenja. Največji delež stroškov v obstoječem sistemu merjenja predstavljajo stroški redne zamenjave števecov, odstopanja in stroški odčitavanja podatkov, ki skupaj znašajo več kot 75 % vseh stroškov vzdrževanja in delovanja (Omahen, 2010, str. 3). Z uvedbo AMI in pametnih števecov operaterji distribucijskega omrežja pričakujejo številne prihranke, med njimi pa v največji meri 37 % zmanjšanje porabe energije ob konicah, 29 % nižje stroške vzdrževanja in odčitavanja števecov. Analiza investicijskih izdatkov uvedbe AMI v Sloveniji kaže, da bo skoraj 75 % vseh izdatkov namenjenih za nabavo pametnih števecov. Sledijo stroški financiranja (16 %), medtem ko ostale stroške predstavljajo centri za obdelavo podatkov, strošek prehoda na nov sistem, stroški izobraževanja zaposlenih ipd. (Omahen, 2010a, str. 5–7).

Iz prikazane analize izhaja, da je informatika aktivno vključena tudi v procese distribucije, vendar pa so procesi in njena vloga splošnejše definirani, velikokrat se nanašajo samo na informacijske tehnologije. Natančnih standardov izmenjave podatkov, dnevnih procesov ipd. še ni mogoče zaslediti, v večjem delu gre predvsem za teoretske koncepte vloge informatike v sklopu pametnih omrežij in AMI, ne pa za dejanske rešitve z jasno predstavljeno vlogo informatike. Nekatere evropske države (na primer Velika Britanija) že navajajo velik delež uvedenih pametnih števecov v sklopu AMI infrastruktur, vendar pa take uvedbe ne spremlja celovita informacijska infrastruktura, kot bi jo bilo s prenovo distribucijskih procesov pričakovati. Uvajajo se na primer pametni števc, ki omogočajo daljinski izklop ali predplačniško uporabo, s čimer država rešuje določen notranji (na primer socialni) problem, pri tem pa ji informacijska tehnologija služi le kot orodje za reševanje/prikrivanje problema. Celovitost izvedbe in informatizacija procesa distribucije v takih primerih nista v ospredju.

Kljub predvsem konceptualnim navedbam načina prenove distribucijskih procesov, lahko informatiko povežemo z nekaterimi neposrednimi prihranki in izboljšanimi postopki distribucije. Pri tem lahko, v različnih strokovnih dokumentih, ki se nanašajo na uvedbo pametnih omrežij in AMI v Sloveniji, zasledimo nekonsistentno uporabo in navedbo vlog distribucije in dobave, kar ugotavljanje vloge informatike v procesih distribucije še otežuje. Informatika tako v distribucijskih procesih izkazuje tehtno vlogo s/z:

- informatiziranim spremljanjem kakovosti omrežja v realnem času in sicer z avtomatiziranim spremljanjem napetosti in frekvenc pri končnih uporabnikih. Na podlagi teh podatkov lahko sistemski operater distribucijskega omrežja tudi načrtuje nadaljnji razvoj omrežja, hitreje zazna izpade ipd.;
- vzdrževanjem in delovanjem sistema merjenja, ki prinaša prihranke pri odčitavanju podatkov, pri upravljanju s porabniki (vklopi, izklopi, omejitve moči ipd.);
- nižanjem konice, ki je povezana z ukrepi za upravljanje s porabo. Pri tem omogoča možnost uvedbe dinamičnega tarifnega sistema zaračunavanja omrežnin, z nižjo končno porabo pa pridobijo tudi sistemski operaterji prenosnega omrežja;
- zbiranjem, prenosom in prodajo podatkov meritev ostalih energentov – na primer voda, daljinsko ogrevanje, plin;
- koristmi, ki izhajajo možnosti priključitev razpršene proizvodnje.

3.3 Oskrba oziroma dobava in poraba

Jedro razprav na področju dobave v slovenskem elektroenergetskem okolju v zadnjem obdobju predstavlja delitev distribucijskih podjetij na družbe za omrežne dejavnosti in družbe za tržne dejavnosti v skladu z direktivami tretjega energetskega paketa. Zadnje spremembe so posledica predvsem nespretnega in nepovsem domišljenega oblikovanja družbe SODO na področju izvajanju gospodarske javne službe sistema operaterja distribucijskega omrežja, na kar sta opozorila Evropska komisija in Računsko sodišče (Habjan, Janjić & Jakomin, 2009, str. 2). Zaradi navzkrižja interesov in direktiv o ločevanju lastništva SODO namreč ne bi smel prenesti pooblastil za upravljanje z distribucijskim omrežjem na podjetja, ki se hkrati ukvarjajo s prodajo, trgovanjem ali proizvodnjo električne energije.

V sklopu poglavja oskrbe oziroma dobave in porabe ugotavljamo, kako informatika vpliva še na končni del oskrbe z električno energijo. Zanima nas, ali informatika s svojimi rešitvami, ki se pojavljajo predvsem v kontekstu pametnih omrežij, tudi v praksi izkazuje jasne prednosti in kako se te prednosti kažejo pri končnih porabnikih. Kritično bomo ovrednotili postopke uvajanja pametnih števcov v Sloveniji ter predstavili vlogo informatike na tem področju.

