

## **ELEKTROENERGETIKA | ENERGIJA SONCA IN VETRA | ELEKTRIČNA ENERGIJA**

### **Dlje ko bomo tiščali glavo v pesek, višji bo končni račun**

Elektroenergetika je oziroma naj bi bila pred velikimi spremembami, izzivi.

Objavljeno

08. september 2018 06.00



**DELO**

Aleksander Mervar

Gre za proces decentralizacije proizvodnje električne energije, povezan s prehodom na t. i. obnovljive vire energije, kjer se na prvi dve mesti postavljata energija sonca in vetra. Napoveduje se visoka rast uporabe električnih vozil, toplotnih črpalk. Posebno mesto v tej zgodbi zavzemajo hranilniki električne energije, brez katerih ne bo mogoče izpeljati teh revolucionarnih sprememb.

Zelo rado se uporablja izraze »smart grids«, »smart cities«, skratka »smart«, pametno, ob tem da si večina verjetno ne predstavlja, kaj to pomeni. Precej manj pozornosti pa se namenja vprašanjem o prihodnji zanesljivosti delovanja elektroenergetskih sistemov s ciljem zagotavljanja električne energije takrat, ko jo potrebujemo.

Zelo neprijetno je, če se omenjajo prihodnje potrebe po rezervnih zmogljivostih v času, ko iz vetrnih in sončnih elektrarn ni proizvodnje električne energije (mehanizmi, znani pod kratico CRM). Kot najprimernejše rezervne zmogljivosti (sistemske elektrarne) se omenjajo plinske elektrarne odprtega cikla (angl. OCGT). Vprašanje je, kaj to pomeni za EU, kar zadeva zanesljivo oskrbo in nabavne cene, saj so države EU velik uvoznik zemeljskega plina. Opuščanje velikih konvencionalnih termoelektarn (na premog, lignit, jedrsko gorivo) pomeni, da bo zanašanje na uvoz v primeru manjka električne energije velika napaka.

Če bomo vsi v kontinentalnem prostoru Evrope povečevali moč vetrne in sončne energije in opuščali klasične elektrarne, bomo imeli praviloma v istem časovnem obdobju enake potrebe po dodatni električni energiji ali pa bomo imeli vsi skupaj velike presežke. V prvem primeru bodo tržne cene podivjale, v drugem pa bo cena enaka nič ali celo negativna.

Pariški podnebni sporazum opredeljuje cilje glede zniževanja emisij toplogrednih plinov. Zanimivo je, da se pri proizvodnji električne energije v EU omenja in načrtuje predvsem povečano vlaganje v najbolj nestabilne proizvodne vire, ki uporabljajo energijo sonca in vetra. Če upoštevamo emisije toplogrednih plinov na proizvedeno MWh električne energije, ob upoštevanem celotnem življenjskem ciklu (izdelava komponent in gradnja elektrarne, pridobivanje in predelava

goriva, proizvodnja, ravnanje z odpadki in razgradnja proizvodnega objekta), je proizvedena MWh iz sončnih elektrarn šele na četrtem mestu: za hidro, vetrno in jedrsko energijo!

V čemu je poanta? Verjetno v tem, v kateri državi razvijajo, proizvajajo tehnologijo za proizvodnjo električne energije. Na žalost v naši državi ne za sončne, ne za vetrne elektrarne in tudi za nuklearke ne! Zato bodo morale elektroenergetske strategije in bilance prihodnosti poleg kriterija podnebne sprejemljivosti kot ključnega omejitvenega dejavnika upoštevati tudi kriterij »samozadostnosti«. Bojim se, da bosta kriterija stroškovne veličine in vpliva na nacionalni BDP povsem stranskega pomena. Kako bomo to dosegli? S tehnologijo sedanosti, slonečo na proizvodnji elektrike iz razpršenih obnovljivih virov energije, zelo težko, skoraj nemogoče.

### **Daleč od elektroenergetske neodvisnosti**

V naši državi imamo specifično situacijo. Na temo elektroenergetske prihodnosti je veliko modrovanja, poenostavljanja, zavajanja in še česa. V tako turbulentnih časih nismo sposobni sprejeti niti energetskega koncepta. Po moji oceni smo v zelo težki situaciji, katere se večina ne zaveda ali noče zavedati. V nobeni od članic EU dve največji proizvodni enoti ne ustvarita toliko električne energije, kot Termoelektrarna Šoštanj in NEK pri nas – v letu 2017 dobrih 62 odstotkov (upošteval sem 50 odstotkov proizvodnje NEK).

