

Kogeneracijos plėtros perspektyvų analizė po Ignalinos atominės elektrinės uždarymo

Nerijus Rasburskis¹,

Robertas Puodžius²,

Petras Urbonas³,

Šarūnas Prieskienis³

¹ UAB „AF-Consult“, Draugystės g. 19,
LT-51230 Kaunas, Lietuva
El. paštas: nr@tsp.lt

² Šilumos ir atomo energetikos katedra,
Kauno technologijos universitetas,
K. Donelaičio g. 20,
LT-44239 Kaunas, Lietuva

³ Pastatų energetikos katedra,
Vilniaus Gedimino
technikos universitetas,
Saulėtekio al. 11,
LT-10223 Vilnius, Lietuva

Bendros šilumos ir elektros energijos gamybos (kogeneracijos) plėtros racionalus planavimas yra holistinis uždavinys daugeliui valstybių. Kogeneracijos technologijos leidžia sumažinti importuojamo kuro kiekį apie 30 %, pagaminant visiškai tiek pat šilumos ir elektros energijos, todėl šių technologijų plėtra yra vienas svarbiausių veiksnių, užtikrinančių darnią energetikos sektoriaus raidą.

Šiame straipsnyje pateikiama Lietuvos, kuriai, viena vertus, reikia kompensuoti Ignalinos atominės elektrinės uždarymą, o kita vertus, būtinos didelės investicijos centralizuoto šilumos tiekimo ir elektros energetikos sistemų atnaujinimui, patirtis pereinamoju laikotarpiu. Straipsnyje pateikiami kogeneracijos plėtros plano rengimo metodologiniai principai ir apibendrinami gauti rezultatai. Analizuojant valdžios institucijų strateginius sprendimus, uždarius Ignalinos atominę elektrinę, pateikiama alternatyva elektros energijos supirkimo skatinimo tvarkai, taip pat tiriamos valandinės elektros energijos prekybos neigiamų padarinių sušvelninimo technologinės ir finansinės galimybės.

Lietuva turi didelį kogeneracijos plėtros potencialą ir galimą naudą ateityje socialinės ekonomikos atžvilgiu. Nepaisant to, kogeneracijos plėtrai reikia viešo reguliavimo mechanizmo, užtikrinančio jos tikslingumą ne tik socialinės, bet ir verslo ekonomikos požiūriu.

Raktažodžiai: kogeneracija, centralizuotas šilumos tiekimas, kogeneracijos plėtros planas, elektros birža, bakas akumuliatorius

IŽANGA

Energijos rinkos, jos tendencijų kitimo dėsninėjimui nuolat yra visuomenės apmąstymų, o dažnai ir karštų diskusijų arba politinio poveikio dalimi. Nuolatinis energijos išteklių kainų didėjimas, patikimesnio energijos tiekimo siekiai tik paaštrina šias diskusijas, todėl pirmasis žingsnis darnios energetikos sektoriaus plėtros link yra racionalūs sprendimai, paremti holistiniu optimalaus sprendimo radimu.

Šiuo metu Europos Sąjunga (toliau – ES) aiškiai deklaruoja, kad vienas racionaliausių kuro energijos panaudojimo būdų yra kogeneracija. Tai elektros ir naudingos šilumos energijos gamyba bendrame technologiniame procese. Šis procesas leidžia sutaupyti apie 20–30 % kuro, palyginti su tradicine atskira šilumos ir elektros energijos gamyba. Kogeneracijos plėtros tikslingumas finansiškai patrauklus tik naudojant šilumos energiją, todėl kogeneracinių elektrinių

statyba pirmiausia turėtų būti numatoma centralizuoto šilumos energijos tiekimo sektoriuje, kuriame ilgą laikotarpį gana tiksliai galima planuoti šilumos energijos poreikį ir jo kitimo tendencijas.

Jau 2008 m. pabaigoje Lietuvos Vyriausybė, atsižvelgdama į ES Direktyvą 2004/8/EC [1], patvirtino Kogeneracijos plėtros planą [2–4]. Kogeneracijos plėtros planas parengtas siekiant įvertinti galimas elektros energijos gamybos apimtis kogeneracinėse elektrinėse, panaudojant esamą naudingos šilumos energijos gamybos potencialą centralizuoto šilumos energijos tiekimo sektoriuje (toliau – CŠT), iš dalies kompensuojant elektros energijos gamybos pajėgumų šalyje praradimą uždarius Ignalinos atominę elektrinę.

Iki 2010 m. sausio 1 d. elektros energijos supirkimą iš bendrų šilumos ir elektros energijos gamintojų reglamentavo Elektros energijos supirkimo iš bendrų šilumos ir elektros energijos gamintojų tvarka [5]. Pagal šią tvarką, Valstybinė

kainų ir energetikos kontrolės komisija (toliau – VKEKK) kasmet nustatydavo būtinas supirkti elektros energijos apimtis iš kiekvieno šilumos ir elektros energijos gamintojo, taip pat šios elektros energijos supirkimo kainą. Būtent elektros energijos supirkimo kaina yra kritinis kogeneracinių elektrinių statybos tikslingumą lemiantis veiksnys. Tuo tarpu 2009 m. pabaigoje uždarius Ignalinos atominę elektrinę, iki šiol gaminusią 80–90 % sąlyginai pigios elektros energijos, Lietuvoje pradėta kurti konkurencija tarp elektros energijos gamintojų ir tiekėjų, t. y. nuo 2010 m. sausio 1 d. Lietuvos elektros energetikos sektorius pradėjo veikti konkurencijos ir rinkos santykių pagrindu. Nuo 2010 m. visi elektros energijos gamintojai, tarp jų ir kogeneracinių elektrinių operatoriai, tapo priversti dalį pagamintos elektros energijos parduoti valandinės prekybos elektros energija biržoje. Prekyba elektros energija konkurencinėmis sąlygomis neabejotinai turės svarią įtaką jau pastatytų ir planuojamų statyti kogeneracinių elektrinių veiklai.