3.3.1 Pametni števc

V proces oskrbe in porabe informatika vstopa z zamenjavo starih indukcijskih števcov porabe s t. i. pametnimi števci (angl. *smart meters*), s čimer se s sistemom naprednega merjenja vzpostavlja informacijska povezava s končnimi odjemalci. Povezava poleg daljinskega odčitavanja prinaša še druge nove inovativne storitve na področju upravljanja s

porabo (EIMV, 2010, str. 30). V skladu s tretjim energetskega paketa (Direktiva 2009/72/EC, str. 31), želimo z uvedbo AMI izpolniti zahtevo po opremljenosti z inteligentnimi merilnimi sistemi in sicer opremljenost najmanj 80 % odjemalcev do leta 2020. Ob tem želimo s pametnimi števci v okviru AMI infrastrukture izpolniti še (Souvent, 2010, str. 2):

- **Zahteve po varčevanju z energijo.** Ta cilj lahko dosežemo z ustreznimi povratnimi informacijami odjemalcem, s tem da jim posredujemo dovolj pogoste informacije o porabi, hkrati pa izvajamo vsaj mesečno obračunavanje po porabi.
- **Zahteve po učinkoviti rabi energije.** Cilj določa predvsem poraba električne energije ob pravem času z merjenjem porabe v četrtinskih ali urnih intervalih.
- **Zahteve po večjem deležu energije iz obnovljivih virov.** Izpolnjevanje zahteve se veže predvsem na vključevanje razpršenih virov energije v nizko napetostna distribucijska omrežja, k čemu je potrebno vključiti še spremljanje pretokov energije in kakovost napetosti na nizko napetostnih omrežjih.
- **Zahteve po vključevanju novih tehnologij in storitev,** kot so električni avtomobili in druge nove inovativne sheme.

Daljinsko odčitavanje, kot pogosto ključen predstavljen element uvedbe AMI in pametnih števec, ni informacijska novost. V skladu s 65. členom Splošnih pogojev za dobavo in odjem električne energije iz distribucijskega omrežja električne energije (Ur. l. RS, št. 126/2007) so odjemalci z obračunsko močjo nad 41 kW že danes opremljeni s števci, na katerih se izvaja daljinsko odčitavanje podatkov. Odčitavanje in obračun pri odjemalcih do 41 kW obračunske moči se pri nas večinoma še izvaja z ročnim popisom števec, z uvajanjem pametnih števec pa nove storitve ne vključujejo samo distribucijskih podjetij in odjemalcev, ampak tudi ponudnike električne energije. Uvedbo pametnih števec spremlja tudi vprašanje, ali naj bodo vsi števci energentov določenega gospodinjstva (na primer voda, daljinsko ogrevanje, hlajenje ipd.) vezani na pametni števec za električno energijo (sistemski števec), ali pa naj se uporabljajo posebne komunikacijske naprave, ki bi omogočale enakopraven priključek vseh energentov. V Sloveniji se predpostavlja izvedba, ki se bolj sovпада s prvo trditvijo (Omahen, 2010a, str. 6).

Informatika procese oskrbe oziroma dobave in porabe električne energije povezuje z upravljanjem porabe električne energije. Pri tem je njena vloga pri procesih oskrbe in porabe pogosto prepletena še s procesom distribucije. Kot največjo dodano vrednost informatizacije in vgradnje pametnih števec se večinoma izpostavlja daljinsko odčitavanje (Luskovec et al., 2010, str. 5; Omahen, 2010a, str. 6) in nižje stroške povezane s takšnim načinom odčitavanja. Ker so obstoječi števci velikokrat vgrajeni znotraj stavb, je pri obstoječem postopku potrebna prisotnost odjemalca oziroma usklajevanje preko klicnega centra. Nov način zajema podatkov res dopušča manjše možnosti človeških napak in postopek odčitavanja pohitri, vendar pa različni primeri uvedbe pametnih števec

kažejo, da prihranki niso nujno veliki. V primeru GSM/GPRS komunikacije je strošek odvisen od cen storitev, ki jih zaračunava mobilni operater, ta strošek pa ponudniki običajno prenesejo na porabnika. Praksa uvedbe pametnih števcov pri nekaterih drugih energentih v Sloveniji je pokazala, da so ponudniki po uvedbi začeli zaračunavati še dodaten strošek elektronskega odčitavanja in vzdrževanja pametnih števcov.

V sklopu novih informacijskih rešitev se izpostavlja prednost zaračunavanja po dejanski porabi tudi za gospodinjске odjemalce. Slednji naj bi tako dobili povsem natančne račune in bi plačevali dejansko porabo. Kljub navidezni praktičnosti avtomatskega odčitavanja in zaračunavanja v skladu z dejansko porabo, rešitev za porabnika ne prinaša bistvene dodane vrednosti. Različni slovenski ponudniki že danes ponujajo možnost plačevanja po porabi in sicer tako, da odjemalci konec dogovorjenega obdobja odčitajo vrednosti iz števca in jih brezplačno vnesejo v spletno aplikacijo oziroma jo sporočijo preko telefonskega odzivnika. Izstopa tudi ponudba nekaterih dobaviteljev, ki oglašujejo paket s pametnim števcem in spremljanjem porabe, ob tem pa to mesečno dodatno zaračunavajo kot storitev. Vzajemne koristi informatizacije in uvedbe pametnih števcov za vse udeležence tukaj ne moremo potrditi.

Z vpeljavo AMI sistema bo imel porabnik vpogled v podatke o lastni porabi, in sicer preko hišnega prikazovalnika in spletne aplikacije, slednje pa nekateri ponudniki omogočajo že ob klasičnih števcih. Hišni prikazovalnik bo porabniku omogočal pregled porabe, ob tem pa bo imel možnost spremljanja predvidenih odklopov, deležev porabljene energije iz obnovljivih virov in nekaterih drugih podatkov. Neposreden vpogled v porabo naj bi, poleg dinamičnih tarif, porabnike spodbudil k smotrni porabi energije in k prihrankom (višja poraba ob cenejši energiji), števci pa bodo prikazovali tudi količino oddane energije v distribucijsko omrežje. Uvedba dinamičnih tarif predpostavlja možnosti dodatnih informacijskih rešitev pri odjemalcih – t. i. sistem pametnih inštalacij, ki omogoča povezavo s pametnim števcem in po obdelavi prejetih informacij nato izvede krmiljenje posameznih inštalacij (na primer vklop določene naprave). Ob tem porabniki pogosto zastavljajo vprašanje, ali se bodo te informacijske rešitve znižale ceno električne energije. Papič (2011, str. 61) pravi, da bo cena na dolgi rok rasla počasneje, kot bi brez rešitev pametnih omrežij. Kot primer navaja uvedbo mobilne telefonije, kjer se stroški telekomunikacijskih storitev za uporabnika niso znižali, bistveno pa se je izboljšala ponudba storitev. Dodaja tudi, da bo trg električne energije ponujal več poslovnih priložnosti in da bo v interesu porabnikov, kot lastnikov razpršenih virov, višja cena električne energije.