Dodatna težava letnih projekcij bilanc je nihanje proizvodnje v hidroelektrarnah. Povprečje zadnjih pet let je 1,3 TWh, kar pomeni približno deset odstotkov letne porabe. Absolutna razlika med najvišjo in najnižjo proizvodnjo je še višja, 1,9 TWh. Si predstavljate? To je štirikrat več, ko je znašala proizvodnja električne energije leta 2017 v HE na spodnji Savi. Po mojih izračunih imamo na razpolago največ 3 TWh električne energije iz novih hidroelektrarn (HE), če odštejem potencial rek Mura in Soča, se potencial zniža na 2 TWh na leto.

Razmere za vetrne elektrarne pri nas niso dobre. Ostanjejo sončne elektrarne. In seveda gradnja II. bloka NEK. V odvisnosti od izbire strategije, ki sta lahko dve: prvič, prevladujoč delež elektrike iz NEK, ali drugič, prevladujoč delež elektrike iz sončnih elektrarn, je odvisen tudi obseg investicij v prihodnje plinske elektrarne odprtega cikla, črpalne hidroelektrarne, druge hranilnike električne energije ter predvsem v distribucijsko elektroenergetsko omrežje.

Kako resna bo situacija glede zagotavljanja elektrike iz lastnih virov, bom prikazal z ocenami za leto 2030. Na podlagi modeliranega izračuna prihodnje porabe napovedujem leta 2030 za 16,2 odstotka večjo porabo električne energije glede na leto 2017, nominalno 2342 GWh, od tega 1024 GWh za potrebe električnih vozil (16 odstotkov osebnih vozil) in toplotnih črpalk. Če upoštevam proizvodnjo elektrike samo iz obstoječih proizvodnih enot (pri izračunu nisem upošteval porabo in proizvodnje črpalne hidroelektrarne Avče), bo uvozna odvisnost 30-, brez TEŠ pa celo 51-odstotna. Ne pozabimo, da bo leta 2043 prenehala obratovati NEK. Tudi če bo TEŠ takrat še obratoval, bo uvozna odvisnost 65-odstotna, če pa tudi TEŠ ne bo obratoval, bo uvozna odvisnost 75-odstotna.

Seveda, pri TEŠ ne pozabimo nevarnosti morebitnega pomanjkanja lignita, kar

sem napovedal že spomladi leta 2009, in tistega, kar se nakazuje od letos – hitrega naraščanja cen emisijskih kuponov za CO<sub>2</sub>. Oba dejavnika bosta lahko mimo naše volje vplivala na predčasno prenehanje proizvodnje elektrike na lokaciji TEŠ.

### **Baterije – hranilniki električne energije prihodnosti?**

Na podlagi podatkov o urni proizvodnji sončnih elektrarn v letu 2017 (urni t. i. *capacity factor*), urni porabi Slovenije v letu 2017, urni proizvodnji TEŠ v letu 2017, urni porazdelitvi povečanega obsega porabe električne energije leta 2030 glede na leto 2017 sem izračunal, kolikšna bi bila potrebna moč instaliranih sončnih elektrarn, da se letna porabe elektrike v Slovenije pokrije, s ciljno uvozno odvisnostjo 1532 GWh, kar je v korelaciji z volatilnostjo proizvodnje hidroelektrarn pri nas. Rezultati so naslednji: potrebovali bi instalirano kapaciteto 5954 MW sončnih elektrarn, pri čemer bi znašal kumulativni urni manko električne energije 967 GWh, kumulativni urni presežek pa 725 GWh.

World Energy Council (WEC) v študiji (*E-storage: Shifting from Cost to Value, Wind and Solar Applications*, 2016) ocenjuje, da bo investicijski izdatek v li-ion baterije leta 2030 med 400 in 1700 evrov/kW pri razmerju moč in energija 1:4. Če bi hoteli v Sloveniji leta 2030 uravnavati urne presežke/manke samo s temi baterijami, bi potrebovali približno 250 GW baterij kapacitete 1 TWh. Investicijski izdatek? Med 100 in 425 milijard evrov. Cena MWh električne energije iz teh baterij (upoštevano 730 ciklov na leto) po metodologiji LCOE (*levelised cost of energy*) bi bila v rangu med 120 in 170 evrov/MWh. Temu je treba prišteti še letne stroške obratovanja in vzdrževanja teh baterij. Pa ojačitve distribucijskega omrežja, pa dodatne systemske storitve, pa integracijske platforme za obvladovanje vsega ... Seveda, obstaja še niz drugih možnosti shranjevanja, vsem, razen shranjevanja električne energije v črpalni hidroelektrarni, pa je skupno to, da so še v globoki razvojni fazi in pošastno dragi.