Kogeneracijos plėtros planas [2] buvo rengiamas remiantis tuo metu galiojusia kvotine elektros energijos supirkimo iš bendrų elektros ir šilumos energijos gamintojų tvarka, neįvertinant šios tvarkos pasikeitimo galimos įtakos plano sprendiniams. Dalinai ar visiškai nustojus galioti kvotinei elektros energijos supirkimo tvarkai atsirado poreikis išanalizuoti ir iš naujo įvertinti kogeneracijos plėtros plane numatytus technologinius kogeneracijos plėtros sprendinius konkrečiose centralizuoto šilumos tiekimo sistemose. Tokiu atveju tolesnė kogeneracinių elektrinių šalyje plėtra, kuri kartu yra tiesiogiai susijusi su aplinkosauginiais klimato kaitos mažinimo uždaviniais šalyje ir ES, priklausys nuo gebėjimo prisitaikyti prie konkurencinių elektros energijos rinkos sąlygų.

Šiame straipsnyje nuodugniai apžvelgiama kogeneracijos plėtros plano rengimo metodologija, pateikiama priimtų sprendimų analizė ir galimos staigių neigiamų pasikeitimų kompensavimo galimybės.

METODOLOGIJA IR PAGRINDINĖS PRIELAIDOS

Kogeneracijos plėtros plano [2] rengimo metu atlikus šalies centralizuoto šilumos tiekimo sistemų tyrimą, t. y. kiekvienos hidrauliškai vientisos sistemos atveju išanalizavus tiekiamą į sistemą šilumos energijos kiekį, naudojamą ir galimą bei numatomą naudoti kuro rūšį, galimybę šias kuro rūšis panaudoti kogeneraciniuose įrenginiuose ir kt., buvo parengtos didelio efektyvumo kogeneracijos plėtros rekomendacijos. Šiose rekomendacijose nurodomos ekonominiu požiūriu tikslingos įrengti kogeneracinių elektrinių šiluminės ir elektrinės galios, rekomenduojama kogeneracijos technologijos tipas, kogeneracijos blokų skaičius ir naudotinos kuro rūšys konkrečiose centralizuoto šilumos tiekimo sistemose. Rengiant kogeneracijos plėtros centralizuoto šilumos tiekimo sistemose rekomendacijas buvo vertinama:

1) galimybė išvengti netikslingo investicijų panaudojimo, rekonstruojant technologiškai susidėvėjusius šilumos energijos gamybos įrenginius, neatsižvelgiant į kogeneracinių įrenginių teikiamą efektą;

2) galimybė išvengti netikslingo investicijų panaudojimo, ribojant kogeneracinių įrenginių, kurių galia neatitinka rekomenduojamų galių, kiekį;

3) galimybė energijos gamyboje kogeneracijos procese sunaudoti mažiau organinio kuro, taip mažinant šalies priklausomybę nuo kuro importo;

4) Lietuvos Respublikos įsipareigojimai ES aplinkosaugos srityje;

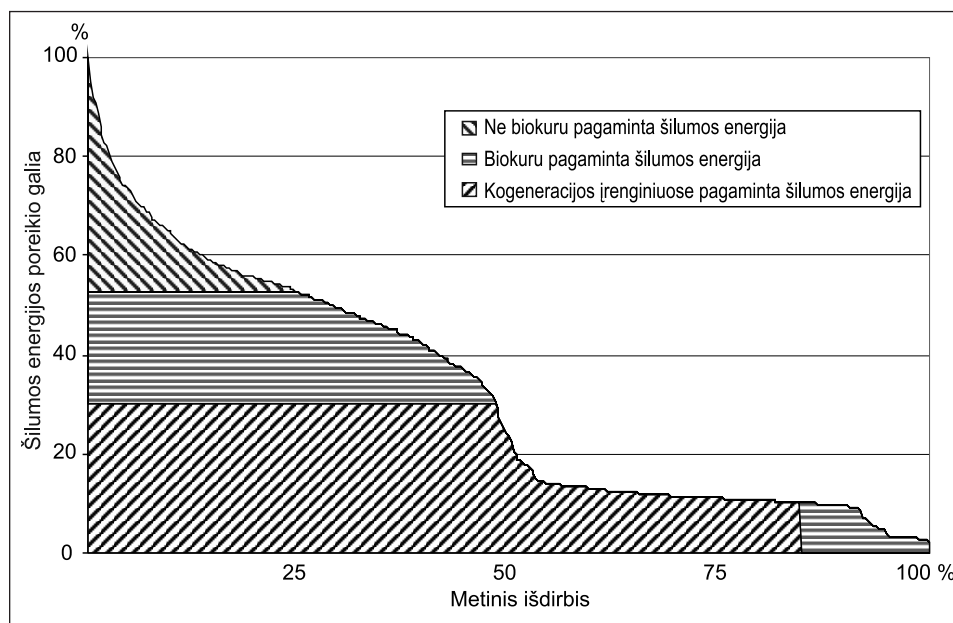
5) elektros energijos gamybos didelio efektyvumo kogeneracijos metu apskaičiuoti energijos gamybos ribiniai kaštai, vertinant pagal socialinės ekonomikos principus, palyginant juos su atskira elektros gamyba kondensacinėje elektrinėje.

Prioritetiniai kogeneracinių elektrinių tipai buvo pasirinkti remiantis statistine informacija, kurioje pateikiamas atskirų kogeneracijos technologijų paplitimas pasaulyje ir jų palyginimas tarpusavyje. Pagal [6–8] literatūroje pateiktą informaciją prie tradicinių labiausiai paplitusių technologijų priskiriamos šios technologijos:

- 1) garo turbinos,
- 2) vidaus degimo varikliai,
- 3) dujų turbinos,
- 4) kombinuotas ciklas (dujų ir garo turbinos vienoje sistemoje).