Informacijske rešitve prinašajo nekatere neposredne koristi tudi dobaviteljem električne energije. Dobavitelji si obetajo predvsem nižje stroške odstopanj. V obstoječem okolju poskušajo čim bolj natančno napovedati porabo, ker pa se merjenja pri tarifnih odjemalcih izvajajo letno, prihaja do odstopanj v ocenah. S pridobivanjem natančnih podatkov v 15-

minutnih intervalih bodo svoj skupni odjem lahko predvideli bolj natančno in znižali stroške odstopanj. Ponudniki se nadejajo tudi zmanjšanja komercialnih izgub in prihrankov v konični porabi kot posledice uvedbe dinamičnih tarif, s čimer se energija v večji meri uporablja v času, ko to ustreza ponudniku in distributerju elektroenergetskega omrežja. Dobavitelji si koristi obetajo tudi od možnosti uvedbe predplačniškega sistema in upravljanje preko merilnega centra. Predplačniški sistem plačevanja porabe električne energije je značilen predvsem za države v razvoju, vendar pa svetovne gospodarske razmere pomembno vplivajo k plačilni nedisciplini tudi v Evropi. Odklopi porabnikov naraščajo in se v obstoječem sistemu izvajajo ročno na lokaciji števca, z AMI pa lahko dobavitelji odklop izvedejo oddaljeno oziroma porabnikov priključek preoblikujejo v predplačniškega.

Pametna omrežja odjemalcem omogočajo lažjo menjavo dobavitelja, ti pa se med seboj razlikujejo le po ceni dobavljene električne energije in t. i. komercialni kakovosti. Slednja se kaže v odnosu do porabnika, informiranju porabnika, odzivnosti, prožnosti pri načinih plačevanja ipd. in ponudniki se, da bi dosegli porabnikom čim bolj prilagojeno delovanje, poslužujejo natančnega opazovanja porabe odjemalca (angl. *load profile*). Na podlagi zbranih podatkov nato nudijo energetske svetovanje, prilagodljivost in dodatne storitve za ohranitev konkurenčne oskrbe. Spremljanje porabe odjemalcev temelji na obdelavi velike količine podatkov zbranih s pametnimi števci, kritiki pa opozarjajo, da lahko njihova obdelava poseže v zasebnost odjemalca. Greveler, Justus in Löhr (2011) v svoji raziskavi navajajo, da je z analizo vzorcev porabe električne energije, ki jih posredujejo pametni števci, moč ugotoviti delovanje mikrovalovne pečice, štedilnika ali celo kaj uporabnik spremlja na televiziji (na primer film, novice ipd.). Televizor namreč povzroča unikatne vzorce porabe električne energije ob menjavanju temnih in svetlih prizorov, natančni pametni števci pa ta nihanja porabe zaznajo in jih posredujejo ponudniku.

Iz analize ugotavljamo, da je informatika vpletena tudi v postopke oskrbe in porabe, vendar pa je njena vloga prevečkrat postavljena le v konceptualnem smislu. Poleg pogoste nekonsistentne ločitve funkcij distributerja in dobavitelja, področje spremljajo težave pomanjkanja minimalnih predpisov oziroma standardov izvajanja izmenjave podatkov. Teoretsko predstavljene združljivosti različnih sistemov se zato v praksi izkazujejo kot problematične, uvajanje sistemov pametnega merjenja porabe pa večkrat sledi ciljem posameznih skupin, ki nejasne definicije izkoriščajo v svojo prid. Distributerji in ponudniki tako v različnih poročilih citirajo direktivo, ki navaja implementacijo pametnih števcov do leta 2020, kot da bi želeli opravičiti milijonske zneske za nakup pametnih števcov, hkrati pa so več let popolnoma ignorirali zahtevo iste direktive, da se mora v korist porabnikov ločiti družbe za omrežne dejavnosti in družbe za tržne dejavnosti. Poleg omenjenih težav področje oskrbe in porabe spremljajo še nejasni informacijski procesi za zagotavljanje varnosti zbranih podatkov in neposeganje v zasebnost odjemalcev.

Zaključimo lahko, da je vloga informatika od vseh predstavljenih sklopov pri oskrbi in porabi najmanj jasno definirana.

SKLEP

Zavedanje pomena zanesljive in učinkovite oskrbe z električno energijo je prisotno tako na nacionalni, kot tudi regijski in meddržavni ravni, vendar pa uvajanje sprememb spremljajo številne omejitve. Liberalizacija in integracija evropskega trga električne energije trajata dlje kot je bilo uvodoma načrtovano in kljub sprejetim direktivam in pravilom vzpostavitve konkurenčnega trga, težko govorimo o učinkovitem prehodu iz vertikalno integriranih nacionalnih monopolov v skupen konkurenčen evropski trg. Po drugi strani ocenjevanje uspešnosti prehoda še ni merodajno, saj se vsi procesi liberalizacije in integracije še niso končali.