Zanimiva je tudi študija evropske komisije (*EU Competitiveness in Advanced Li-ion Batteries for E-Mobility and Stationary Storage Applications – Opportunities and Actions*, 2017), ki predvideva, da bo leta 2025 svetovna proizvodnja li-ion baterij med 210 in 535 GWh. Se pravi pol manj, kot je moj izračun za leto 2030!

V medijih se velikokrat pojavljajo primeri dobre prakse za kombinacijo sončnih elektrarn in hranilnikov. Ko razmišljamo o teh primerih, moramo imeti pred očmi, da je na primer v Kaliforniji t. i. *capacity factor* več kot 28, pri nas pa nekaj več kot 12 (gre za razmerje proizvedene elektrike glede na zmnožek instalirane moči sončne elektrarne in 8760 ur), da gre za zanemarljive deleže glede na celotni sistem.

Ključna dilema prihodnjih nacionalnih elektroenergetskih strategij bo, kako in s kakšnimi stroški obvladati volatilnost proizvodnje elektrike iz obnovljivih virov energije. Samo z baterijami zagotovo ne!

### **Samooskrba gospodinjestev – vsečni slogan in nič več**

Predvsem pri prebiranju in poslušanju medijev imam občutek, da smo v zadnjem času vse skupaj dodobra pomešali, da so v »etru« splošno veljavne »resnice«, ki pa se na podlagi resne empirične raziskave izkažejo za »neresnice«. Zavedam se, da so obnovljivi viri energije proizvodni viri prihodnosti, da smo v

elektroenergetiki pred velikimi spremembami, kljub temu sem se odločil, da empirično dokažem, da nekatere »svetle spremembe in vizionistične ideje« v danem trenutku niso tisto, za kar se imajo, in da v naslednjih desetih letih nimajo realnih osnov za implementacijo. Vem, da gre za manj prijetno, vsehno osvetlitev istih tem. Vendar, dlje ko bomo tiščali glavo v pesek, višji bo končni račun.

V zadnjih dveh letih smo priča razmahu t. i. komercialnih projektov »samooskrbe« z elektriko, ki temeljijo izključno na proizvodnji iz sončnih elektrarn in imajo podlagi v uredbi o samooskrbi z električno energijo iz obnovljivih virov energije. Po vsebini gre za isti cilj, kot velja za podporne sheme obnovljivih virov energije, in sicer kako spodbuditi investicije v tehnologije za proizvodnjo elektrike, temelječe na uporabi obnovljivih virov energije, katerih stroškovna cena bistveno presega cene elektrike na trgu. Menim, da je sistem, kot ga predpisuje uredba, bistveno manj transparenten, kot so podporne sheme, v primeru večjega razmaha projektov »samooskrbe« se lahko povzroči kaotično stanje pri zagotavljanju nadomestnih kapacitet in posledično ohranjanja predpisane frekvence 50 Hz. Pomeni tudi zmanjševanje prihodkov za obratovanje, investiranje in vzdrževanje elektroenergetskih omrežij.

Zakaj? Več v nadaljevanju članka. Za začetek pa samo to, da v Sloveniji nimamo podatka o porabi elektrike v času, ko obratujejo sončne elektrarne v primerih »samooskrbe«. Imamo samo podatke o prevzemu in oddaji električne energije v omrežje. Na žalost ta zahteva ni predpisana z uredbo. Sprašujem se tudi, ali imajo te sončne elektrarne vgrajene razsmernike do največ 11 kW, kar predstavlja največjo moč po uredbi, ali pa nemara razsmernike večjih moči! Upam, da je moj pomislek neupravičen.