Rengiant kogeneracijos plėtros planą buvo priimta, kad kogeneracijos plėtra, neįvertinant komunalinių atliekų deginimo struktūros prioriteto, vykdoma vietinio kuro – biokuro ir importuojamo kuro – gamtinių dujų pagrindu. Kogeneracijos plėtra naudojant daugiau biokuro energijos gamyboje galima tik garo turbinos technologijos pagrindu veikiančios kogeneracinės elektrinės statybos atveju, t. y. statomas biokuro katilas kartu su didelių parametrų garo turbina.

Kogeneracijos plėtros techniniu požiūriu tikslingumo vertinimo metodika. Optimizuojant kogeneracinės elektrinės galią ir energijos blokų darbą centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemoje vienas pagrindinių atskaitos taškų, lemiančių planuojamų šilumos energijos gamybos įrenginių galią, jų skaičių ir reikalingas technines charakteristikas (pvz., galimybė dirbti mažesne galia už nominalią ir pan.), yra hidrauliškai vientisos centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemos šilumos energijos galios poreikio kitimo grafikas. Ši kreivė yra šilumos energijos galios poreikio kitimo, tam tikro metų laiko atžvilgiu, funkcija. Kogeneracijos plėtros įvertinimas analizuojant kiekvieną centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemos šilumos energijos poreikio grafiką yra labai imlus laikui ir daryti to nebūtina dėl mažesnės kaip 5 % santykinės paklaidos, todėl kogeneracijos plėtros planas buvo rengiamas taikant apibendrintą centralizuoto šilumos tiekimo sistemų poreikio grafiką norminiams metams, šilumos energijos poreikio galios kitimą išreiškiant paros vidurkiu [9].



1 pav. Galimas energijos gamybos įrenginių darbas, esant šilumos energijos gamybos kogeneracinėje elektrinėje prioritetui

Organizuojant energijos gamybos įrenginių (kogeneracinių blokų ir katilų) darbą pagal šilumos energijos poreikio galios kitimą centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemoje, galimi trys kogeneracijos plėtros centralizuoto šilumos tiekimo sistemoje variantai. Kogeneracijos plėtros plane, atsižvelgiant į tam tikros kuro rūšies panaudojimo prioritetą, buvo išskirti šie galimi plėtros modeliai:

I – gamtinių dujų modelis (nėra biokuro) – tai tipinis didžiųjų ir vidutinių centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemų (Kaune, Panevėžyje, Šiauliuose ir kt.) situacijos modelis, kada kaip pagrindinis kuras naudojamos gamtinės dujos, o rezervinis kuras – mazutas. Šiose sistemose, pastačius kogeneracinę elektrinę, išaugtų gamtinių dujų suvartojimas arba biokogeneracinės elektrinės statybos atveju – atsirastų didelis biokuro kiekis kuro balanse;

II – biokuro prioritetinis modelis – tai situacija, kada centralizuoto šilumos energijos tiekimo hidrauliškai vientisoje sistemoje jau instaliuotas biokuro katilas(-ai). Tai daugelio vidutinio ir mažo dydžio sistemų dabartis, leidžianti kuro balanse turėti gana didelę biokuro dalį. Šiose sistemose pastačius kogeneracinę elektrinę biokuro dalis kuro balanse nesumažėtų ar net išaugtų biokogeneracinės elektrinės statybos atveju. Gamtinių dujų suvartojimas padidėtų tik jas deginančios kogeneracijos plėtros atveju;

III – kogeneracijos plėtros prioritetinis modelis – tai alternatyva, kai centralizuoto šilumos energijos tiekimo hidrauliškai vientisoje sistemoje jau instaliuotas biokuro katilas(-ai), tačiau prioritetas suteikiamas elektros energijos gamybai panaudojant disponuojamą šilumos energijos poreikį. Šiose sistemose pastačius kogeneracinę elektrinę biokuro dalis kuro balanse gerokai sumažėtų tik taikant gamtinių dujų pagrindu veikiančios kogeneracijos technologijas.

Vienas energijos gamybos įrenginių darbo planavimo pavyzdžių, naudotų vertinant kogeneracijos plėtros konkre-

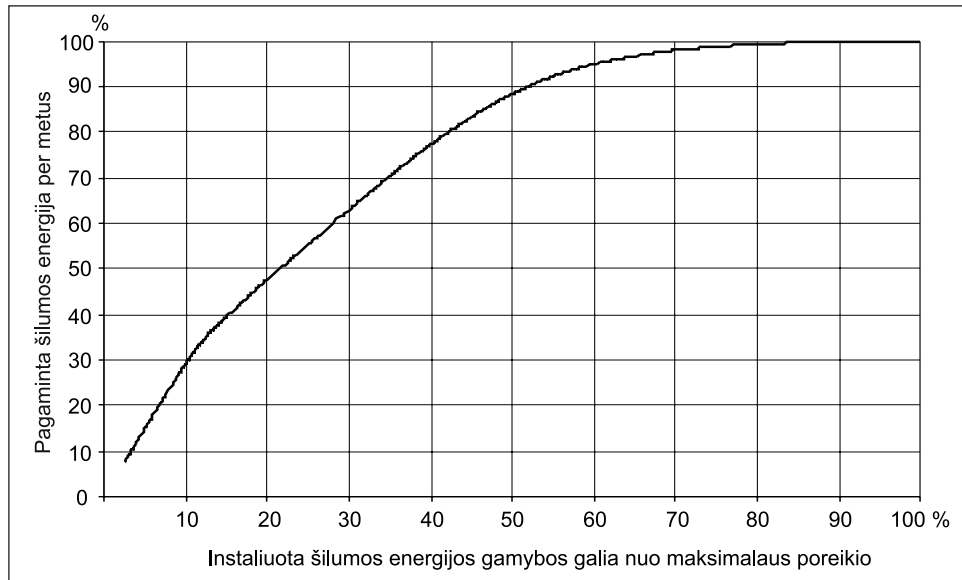
čiose centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemoje tikslumą techniniu požiūriu, parodytas 1 pav.