Temeljno hipotezo naloge, da je vloga informatike pri procesih vzpostavitve enotnega evropskega trga z električno energijo in vsemi posledicami, ki iz teh aktivnosti izhajajo, ključna, potrjujemo. Poslovni procesi oblikovanja enotnega evropskega trga električne energije temeljijo na informacijskih rešitvah, ali pa je informatika ključni podporni element izvajanja procesov. Informatika se tako pojavlja na nacionalni in regionalni ravni, s prenosom različnih informacij pa tudi na evropski ravni.

Analiza v empiričnem delu naloge je pokazala, da so različne vloge v različnih sklopih trga z električno energijo močno povezane, pogosto pa se v strokovni literaturi tudi zamenjujejo. Za sklop procesov proizvodnje in trgovanja ugotavljamo, da informacijske rešitve tudi pri nas v celoti izvajajo elektronske procese dodelitve, sprostitve in prenosa ČPZ, vendar pa trg še ne nudi vseh možnosti, ki so predvidene z enotnim evropskim trgom. Informatika z jasno definiranimi standardi omogoča pogoje za prihod novih udeležencev, povezovanje in širitev trga, za doseg njene polne vrednosti na področju proizvodnje in trgovanja, pa bo potrebno odpraviti še birokratske in druge ovire.

Sklop prenosa in distribucije analiziramo s pomočjo informacijskih sistemov za zagotavljanje ravnovesja elektroenergetskega sistema (proces izmenjave vozniških redov) in pa uvedbe naprednih merilnih infrastruktur. V sklopu sistema vozniških redov informatika pri prenovi teh procesov prinaša širok nabor možnih rešitev, s čimer uspešno zbližuje različne meddržavne procese na trgu električne energije. Informatizirani procesi so dobro definirani, oviro na poti še večje vloge informatike pa predstavljajo politično motivirane odločitve. Kljub načelni avtomatiziranosti procesov bodo za popolno informatizacijo potrebna še dodatna usklajevanja, primer Slovenije pa dobro prikazuje vlogo informatike v primeru kompleksnejšega problema, ko je potrebno na relativno majhnem ozemlju usklajevati prenosne zmogljivosti s tremi državami. Informatika izkazuje pomembno vlogo

tudi v sklopu distribucije, kjer jo lahko ob uvedbi AMI povežemo z nekaterimi neposrednimi prihranki in izboljšanimi postopki distribucije. Omogoča kakovostno spremljanje distribucijskega omrežja, natančnejše merjenje porabe, nižjo konično porabo, daljinsko odčitavanje ipd., vendar pa je njena vloga v primerjavi z oskrbo v večji meri teoretska, v praksi pa informacijski postopki niso tako jasno določeni.

Oskrba in poraba sta zadnja sklopa v procesu oskrbe z električno energijo in informatika se v teh dveh sklopih izkazuje z uvedbo pametnih števecov naprednih merilnih infrastruktur. Pametna omrežja poleg dvosmernega pretoka električne energije oblikuje še informacijski pretok, ki porabnikom in vsem deležnikom v dejanskem času podaja informacije o porabi, proizvodnji, cenah in drugih elementih, ki omogočajo učinkovito porabo in upravljanje električne energije. Koncept pametnih omrežij sicer uporabnikom obljublja prihranke in do sedaj neznane možnosti aktivnega sodelovanja na trgu električne energije, vendar pa se z analizo izkaže, da je vloga informatike v tem sklopu še najmanj jasno definirana. Področje zaznamuje pomanjkanje standardov in predpisov, ki v praksi onemogočajo povezovanje različnih sistemov, ponudniki in distributerji izpostavljajo le nekatere zahteve direktiv, porabniki pa so v procesu zapostavljeni. Ugotavljamo, da je nezadostno definirano tudi področje varovanja podatkov in zasebnosti, saj prakse uporabe številnih podatkov, ki jih je mogoče zbirati z novimi informacijskimi rešitvami, niso določene natančno.

Informatika v procesih liberalizacije in integracije prevzema ključno vlogo prenosa informacij o stanju na trgu električne energije, kar gospodinjstvom in poslovnim porabnikom omogoča prilagajanje porabe glede na konice in s tem prihranke pri stroških električne energije. Kljub spodbudnim ugotovitvam, nalogo zaključujemo z dvomi. Trenutna gospodarska situacija bo v enaki meri težko zagotavljala nadaljnja sredstva za krepitev procesov liberalizacije in integracije evropskih trgov z električno energijo, slednja pa sta ključna elementa oblikovanja visokotehnološkega in konkurenčnejšega evropskega gospodarstva. V razmerah, ko se vrstijo napovedi razpada evropske skupnosti kot jo poznamo danes, je težko napovedovati prihodnji razvoj elektroenergetskega trga, vendar pa ne glede na nadaljnji razvoj evropskega in svetovnega gospodarstva, enotnega evropskega trga brez ključne vloge informatike ne bo moč izpeljati.