Ko govorimo o samooskrbi z električno energijo moramo najprej definirati, kateri nivo imamo v mislih: mikro (gospodinjstva, posamezne praven osebe ...), makro (naselja, lokalne skupnosti, industrijske cone), nacionalni ali celinski (Evropa). Ob snovanju elektroenergetske strategije moramo preučevati, analizirati domače cilje/želje/potrebe, hkrati pa spremljati in analizirati, kaj se bo dogajalo v našem ožjem in širšem okolju. Ko proučujemo, izračunavamo elektroenergetske bilance, ni vseeno, ali jih na nivoju ure, dneva, tedna, meseca ali leta. Ko se odločamo o novih tehnologijah za proizvodnjo elektrike, mislim na t. i. tehnologije, ki uporabljajo obnovljive vire energije, se moramo vprašati, ali so te plod domačega znanja in proizvodnje ali gre za uvoženo tehnologije, kakšne bodo stroškovne cene proizvede elektrike, kateri stroški in kakšna višina posrednih stroškov bo zaradi tega nastala (vlaganja v elektroenergetska omrežja, dodatni obseg sistemskih storitev, sistemske elektrarne za zagotavljanje vzdržne elektroenergetske bilance), kako bo vse skupaj vplivalo na nacionalni BDP, standard gospodinjstev, konkurenčno sposobnost izvoznega dela nacionalnega gospodarstva.

Ko govorimo o cenah, moramo razlikovati ceno proizvedene elektrike in končno ceno. Za končne porabnike je pomembna samo končna cena, zato so izjave v smeri, da bo elektrika zastoj, smešne. Končne cene električne energije zagotovo ne, bodo bistveno višje, kot se trenutno!

Pri elektroenergetiki moramo še posebej razlikovati podjetniški/zasebni in nacionalni interes. Tisto, kar je mogoče dobro za posamezno podjetje,

gospodinjstvo, še ne pomeni, da je dobro tudi za nacionalni nivo. Pri sedanjem projektu »samooskrbe« me najbolj moti povsem napačno zavedanje, kaj slednje pomeni za celotni elektroenergetski sistem, in temu primerni zapisi v medijih. Zavajajoče je naslednje reklamno sporočilo: *Toplotna črpalka + sončna elektrarna = dosmrtno brezplačno ogrevanje in energetska neodvisnost*. Zabavno pri tem reklamnem sporočilu je, da toplotne črpalke največ elektrike potrebujejo v dnevnih in urah, ko je sončne elektrarne sploh ne proizvajajo. Moj pomislek: Kdo pa bo priskrbel elektriko v času, ko je iz sončne elektrarne ni? Trgovec? Iz katerih proizvodnih enot? Pa menda ja ne iz bloka 6 v TEŠ!?

Še eno povsem napačno sporočilo: *Posebnost net metering sistema v Sloveniji predstavlja ohranitev priključitve objekta na javno distribucijsko omrežje, pri čemer to deluje kot hranilnik energije*. To je daleč od resnice – omrežje mora imeti vedno 50 Hz (dovoljeno odstopanje +/- 0,5 Hz). Imam občutek, da smo pozabili, kaj se je dogajalo letos aprila v celinski Evropi zaradi neizravnane proizvodnje in porabe med Srbijo in Kosovom.

Zasledil sem tudi tale zapis: *Uporabniki, vključeni v net metering, imajo nato možnost te presežke energije porabiti v urah, ko njihova elektrarna ne proizvaja dovolj, to je v zgodnjih jutranjih, večernih urah ter ponoči*. Zapis je korekten, manka pa bistveno pojasnilo: Kdo bo zagotovil elektriko v večernih in zgodnjih jutranjih urah ter ponoči in iz katerih naprav?

### **Koliko resnice je o »samooskrbi«**

Koliko resnice je o »samooskrbi«, bom najprej analiziral na gospodinjstvem odjemalcu (DC 2500 – 5000 kWh na leto – upoštevana letna poraba 3750 kWh), nazivna moč sončne elektrarne 3,457 kW in 11 kW. Moč 3,457 je določena s ciljem, da se letna poraba električne energije gospodinjstva pokrije z letno proizvodnjo elektrike iz sončne elektrarne. 11 kW je največja dovoljena nazivna kapaciteta sončne elektrarne po uredbi. Pri proizvodnji SE sem izhajal iz urnih podatkov proizvedene elektrike iz sončne elektrarne v Sloveniji v letu 2017, upoštevajoč urne *capacity factor*. Urno porabo v letu sem določil s pomočjo povprečja urejenih 24-urnih diagramov porabe elektrike v Sloveniji za leta od 2013 do 2017. Gre sicer za približek, vendar ocenjujem, da je statistično dovolj relevanten podatek.