Pastačius kogeneracinę elektrinę, kurios šiluminė galia yra apie 30 % maksimalios šilumos energijos poreikio galios nagrinėjamoje centralizuoto šilumos energijos tiekimo sistemoje, apie 55 % šilumos energijos galėtų būti gaminama kogeneracinėje elektrinėje, kurios metinis išdirbis siektų apie 85 %, arba apie 7 400 valandų per metus. Esami šilumos energijos gamybos įrenginiai – katilai, naudojantys biokurą, būtų eksploatuojami tik nešildymo sezonu, kai kogeneracinė elektrinė negali dirbti galia, mažesne už priimtą techniniu ir finansiniu požiūriu vis dar racionalų lygį – 25 %¹ nominalios galios, taip pat esant didesniam šilumos energijos poreikiui, nei instaliuota šiluminė kogeneracijos įrenginių galia arba įrenginiams nedirbant dėl planinio remonto ar avarijos. Šiuo atveju sumontavus gamtines dujas naudojančius kogeneracijos įrenginius, būtų sumažintas biokuro kiekis kuro balanse. Jei būtų instaliuojama biokogeneracija, biokuro kiekis gerokai išaugtų.

2 pav. parodytas 1 pav. pavaizduotas apibendrintas šilumos energijos galios poreikio grafikas pertvarkytas taip, kad tam tikras metinis šilumos energijos kiekis atitiktų būtiną instaliuoti šilumos energijos gamybos galią.

Remiantis 2 pav. ir atlikta šilumos poreikio grafiko analize, techninė kogeneracijos plėtra rengiant kogeneracijos plėtros planą buvo vertinama pagal galimą instaliuoti kogeneracijos įrenginių šiluminę galią, atitinkamai 20–60 % nuo CŠT hidrauliškai vientisos sistemos didžiausio šilumos energijos poreikio.

¹ Nurodytas galios sumažinimo lygis galioja garo turbinos, dujų turbinos ir kombinuotojo ciklo technologijos pagrindu veikiančiai kogeneracinei elektrinei, taip pat daugiau kaip iš vieno energijos bloko sudarytai vidaus degimo variklio technologijos pagrindu veikiančiai kogeneracinei elektrinei.



2 pav. Pagaminamas metinis šilumos energijos kiekis, atitinkantis instaliuotą galią nuo maksimalaus CŠT sistemos šilumos energijos poreikio

Atlikus kogeneracijos plėtros tikslingumo analizę techniniu požiūriu buvo nustatyta, kad biokogeneracijos plėtra galima visose šalies apskrityse. Bendrai Lietuvos CŠT sektoriuje biokogeneracijos pagrindu būtų galima instaliuoti nuo 28 MW_{el.} iki 139 MW_{el.} galios garo turbinos pagrindu veikiančių kogeneracinių elektrinių. Taip pat nustatyta, kad gamtines dujas naudojančių kogeneracijos technologijų (vidaus degimo variklio ir dujų turbinos) plėtra CŠT įmonėse, galinčiose deginti gamtines dujas, galėtų pasiekti nuo 89 MW_{el.} iki 289 MW_{el.} galią. Šių kogeneracijos technologijų plėtra taip pat galima visose šalies apskrityse. Analizės rezultatai parodė, kad pagal priimtas technines prielaidas kogeneracijos plėtra minėtų technologijų pagrindu CŠT įmonėse, turinčiose galimybę ne tik naudoti gamtines dujas, bet ir naudojančiose biokurą, yra ne visose šalies apskrityse. Kogeneracijos plėtra vidaus degimo variklio technologijos ir dujų turbinos technologijos pagrindu netikslinga Alytaus, Panevėžio ir Šiaulių apskrityse. Šiose CŠT hidrauliškai vientisose sistemose kogeneracijos plėtra galėtų pasiekti nuo 51 MW_{el.} iki 78 MW_{el.} galią. Pagal priimtas technines prielaidas kogeneracijos plėtra kombinuotojo ciklo technologijos pagrindu galima visose šalies apskrityse, tačiau Marijampolės, Tauragės, Telšių ir Utenos apskrityse šios technologijos plėtra būtų numatoma tik tuo atveju, jei remiantis socialinės ekonomikos principais būtų naudinga instaliuoti ne mažiau kaip 60 % kogeneracijos technologijos šiluminę galią nuo didžiausio hidrauliškai vientisos CŠT sistemos šilumos energijos poreikio. Kombinuotojo ciklo technologijos kogeneracijos plėtra visoje šalyje galėtų pasiekti nuo 435 MW_{el.} iki 2113 MW_{el.} galią.

Analizės metu nustatyta, kad vienas svarbiausių rodiklių yra galima metinė elektros energijos gamyba, atspindinti kogeneracijos tikrąją įtaką šalies energetikos sektoriui. Elektros energijos gamybos apimčių pasiskirstymas pirmiausia priklauso nuo Lietuvos CŠT sektoriaus specifikos (šilumos energijos poreikio grafiko), rinkoje esančių kogeneracijos

technologijų techninių rodiklių (elektros / šilumos energijų gamybos santykis, žemutinė darbo riba ir kt.), taip pat nuo priimtų prielaidų, nusakančių tam tikros technologijos techninį tikslingumą.

Galimos pagaminti elektros energijos metinis kiekis, esant pasirinktam kogeneracijos technologijų instaliuotųjų šiluminių galių intervalui (20–60 % nuo didžiausio CŠT sistemos šilumos energijos poreikio) parodytas 3 pav.