LITERATURA IN VIRI

1. Aebischer, B. (2009). ICT and Energy: Some Methodological Issues. *ERCIM News*, oktober 2009(79), 12–13.
2. AGEN-RS – Javna agencija Republike Slovenije za energijo. (2004). *Poročilo o morebitnem prevladujočem položaju na trgu z električno energijo, okoriščanju in zatiranju konkurence v letu 2003*. Najdeno 21. avgusta 2011 na spletnem naslovu http://www.agen-rs.si/dokumenti/40/2/2005/PorociloKonk2003_448.pdf
3. AGEN-RS – Javna agencija Republike Slovenije za energijo. (2011). *Uvajanje sistema naprednega merjenja v Sloveniji*. Najdeno 16. februarja 2012 na spletnem naslovu http://www.agen-rs.si/dokumenti%5C29%5C2%5C2011%5Cposvetovanje_ami_agen-rs_1574.pdf.
4. AGEN-RS – Javna agencija Republike Slovenije za energijo. Najdeno 7. januarja 2011a na spletnem naslovu <http://www.agen-rs.si>
5. Asimakopoulou, G. E., Papagrigrakis, Y., Dimeas, A. L., Aristidou, P., & Hatziargyriou N. D. (2010). Review of Customer Management Tools: The Energy Industry. V N. Hatziargyriou, A. Dimeas, T. Tomtsi & A. Weidlich (ur.), *Energy-Efficient Computing and Networking* (str. 64–72). London: Springer Science.
6. Baarsma, B., De Nooij, M., Koster, W., & Van Der Weijden, C. (2007). Divide and rule. The economic and legal implications of the proposed ownership unbundling of distribution and supply companies in the Dutch electricity sector. *Energy Policy*, 35(3), 1785–1794.
7. Bakonyi, A., & Grabner, P. (2008). *Difficulties in the integration of electricity markets in Central Eastern Europe – 5th International Conference on the European electricity market*. Najdeno 27. februarja 2011 na spletnem naslovu http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=4579021
8. Bolla, R., & Bruschi, R. (2008). *Energy Efficient ICT Infrastructure for a Greener Tomorrow*. Najdeno 15. oktobra 2011 na spletnem naslovu http://www.future-internet.eu/fileadmin/documents/2nd_FI_usage_area_workshop/documents/S4-21-1-Bolla.pdf
9. Boyer, M. (2005). *Raise Electricity Prices in Quebec – and Benefit Everyone*. Najdeno 1. oktobra 2011 na spletnem naslovu http://www.cdhowe.org/pdf/ebrief_13_english.pdf
10. Brázai, M. (2009). *3rd Energy Package of the EU and its practical implications*. Najdeno 28. avgusta 2011 na spletnem naslovu <http://kpmgsk.lcc.ch/dbfetch/52616e646f6d4956e3923bb1e43fcc2d2131f5f5f0e4c7b84739b5>
11. Bregar, L., Ograjenšek, I., & Bavdaž, M. (2005). *Metode raziskovalnega dela za ekonomiste: izbrane teme*. Ljubljana: Ekonomska fakulteta.

12. BSP – Regionalna Energetska Borza d. o. o. (2011). *Market Cupling on the Italian – Slovenian Border*. Najdeno 20. novembra 2011 na spletnem naslovu http://www.bsp-southpool.com/tl_files/documents/Ita_SI_Market_Coupling_final.pdf
13. CEER & ERGEG. (2006). *ERI – Electricity Regional Initiative*. Najdeno 23. februarja 2011 na spletnem naslovu http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_INITIATIVES/ERI
14. Christensen, J. K., Gunaratne, C., Nordman, B., & George, A. D. (2004). The next frontier for communications networks: power management. *Computer Communications*, 27(18), 1758–1770.
15. Cohen, M. G. (2003). *High Tension: B. C. Hydro's Deep Integration with the U.S. through RTO West*. Najdeno 9. oktobra 2011 na spletnem naslovu http://www.citizensforpublicpower.ca/files/uploads/M_Cohen_-_High_Tension_March_2003.pdf
16. De Joode, J., & Van Oostvoorn, F. (2008). *European energy market liberalisation and integration: an assesment of the new EU energy package*. Najdeno 14. februarja 2011 na spletnem naslovu <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2008/m08045.pdf>
17. De Vries, J. L., Masera, M. & Faas, H. (2010). The Way Forward. V Z. Lukszo, G. Deconinck & M. P.C. Weijnen (ur.), *Securing Electricity Supply bin the Cyber Age* (str. 171–179). London: Springer Science.
18. Direktiva 2003/54/EC Evropskega parlamenta in Sveta o skupnih pravilih za notranji trg z električno energijo in o razveljavitvi Direktive 96/92/EC. *Uradni list EU*. (Št. 176/01, 26. junij 2003).
19. Direktiva 2009/72/EC Evropskega parlamenta in Sveta o skupnih pravilih notranjega trga z električno energijo in o razveljavitvi Direktive 2003/54/EC. *Uradni list EU*. (Št. 211/55, 14. avgust 2009).
20. Direktiva 2009/73/EC Evropskega parlamenta in Sveta o skupnih pravilih notranjega trga z zemeljskim plinom in o razveljavitvi Direktive 2003/55/EC. *Uradni list EU*. (Št. 211/94, 14. avgust 2009).
21. Direktiva 96/92/EC Evropskega parlamenta in Sveta o skupnih pravilih notranjega trga z električno energijo. *Uradni list EU*. (Št. 27/97, 19. december 1996).
22. EEA – European Environment Agency. (2006). *Energy and environment in the European Union – Tracking progress towards integration*. Najdeno 14. avgusta 2011 na spletnem naslovu http://www.eea.europa.eu/publications/eea_report_2006_8/eea_report_8_2006.pdf
23. EEGI – The European Electricity Grid Initiative. (2010). *Roadmap 2010–18 and Detailed Implementation Plan 2010–12*. Najdeno 14. marca 2011 na spletnem naslovu http://www.smartgrids.eu/documents/EEGI/EEGI_Implementation_plan_May%202010.pdf
24. EIMV – Elektroinštitut Milan Vidmar. (2010). *Vizija razvoja koncepta Smartgrids v Sloveniji*. Najdeno 14. novembra 2011 na spletnem naslovu