Gospodinjstvo, ki na leto porabi 3750 kWh električne energije in ima instalirano moč sončne elektrarne 3,457, se bo kar 6075 ur oskrbovalo iz distribucijskega omrežja oziroma 69 odstotkov ur v letu, samo 31 odstotkov ur v letu pa bo proizvedlo toliko elektrike, da jo bo dovolj za samooskrbo in še kaj za oddajo v omrežje. Največji kumulativni urni manko bo znašal 362 kWh in največji kumulativni urni presežek 509 kWh. Na letnem nivoju bo količina proizvedene in porabljene elektrike izravnana.

Ta primer »samooskrbe« ima za popolno samooskrbo lepotno napaka – manjka hranilnik električne energije, s katerim bi gospodinjstvo uravnavalo manke in presežke elektrike. Tu pa ekonomika »samooskrbe« odpove. Breme izravnave bilanc električne energije in večina stroškov odstopanj bilančne izravnave (zakup kapacitet za sistemske storitve) se prenaša praviloma na sistemskega operaterja (Eles).

Predhodni primer sem nadgradil, dodal sem še toplotno črpalko, ki na leto porabi

6115 kWh, od 3750 kWh sem odštel porabljeno električno energijo za ogrevanje in pripravo sanitarne vode (vir: Surs, 2016). Skupna letna poraba električne energije v tem primeru tako znaša 8444 kWh. Nazivno moč sončne elektrarne sem določil v višini 7,785 kW. letna poraba električne energije se tako pokrije z letno proizvodnjo električne energije iz sončne elektrarne. Rezultat? Pet mesecev bi takšno gospodinjstvo svoje potrebe po električni energiji krilo iz distribucijskega omrežja, in to v mesecih, ko je poraba električne energije najvišja.

Ta primer sem testiral še na urnih podatkih za februar 2018. Kakšne podatke sem dobil? Niti v eni uri od 672 ur, kot jih je imel letošnji februar, se gospodinjstvo ne bi obnašalo »samozadostno«. Pokritje porabe s proizvodnjo bi znašala 10 odstotkov. Od kod potem preostala električna energija?

Za leto 2030 sem preračunal, da bi bilo novih gospodinjstev s toplotno črpalko 81.000 (20-odstotna letna rast glede na leto 2016). Če bi veljale razmere za proizvodnjo električne energije iz sončnih elektrarn, kot so veljale letošnjega februarja, bi bil mesečni manko električne energije za pokritje teh gospodinjstev 87,3 GWh. Delujoča črpalna hidroelektrarna Avče ima ob polni akumulaciji kapaciteto 2,8 GWh, načrtovana Kozjek 4,5 GWh, skupaj 7,3 GWh. Iz teh dveh bi lahko pokrili nekaj več kot 8 odstotkov manka električne energije. In spet vprašanje – kaj pa razlika? Uvoz, zagon plinske elektrarne odprtega tipa (OCGT) v Brestanici, praznjenje električne energije, shranjene v baterijah? Pri tem se je dobro zavedati, da znaša ocena stroškovne cene MWh, proizvedene v OCGT, med 140 in 239 evri, cena MWh iz baterije pa po zadnjih napovedih za leto 2030 do 200 evrov.

Zanimiva je še primerjava, koliko bi prejel/prejme lastnik sončne elektrarne z instalirano močjo 7,785 kW in letno proizvodnjo 8.444 kWh, ki je enaka letni porabi električne energije, ter priključno močjo 8 kW po uredbi in/ali po podporni shemi. Letni prihranek po uredbi znaša 523,34 evra, največ na račun manjšega plačila omrežnine (osnova za izračun je račun za junij 2018 – vir: Agencija za energijo). Na leto bi iz omrežja prevzel 4068 kWh, za kar bi moral, tako kot drugi odjemalci, plačati 252,15 evra, česar pa ne plača, saj se saldira odjem in oddaja v distribucijsko omrežje na letni ravni. Iz podporne sheme bi prejel 514,75 evra obratovalne podpore (60,96 evra/MWh). Samooskrba tako prinese dva odstotka večji neto učinek, zato trdim, da je po vsebini substitut za podporno shemo.

Tako kot mi uredba ne da odgovora, od kod zagotoviti manjkajočo električno energijo za t. i. »samooskrbo«, mi prav tako ne daje odgovora, kdo bo kril manko prihodkov od omrežnine, kdo bo zagotavljal dodatne sistemske storitve zaradi povečanega deleža nepredvidljivih proizvodnih enot na obnovljive vire energije in, ne nazadnje, kdo bo dolžan investirati v hranilnike električne energije, sistemske elektrarne (OCGT)!