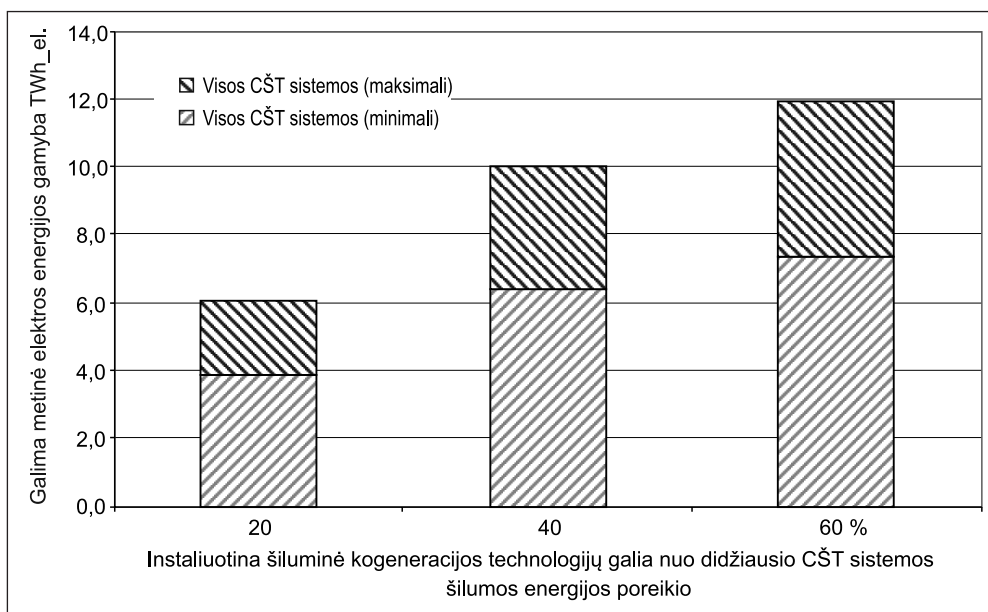
Iš 3 pav. pateiktos informacijos matyti, kad pagal priimtas technines prielaidas, esant didžiausiai galimai kogeneracijos plėtrai, per metus kogeneracinėse elektrinėse techniniu požiūriu galima pagaminti nuo 3,9 TWh_{el.} iki 11,9 TWh_{el.} elektros energijos.

Kogeneracijos plėtros tikslingumo finansiniu-ekonominiu požiūriu vertinimo metodika. Finansiniu požiūriu tikslinga kogeneracijos plėtra buvo vertinama nustatant tokius galimus plėtros scenarijus:

0 – scenarijus. Elektros energija gaminama didžiausio elektrinio efektyvumo sistemų (kombinuotojo ciklo jėgainių), dirbančių kondensaciniame cikle, pagrindu. Tai šiuo metu šalies priimta strategija, statant kombinuotojo ciklo elektrinę AB „Lietuvos elektrinės“ (toliau – LE) bazėje. Remiantis priimtomis prielaidomis ir kogeneracijos plėtros plano rengimo metu galiojusiomis kuro kainomis ir kitomis sąlygomis, elektros energijos gamybos kaina šio scenarijaus atveju būtų apie 235 Lt/MWh;

I – kogeneracinės jėgainės instaliuojamos CŠT sistemose, kuriose nenaudojamas biokuras šilumos energijai gaminti ir šilumos energijos gamybos įrenginių (katilų) techninė būklė yra gera, t. y. nereikia esamų šilumos energijos gamybos įrenginių rekonstruoti arba statyti naujų;

II – kogeneracinės jėgainės instaliuojamos CŠT sistemose, kuriose nenaudojamas biokuras šilumos energijai gaminti, tačiau šilumos energijos gamybos įrenginių (katilų) techninė būklė yra tik patenkinama arba bloga, t. y. reikia investicijų



3 pav. Galima metinė elektros energijos gamyba kogeneracinėse elektrinėse, panaudojant esamą šilumos energijos poreikio potencialą

rekonstruojant šilumos energijos gamybos įrenginius arba naujų statybai;

III – kogeneracinės jėgainės instaliuojamos C&P sistemoje, kuriose naudojamas biokuras šilumos energijai gaminti ir šilumos energijos gamybos įrenginių (biokatilų) techninė būklė yra gera, t. y. nereikia esamų šilumos energijos gamybos įrenginių rekonstruoti arba statyti naujų;

IV – kogeneracinės jėgainės instaliuojamos C&P sistemoje, kuriose naudojamas biokuras šilumos energijai gaminti, tačiau šilumos energijos gamybos įrenginių (biokatilų) techninė būklė yra tik patenkinama arba bloga, t. y. būtinos investicijos į šilumos energijos gamybos įrenginių rekonstravimą arba naujų statybą.

Pritaikius sisteminės analizės metodą, apjungiant techninį ir finansinį-ekonominių vertinimo metodus ir atsižvelgiant į kitus veiksnius, pvz., esamų šilumos energijos gamybos įrenginių atnaujinimo neišvengiamumą kai kuriose sistemose, buvo sudarytas kogeneracijos plėtros planas. Suminė instaliuotina elektrinė galia, kuriai parengtas kogeneracijos plėtros planas, siekia nuo 826 MW_{el.} iki 1822 MW_{el.} Įvertinus išimtis ir Vilniaus 2-oje elektrinėje planuotą garo turbinos pakeitimą (12 MW_{el.} į 17 MW_{el.}), biokuro pagrindu instaliuotinos elektrinės galios siekia nuo 40,9 MW_{el.} iki 60,4 MW_{el.} Bendras suminis elektros energijos kiekis, galimas pagaminti C&P sektoriuje kogeneracijos plėtros plane numatytuose įrenginiuose, siektų nuo 5,2 TWh iki 9,1 TWh per metus. Iš biokuro pagamintinos elektros energijos kiekis siektų nuo 0,25 TWh iki 0,37 TWh per metus.