- http://observer.eimv.si/dokumenti/Vizija_razvoja_koncepta_SmartGrids_v_Sloveniji-EIMV_2010.pdf
25. *Eles – Elektro-Slovenija, d. o. o.* Najdeno 7. januarja 2011 na spletnem naslovu <http://www.eles.si/>
 26. *Eles & APG – Austrian Power Grid AG (2011). Slovenia – Austria Intraday Capacity Access Rules between the control areas of Austrian Power Grid AG (»APG«) and Elektro-Slovenija, d. o. o. (»ELES«).* Najdeno 20. novembra 2011 na spletnem naslovu http://www.eles.si/en/files/eles/userfiles/avkcije/slo-a/ELES-APG_Intraday%20capacity%20access%20rules_final.pdf
 27. Energetski zakon. *Uradni list RS*, št. 27/2007.
 28. *Energy Community.* Najdeno 17. februarja 2011 na spletnem naslovu <http://www.energy-community.org>
 29. ENTSO-E. (2009a). *ENTSO Scheduling System (ESS) Implementation Guide.* Najdeno 10. novembra 2011 na spletnem naslovu https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/edi/library/schedulev3r3/documentation/ess-guide-v3r3.pdf
 30. ENTSO-E. (2009b). *ENTSO-E The Harmonised Electricity Market Role Model.* Najdeno 20. novembra 2011 na spletnem naslovu https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/edi/library/role/role-model-v2009-01.pdf
 31. ENTSO-E. (2010). *ENTSO-E Settlement Process (ESP) Implementation Guide.* Najdeno 7. novembra 2011 na spletnem naslovu https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/edi/library/settlementv1r2/documentation/settlement-guide-v1r2.pdf
 32. *ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity.* Najdeno 9. januarja 2011 na spletnem naslovu <https://www.entsoe.eu/>
 33. ENTSO-E. (2011b). *ENTSO-E Capacity Allocation and Nomination System (ECAN) Implementation Guide.* Najdeno 5. novembra 2011 na spletnem naslovu https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/edi/library/ecan-v5r0/ecan-guide-v5r0.pdf
 34. *ERGEG – Regional Initiatives.* Najdeno 17. februarja 2011 na spletnem naslovu http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_INITIATIVES
 35. ERGEG. (2006). *The electricity regional initiative: Making progress toward a single European market.* Najdeno 15. februarja 2011 na spletnem naslovu http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/CROSS_SECTORAL/Creation%20of%20REMs/CD/E05-PC-04-13a_E05-ERF-03-06B_ERI_FS.PDF
 36. Ernst & Young. (2006). *Research project on »The Case for Liberalisation«.* Najdeno 17. aprila 2011 na spletnem naslovu <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+/http://www.berr.gov.uk/files/file28401.pdf>
 37. EURELECTRIC – Union of the Electricity Industry. (2003). *Internal Electricity Market and External Trade in Electricity.* Najdeno 18. septembra 2011 na spletnem naslovu <http://www.eurelectric.org/Download/Download.aspx?DocumentID=14087>

38. Europa.eu. (2008). *Prospects for the internal gas and electricity market*. Najdeno 13. marca 2011 na spletnem naslovu http://europa.eu/legislation_summaries/energy/internal_energy_market/l27075_en.htm
39. Europa.eu. (2009). *Sedež Agencije za sodelovanje energetske regulatorje v Ljubljani*. Najdeno 15. januarja 2011 na spletnem naslovu <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/09/1885&format=HTML&aged=1&language=SL&guiLanguage=en>
40. Europa.eu. (2010). *Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)*. Najdeno 3. marca 2011 na spletnem naslovu http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/acer/acer_en.htm
41. Everis & Mercados EMI. (2010). *From Regional Markets to a Single European Market*. Najdeno 13. avgusta 2011 na spletnem naslovu http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/2010_gas_electricity_markets.pdf
42. European Communities. (2004). *DG Energy and Transport Working Paper*. Bruselj: Directorate-General for Energy and Transport.
43. European Communities. (2008). *Interconnecting Europe: new perspectives for trans-European energy networks*. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities.
44. European Communities. (2008a). *Addressing the challenge of energy efficiency through Information and Communication Technologies*. Najdeno 3. novembra 2011 na spletnem naslovu http://ec.europa.eu/information_society/activities/sustainable_growth/docs/com_2008_241_all_lang/com_2008_241_1_en.pdf
45. European Communities. (2008b). *ICT for Energy Efficiency*. Najdeno 14. septembra 2011 na spletnem naslovu http://ec.europa.eu/information_society/activities/sustainable_growth/docs/consultations/advisory_group_reports/ad-hoc_advisory_group_report.pdf
46. European Communities & e-Business Watch. (2008). *The European e-Business Report 2008. The impact of ICT and e-business on firms, sectors and the economy*. Najdeno 5. septembra 2011 na spletnem naslovu http://ec.europa.eu/enterprise/archives/e-business-watch/key_reports/documents/EBR08.pdf
47. European Communities. (2009). *ICT and e-Business Impact in the Energy Supply Industry*. Najdeno 13. septembra 2011 na spletnem naslovu http://ec.europa.eu/enterprise/archives/e-business-watch/studies/sectors/energy_supply/documents/FR03-2009_Energy-supply.pdf
48. European Communities. (2009a). *Mobilising Information and Communication Technologies to facilitate the transition to an energy-efficient, low-carbon economy*. Najdeno 8. oktobra 2011 na spletnem naslovu http://ec.europa.eu/information_society/activities/sustainable_growth/docs/com_2009_111/com2009-111-en.pdf
49. European Communities. (2010). *Expert Group 1: Functionalities of smart grids and smart meters*. Najdeno 20. septembra 2011 na spletnem naslovu http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group1.pdf