**V tako turbulentnih časih nismo sposobni sprejeti niti energetskega koncepta. Po moji oceni smo v zelo težki situaciji, katere se večina ne zaveda ali noče zavedati.**

Dokler je delež sončnih elektrarn v okviru programa »samooskrbe« zanemarljiv (do enega odstotka), je situacija obvladljiva. Poglejmo si situacijo, kaj bi bilo pri 50-odstotni »samooskrbi« na nizki napetosti. Poraba na nizki napetosti v letu 2017 je znašala 6104 GWh, 50-odstotna znaša 3052 GWh. Kar 48 odstotkov

električne energije na letni ravni bi bilo treba zagotoviti iz distribucijskega omrežja v urah, ko je proizvodnja elektrike iz sončnih elektrarn prenizka ali pa je sploh ni. Letni izpad omrežninskih prihodkov bi znašal 115,1 milijona evrov oziroma 31,3 odstotka. V letu 2017 so ti znašali 367,1 milijona evrov. Tarife bi se morale v povprečju povečati za 45,7 odstotka! Vse to v času, ko se načrtujejo obsežne investicije v elektroenergetska omrežja, tako glede meddržavnih povezav, notranjega prenosnega in distribucijskega omrežja.

### **Kaj potrebujemo, kaj nas čaka?**

Mogoče bo kdo od bralcev dobil občutek, da je ta prispevek usmerjen proti obnovljivim virom energije, še zlasti proti sončnim elektrarnam, da se prikazuje situacijo kot brezizhodno in še kaj. Daleč od tega. Sem privrženec dejstev, resnice, realnih scenarijev. Na podlagi preučevanja dolgoročnih elektroenergetskih bilanc si upam napovedati, katera smer glede novih proizvodnih virov je najbolj verjetna: gradnja hidroelektrarn tam, kjer je to mogoče, in to precej hitreje, kot gradimo spodnjiesavsko verigo; v letih 2035 do 2040 drugi blok NEK moči med 500 do 700 MW, močnejšega (prek 1000 MW) samo s tujim strateškim partnerjem; sončne elektrarne postopoma do 1500 MW z obveznimi baterijskimi hranilniki; spodbujanje investicij v kogeneracijske enote na lesno biomaso v strnjjenih bivalnih območjih; TEB in ČHE Avče postaneta državni sistemski elektrarni, prihodek ustvarjata iz CRM-mehanizma in nudenja sistemskih storitev Elesu ter drugim sistemskim operaterjem v EU; v ČHE Kozjek se investira samo, če se izkaže, da je investicija učinkovitejša, kot bi bila v druge sisteme hrambe elektrike.

Kaj se zgodi, če TEŠ preneha proizvodnjo elektrike, oziroma kaj po letu 2054? Svoje bo naredil razvoj tehnologij za proizvodnjo in hrambo električne energije. Kam bo šel, ne vem. Če to odmislim, pa lahko zapišem: močnejši II. blok v NEK, več sončnih elektrarn, več baterij in večja moč sistemskih elektrarn.

Zato naj resorno ministrstvo, s pomočjo slovenske akademske in energetske stroke, vključujoč tudi nevladne organizacije, končno spravi vse skupaj na papir. Ocenjujem, da je to možno v šestih mesecih. Na podlagi konkretnih števil se lahko zavestno odločimo za našo elektroenergetsko strategijo. Poudarjam našo. Zaradi naše specifičnosti kopiranje modelov drugih držav iz EU odpade. Pri tem naj bodo ključna leta 2030, 2044 in 2054. Zakaj? Izpolnjevanje okoljskih zavez, prenehanje obratovanja NEK, prenehanje obratovanja TEŠ.

Sedanji osnutek energetskega koncepta je dobra podlago. Že vnaprej pa napovedujem, da bodo številke fantastično visoke, gledano iz perspektive trenutnih stroškov delovanja elektroenergetskega sistema. Vendar tako nekje delno že je (Nemčija, Danska), drugod, tudi pri nas, pa še bo. To so svetovni trendi, to od nas zahtevajo mednarodno sprejete zaveze. Sedanje stanje ni zdravo, elektroenergetika se vrti v krogu, uvozna odvisnost se povečuje, pričakovanja končnih porabnikov električne energije pa so diametralno nasprotna od tistega, kar se bo zgodilo – mislim na končne cene elektrike. Ravno končnim porabnikom smo dolžni pravočasno sporočiti, kaj jih čaka v prihodnosti.

*Mag. Aleksander Mervar je od oktobra 2013 direktor Elesu.*