Nepaisant 2009 m. pabaigoje vykusių aštrių diskusijų dėl Ignalinos atominės elektrinės uždarymo neišvengiamumo, techninės atominės elektrinės būklės bei atitikimo saugumo reikalavimams, Ignalinos atominės elektrinės darbas 2009 m. gruodžio 31 d. sustabdytas. Nuo 2010 m. sausio 1 d. Lietuvos

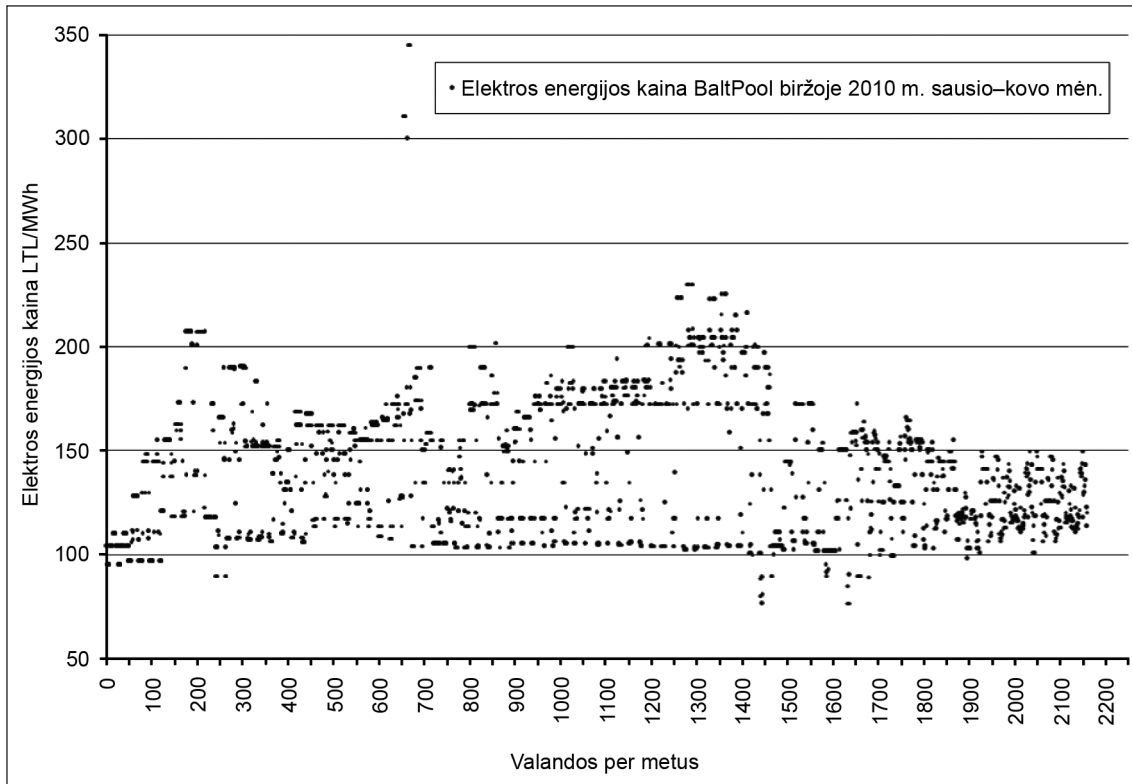
elektros energetikos sektorius pradėjo veikti konkurencijos ir rinkos santykių pagrindu. Visi elektros energijos gamintojai, tarp jų ir kogeneracinių elektrinių operatoriai, priversti dalį pagamintos elektros energijos pardavinėti valandinės prekybos elektros energija biržoje sąlygomis.

Prekyba elektros energija konkurencijos sąlygomis turi įtakos veiklos rezultatams tų elektros energijos gamintojų, kurie naudoja gamtines dujas. Elektros energijos gamyba naudojant atsinaujinančiuosius energijos išteklius yra skatinama taikant fiksuotą supirkimo tarifą, todėl naujoji tvarka jiems neturi įtakos. Nuo 2009 m. elektros energijai, pagamintai vėjo ir biomasės elektrinėse, taikomas 30 ct/kWh supirkimo tarifas.

Valandinės elektros rinkos analizė. Elektros energijos kainos kitimas Lietuvos elektros biržoje 2010 m. sausį, vasarį ir kovą parodytas 4 pav.

Kaip matyti 4 pav., elektros energijos pirkimo / pardavimo kaina BaltPool biržoje labai kinta, reaguodama į pasiūlos ir paklausos pokyčius, susijusius su savaitės, metų laiku, taip pat potvynių bei atoslūgių įtaka, kai į elektros rinką iš hidroelektrinių tiekiamas pigesnė elektros energija. 2010 m. sausį vidutinė elektros energijos kaina BaltPool elektros biržoje siekė 142,9 Lt/MWh, vasarį – 155,6 Lt/MWh, kovą – 130,9 Lt/MWh [10].

Siekiant įvertinti sezoniškumo įtaką elektros energijos pirkimo / pardavimo kainoms biržoje, buvo atliktas NordPool elektros energijos biržos pastarųjų dvejų metų (2008 ir 2009 m.) elektros kainos kitimo tyrimas [11]. Pirmuosius metus ketvirčius laikant atskaitiniais ir remiantis elektros energijos kainų kitimo tendencijomis NordPool biržoje, buvo apskaičiuoti korekcijos koeficientai kitiems trimis metų ketvirčiams, įvertinantys sezoniškumo įtaką elektros energijos kainoms rinkoje. Šie koeficientai gali būti taikomi prognozuojant elektros energijos kainas BaltPool elektros biržoje.



4 pav. Elektros energijos kaina biržoje 2010 m. sausį – kovą

Elektros energijos kainoms biržoje prognozuoti buvo taikomi šie korekcijos koeficientai: I ketvirčiui – 1,00; II ketvirčiui – 0,90; III ketvirčiui – 1,14; IV ketvirčiui – 1,15.