50. Evropska komisija. (2010a). *Evropska digitalna agenda*. Najdeno 30. oktobra 2011 na spletnem naslovu <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:0245:FIN:SL:PDF>
51. Evropska komisija. (2011). *Pametna omrežja: od inovacij do uvedbe*. Najdeno 17. septembra 2011 na spletnem naslovu <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0202:FIN:SL:PDF>
52. Geitona, F. (2008). *3rd energy package and creating an effective EU Agency (ACER) in the consumer's interest*. Najdeno 17. januarja 2011 na spletnem naslovu http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NEWS_ARCHIVE/FS-08-01_CEER-ERGEG_EnergyAgency_2008-02-20.pdf
53. Glavina, I. (2005). *Regulativa in reorganizacija. Mednarodna konferenca o elektrodistribuciji in trgu električne energije – Energija 05*. Ljubljana: S. l.: s. n.
54. Greveler, U., Justus, B., & Löhr, D. (2011). *Hintergrund und experimentelle Ergebnisse zum Thema »Smart Meter und Datenschutz«*. Najdeno 23. aprila 2012 na spletnem naslovu http://www.its.fh-muenster.de/greveler/pubs/smartmeter_sep11_v06.pdf
55. Groznik, A. (2009). *Potentials and challenges in multi utility management*. Najdeno 27. aprila 2011 na spletnem naslovu <http://www.iseing.org/emcis/EMCIS2010/Proceedings/Accepted%20Refereed%20Papers/C29.pdf>
56. Gunaratne, C., Christensen, J. K., & Nordman, B. (2005). Managing energy consumption costs in desktop PCs and LAN switches with proxying, split TCP connections, and scaling of link speed. *International Journal of Network Management*, 15(5), 297–310.
57. Habjan, V., Janjić, B., & Jakomin, M. (2009). Na obzorju preoblikovanje distribucijskih podjetij. *Naš stik: glasilo delavcev Elektrogospodarstva Slovenije*, 2009(9), 2–5.
58. Hattori, T., & M. Tsutsui (2004). Economic Impact of Regulatory Reforms in the Electricity Supply Industry: A Panel Data Analysis for OECD Countries. *Energy Policy*, 32(6), 823–832.
59. Hozjan, V. (2010). *ACER Slovenijo uvrstil na energetske zemljevid EU*. Najdeno 19. februarja 2011 na spletnem naslovu http://www.energetika.net/novice/clanki/acer-slovenijo-uvrstil-na-energetski-zemljevid-eu_3
60. Hunt, S. (2002). *Making competition work in electricity*. New York: John Wiley & Sons, Inc.
61. IEA – International Energy Agency. (2005). *Lessons from Liberalised Electricity Markets*. Najdeno 18. februarja 2011 na spletnem naslovu <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2005/lessons2005.pdf>
62. Joskow L., P., & Tirole, J. (2000). Transmission rights and market power on electric power networks. *RAND Journal of Economics*, 31(3), 450–87.

63. Kladnik, B., Artač, G., Štokelj, T., & Gubina, A. (2010). Opis metode koordiniranega dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti na podlagi pretokov moči. *Elektrotehniški vestnik*, 77(5), 305–312.
64. LeMay, M., Nelli, R., Gross, G., & Gunter, A. C. (2008). *An Integrated Architecture for Demand Response Communications and Control*. Najdeno 10. novembra 2011 na spletnem naslovu http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=4438878
65. Lorencin, I., Andlovic, N., Kompare, M., & Strmčnik, B. (2009). *Koncept navidezne elektrarne razvit v Evropskem raziskovalno-razvojnem projektu FENIX*. Najdeno 26. oktobra 2011 na spletnem naslovu http://www.korona.si/content_manager/uploaded/document/2009_CIGRE_SLO_Koncept_navidezne_elektrarne_FENIX.pdf
66. Luskovec, B., Prašnikar, D., & Ovniček, D. (2010). *AMI sistem na področju Elektro Gorenjska*. Najdeno 16. februarja 2012 na spletnem naslovu http://www.pies.si/data/upload/AMI_ElektroGorenjska_PIES_final__1_.pdf
67. Marinšek, Z., & Černe, G. (2011). *Roles and processes model for electricity market trading processes in Europe*. Najdeno 11. novembra 2011 na spletnem naslovu http://www.inea.si/uploads/media/Paper_ZMar-GCer_DEMSEE_2011_6-6-11.pdf
68. Meeus, L., & Belmans, R. (2008). *Electricity market integration in Europe*. Najdeno 12. februarja 2011 na spletnem naslovu http://www.pscc-central.org/uploads/tx_ethpublications/pscc2008_740.pdf
69. Ministrstvo za gospodarstvo Republike Slovenije (2011). *Predlog nacionalnega energetskega programa Slovenije za obdobje 2010 do 2030 – Povzetek*. Najdeno 30. aprila 2011 na spletnem naslovu [http://www.gzs.si/pripone/31255/NEP-povzetek\(a2\).doc](http://www.gzs.si/pripone/31255/NEP-povzetek(a2).doc)
70. Mulder, D., & Shestalova, V. (2005). *Costs and benefits of vertical separation of the energy distribution industry: the Dutch case*. Najdeno 3. februarja 2011 na spletnem naslovu http://www.wip.tu-berlin.de/typo3/fileadmin/documents/infraday/2005/papers/mulder_shestalova_Costs_and_benefits_of_Vertical_Separation.pdf
71. NASDAQ OMX. (2011). *What influences the physical and financial power prices?* Najdeno 22. oktobra 2011 na spletnem naslovu <http://www.nasdaqomxcom/modities.com/trading/markets/influenceonpowerprices/>
72. Newbery, D. M. (2001). Economic reform in Europe: integrating and liberalizing the market for services. *Utilities Policy*, 2001(10), 85–97
73. Omahen, G. (2010). Analiza stroškov in koristi naprednega sistema merjenja. Najdeno 15. februarja 2012 na spletnem naslovu http://www.bsc-kranj.si/resources/files/doc/prezentacijebled2627/Gregor_Omahen%20.pdf
74. Omahen, G. (2010a). Načrt uvedbe sistema AMI v Sloveniji. Najdeno 16. februarja 2012 na spletnem naslovu http://www.cigre-cired.si/Images/File/Coga/Posvet_2/8_SmartGrids_CIGRE_2_EIMV_Omahen.pdf
75. Papič, I. (2011). Vizija pametnih omrežij lovi realnost. *Naš stik: glasilo delavcev Elektrogospodarstva Slovenije*, 2011(12), 60–61.