Nustatant galimą valandinės prekybos elektros energija įtaką kogeneracinių elektrinių plėtrai šalyje, pavyzdžiui pasirinkta CŠT sistema, į kurią per metus patiekama 30 000 MWh šilumos energijos. Valandinės prekybos elektros energija įtakos kogeneracinėms elektrinėms vertinimas atliekamas taikant tą pačią metodiką, kuri buvo pritaikyta rengiant kogeneracijos plėtros planą ir detalai apibendrinama kitame skyriuje.

ANALIZĖS APIBENDRINIMAS IR REZULTATAI

2009 m. pabaigoje Lietuvos Respublikos energetikos ministerija patvirtino viešuosius interesus atitinkančių paslaugų (toliau – VIAP) biudžetą, t. y. ekonominio ir socialinio tikslingumo kriterijais nustatė fiksuotus elektros energijos supirkimo kiekius ir kainas iš energetikos sektoriuje veikiančių vietinių elektros energijos gamintojų. Iš centralizuoto šilumos tiekimo sektoriaus 2010 m. numatoma nusipirkti apie 1,05 TWh elektros energijos, arba apie 12 % metinio kiekio, esant vidutinei remtinai supirkimo kainai 18,65 ct/kWh. Apie 2,5 karto didesnę elektros energijos kiekį (2,5 TWh) nuspręsta pirkti iš LE esant kainai 29,31 ct/kWh, tad VIAP biudžetas LE siekia net 733 mln. Lt, žinant, kad LE yra neefektyviausia elektrinė, prarandanti daugiau kaip 60 % importuotos pirminės energijos gamtinių dujų ar mazuto pavidalu.

Elektros energijos gamybos kondensacinėje elektrinėje ar centralizuoto šilumos tiekimo sistemose analizė

Atliekant elektros energijos gamybos bei importo prioritetą 2010 m. analizę vidutinė gamtinių dujų kaina buvo priimama lygi 800 Lt/tūkst. nm³, o mazuto kaina pagal energetinę vertę prilyginama gamtinėms dujoms ir priimama 946 Lt/t. Taip pat daryta prielaida, kad kuro balansą LE sudarys 50 % gamtinės dujos ir 50 % mazutas. Vidutinė 2010 m. apyvartinių taršos leidimų (toliau – ATL) kaina buvo priimta apie 50 Lt/ATL. Įvertinant pateiktas prielaidas ir priimant 38 % elektros energijos gamybos LE bendrąjį efektyvumą bei skirtą VIAP kvotą (2,5 TWh) LE turės apie 137 mln. Lt grynųjų pajamų, atėmus išlaidas kurui ir ATL, kurios siekia apie 596 mln. Lt. Kitaip tariant, norint užtikrinti LE pastoviųjų sąnaudų padengimą, įvertinant lėšų poreikį naujo kombinuotojo ciklo bloko statybai, reikia garantuoti apie 137 mln. Lt grynąjį pajamingumą.

Panagrinėkime alternatyvų Energetikos ministerijos priimtam sprendimui scenarijų, kuriame LE 150 MW energetiniai blokai užtikrintų tik būtinajį palaikyti „karštą“ rezervą. Tokiu atveju technologiniai įrenginiai dirbtų neviršydami techninio elektros energijos gamybos minimumo – 60 MW arba dirbtų elektros energijos gamybos galią sumažinę iki 40 % nominalios galios. LE dirbant minimaliu apkrovimu, per metus būtų pagaminama apie 0,5 TWh elektros energijos. Galiojant pateiktoms prielaidoms dėl kuro ir ATL kainų bei įvertinant mažesnę energijos gamybos efektyvumą dirbant minimalia apkrova – 33 %, vietoje 38 %, reiktų LE gaminamos elektros energijos kainą padidinti iki

54,66 ct/kWh, kad būtų garantuotas „būtinasis“ 137 mln. Lt grynasis pajamingumas.

Taip pat analizėje darome prielaidą, kad 0,9 TWh elektros energijos gali pagaminti CŠT įmonės, esant tai pačiai VIAP kainai – 18,65 ct/kWh, o likusį apie 1,1 TWh elektros energijos kiekį galima importuoti už vidutinę 14 ct/kWh kainą. Kitaip tariant, 2,5 TWh kvotą, skirtą LE, būtų galima padalyti CŠT įmonėms ir elektros energijos importui.

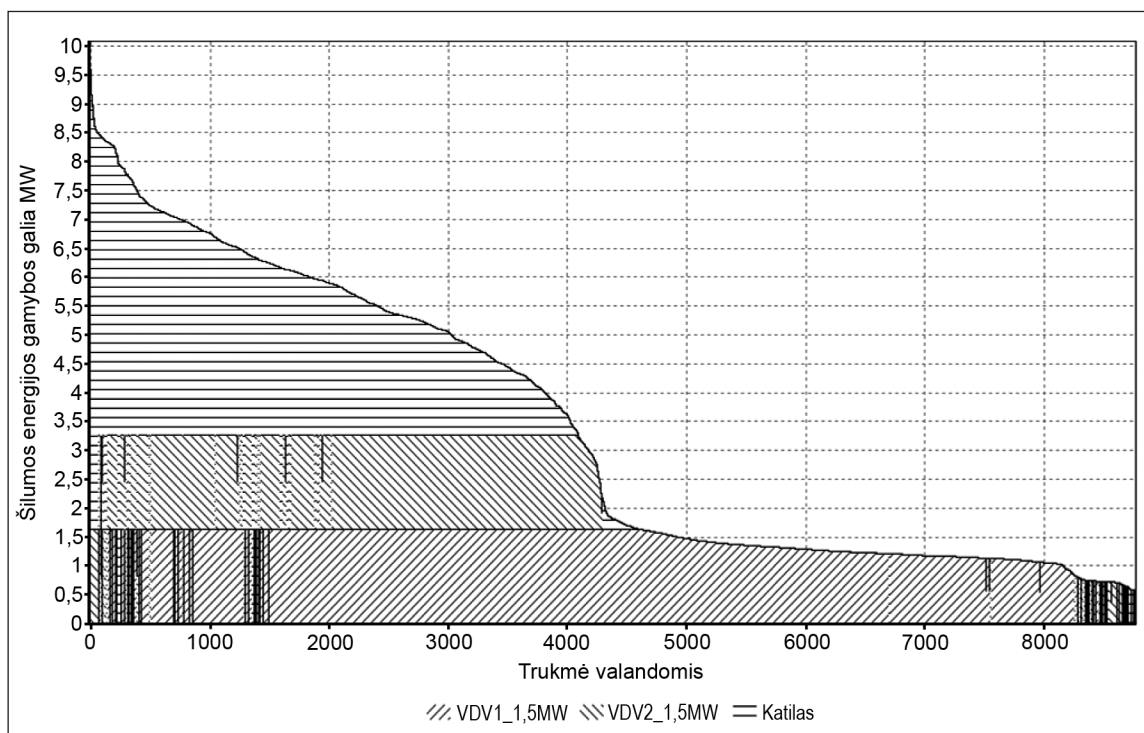
Tokiu atveju, sumažinus iki minimumo elektros energijos gamybos kiekį LE ir panaudojant CŠT įmones bei sąlyginai pigų elektros energijos importą, per metus būtų galima sutaupyti beveik 138 mln. Lt, o didėjant kuro kainoms, efektas tik didėja, pvz., gamtinių dujų kainai priartėjus prie 1 000 Lt/tūkst. nm³ ribos, teigiamas ekonominis efektas būtų net apie 247 mln. Lt.