76. Papič, I., Žunko P., Mihalič, R., Bizjak, G., Matvoz, D. & Kerin, U. (2004). Vpeljava standardov kakovosti napetosti v razmerah liberaliziranega trga z električno energijo. Najdeno 15. januarja 2011 na spletnem naslovu http://www.mg.gov.si/fileadmin/mg.gov.si/pageuploads/Energetika/vpeljava_standardov_kakovosti_napetosti_porocilo.pdf
77. Papler, D. (2006). Borzen je v Evropi prepoznaven subjekt. *Naš stik: glasilo delavcev Elektrogospodarstva Slovenije*, 2006(2), 56–60.
78. Perdikeas, M., Zahariadis, T., & Plaza P. (2010). The BeyWatch Conceptual Model for Demand-Side Management. V N. Hatziaargyriou, A. Dimeas, T. Tomtsi & A. Weidlich (ur.), *Energy-Efficient Computing and Networking* (str. 177–186). London: Springer Science
79. Petrov, K., Hewicker, C., Boisseleau, F., & Nabuurs, P. (2007). *European internal electricity market – What next?* Najdeno 21. avgust 2011 na spletnem naslovu <http://kema.com/Images/European%20internal%20electricity%20market%202007.pdf>
80. Pierce, R., Trebilcock, M., & Thomas, E. (2006). *Beyond Gridlock: The Case for Greater Integration of Regional Electricity Markets*. Najdeno 14. oktobra 2011 na spletnem naslovu http://www.cdhowe.org/pdf/commentary_228.pdf
81. Rupp, E. (2010). *Implementation Guide – CEE Scheduling TSO Version 2.1* (interno gradivo CE regije). Wien: APG.
82. SODO – Sistemski operater distribucijskega omrežja z električno energijo d. o. o. Najdeno 5. januarja 2011 na spletnem naslovu <http://www.sodo.si/>
83. Souvent, A. (2010). *Funkcionalne zahteve in tehnični kriteriji sistema AMI za Slovenijo*. Najdeno 15. februarja 2012 na spletnem naslovu http://www.cigre-cired.si/Images/File/Coga/Posvet_2/7_SmartGrids_CIGRE_2_EIMV_Souvent.pdf
84. Splošni pogoji za dobavo in odjem električne energije iz distribucijskega omrežja električne energije. *Uradni list RS*, št. 126/2007.
85. Steiner, F. (2001). Regulation, Industry Structure and Performance in the Electricity Supply Industry. *OECD Economic Studies*, 32(2001/I), 143–182.
86. Tarifni sistem za prodajo električne energije iz elektroenergetskega sistema Slovenije. *Uradni list RS*, št. 84/98.
87. Thomas, S. (2005). *The European Union Gas and Electricity Directives*. Najdeno 25. avgusta 2011 na spletnem naslovu http://ec.europa.eu/energy/electricity/report_2005/doc/trade_unions/12b_epsu_psiu_report.pdf
88. UCTE – Union for the Co-ordination of transmission of Electricity. (2007). *Implementation Guide for the ESS in the UCTE processes*. Najdeno 1. oktobra 2011 na spletnem naslovu https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/edi/library/ucte/ucte%20so-so-guide-v1r0.pdf
89. Uredba (ES) 1228/2003 Evropskega parlamenta in sveta o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije. *Uradni list EU*. (Št. 176/01, 26. junij 2003).

90. Uredba (ES) 713/2009 Evropskega parlamenta in sveta o ustanovitvi Agencije za sodelovanje energetske regulatorje. *Uradni list EU*. (Št. 211/1, 14. avgust 2009).
91. Uredba (ES) 714/2009 Evropskega parlamenta in sveta o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije in razveljavitvi Uredbe (ES) št. 1228/2003. *Uradni list EU*. (Št. 211/15, 14. avgust 2009).
92. Uredba o splošnih pogojih za dobavo in odjem električne energije. *Uradni list RS*, št. 117/02.
93. Vattenfall AB. (2011). *Promoting development of a competitive European energy market*. Najdeno 15. februarja 2011 na spletnem naslovu http://www.vattenfall.com/cs-reports/filter.asp?filename=page_012.html
94. Vogel, W. (2011). *Advantages of a pan-European energy market and the role of renewable energies: A power exchange's perspective*. Najdeno 7. novembra 2011 na spletnem naslovu http://www.susplan.eu/fileadmin/susplan/documents/presentations/2nd_Susplan_Conference/3_Vogel_EPEX_Advantages_of_a_pan-European_energy_market.pdf
95. Watson, T. R., Boudreau, M. C., & Chen, J. A. (2010). Information Systems and Environmentally Sustainable Development: Energy Informatics and New Directions for The IS Community. *MIS Quarterly*, 34(1), 23–38.
96. Zlatar, I., Kladnik, B., Golob, R., & Gubina, F. A. (2009). Vodenje porabe in njena elastičnost na trgu z električno energijo. *Elektrotehniški vestnik*, 76(3), 154–160.
97. Žumbar, A. (2009). *Tretji energetski paket z le polovičnimi ukrepi?* Najdeno 19. februarja 2011 na spletnem naslovu <http://www.energetika.net/novice/clanki/tretji-energetski-paket-z-le-polovicnimi-ukrepi>