Elektros energijos gamybos centralizuoto šilumos tiekimo sistemose, esant konkurencinei aplinkai, analizė

Siekdami nuodugniau ištirti 2010 m. pokyčių įtaką šilumos energetikos sektoriui, panagrinėkime tipinę CŠT įmonę, kuri vykdydama kogeneracijos plėtros plane pateiktas gaires yra nusprendusi pastatyti arba jau pastatė didelio efektyvumo kogeneracinę jėgainę. Tarkime, CŠT sistemoje, į kurią per metus patiekama apie 30 000 MWh šilumos energijos, didžiausias šilumos energijos poreikis siekia apie 9,6 MW. Visai reikalaujamai CŠT sistemos galiai instaliuoti kogeneracinės elektrinės pajėgumus yra neracionalu, kadangi elektrinės blokai, gaminantys pikinę šilumos energiją, dirbtų sąlyginai trumpą laiką per metus ir papildoma investicija, reikalinga šiems pajėgumams pastatyti, būtų nepagrįstai didelė ir neat-

siperkanti. Todėl, optimizuojant elektrinės galią iš techninės pusės, turi būti siekiama, kad visi elektrinės energijos blokai dirbtų kuo ilgesnį laiką per metus. Priimant, kad energijos bloko apatinė galios sumažinimo riba (arba mažiausia galia, kuria gali dirbti įrenginys) yra 30 % nominalios jo galios, kogeneracinės elektrinės šiluminė galia optimizuojama pagal šilumos energijos į CŠT sistemą minimumą nešildymo sezonu. Tokiu būdu kogeneracinės elektrinės, kurią sudaro vienas energijos blokas, optimali šiluminė galia tokioje CŠT sistemoje yra apie 3,33 MW. Didesnės galios kogeneracinės elektrinės statyba sąlygotų trumpesnę technologinių įrenginių išdirbį, arba kelių energijos blokų elektrinės statybos atveju, nevisišką elektrinės papildomų blokų panaudojimą. Tad galima teigti, kad techniniu požiūriu optimali kogeneracinės elektrinės šiluminė galia yra lygi apie 35 % nuo šilumos energijos į CŠT sistemą, gamybos galios.

Šilumos energijos gamybos galios grafikas dviejų 1,5 MW_{el.} galios vidaus degimo variklio technologijos pagrindu veikiančių energijos blokų atvejui, kai elektros energijos gamyba elektrinėje nėra ribojama rinkos sąlygų ir visa elektros energija parduodama pagal VKEKK nustatytą fiksuotą supirkimo tarifą, pateikiamas 5 pav. Energijos gamybos prioritetas skiriamas kogeneracinei elektrinei. Pateikiamame modelyje taip pat įvertinami kogeneracinės elektrinės prastovų laikotarpiai planinių ir neplaninių remontų metu. Elektros ir šilumos energijos gamybos galių santykis, kartu bendra elektrinės šilumos energijos gamybos galia, išlieka tokie pat kaip vieno energijos bloko atveju. Kogeneracinėje elektrinėje šiuo atveju būtų pagaminama apie 62 % viso metinio šilumos energijos, patiekiamos į CŠT sistemą, kiekio.



5 pav. Metinis šilumos energijos gamybos galios kitimo grafikas pagal kogeneracijos blokus ir gamtines dujas deginančius vandens šildymo katilus

Kaip matyti 5 pav., vienas kogeneracinės elektrinės blokas dirbtų apie 4 200 val. per metus nominaliu režimu. Kitas energijos blokas dirbtų baziniu režimu ištisis metus, galią sumažindamas ne daugiau kaip 40 % nuo nominalios galios. Pateikto pavyzdžio techninio vertinimo rezultatai pateikiami 1 lentelėje.

Kaip matyti iš 1 lentelėje pateiktų rezultatų, per metus kogeneracinėje elektrinėje būtų pagaminama apie 17 034 MWh elektros energijos, o elektros energijos pardavimo pajamos siektų apie 4,4 mln. Lt per metus, esant nustatytai 260 Lt/MWh elektros energijos supirkimo iš kogeneracinės elektrinės kainai. Tokio lygio elektros energijos supirkimo kainą VKEKK nustatė 2010 m. UAB „ENG“ pastatytai vidaus degimo variklio pagrindu veikiančiai kogeneracinei elektrinei. Pastaroji šilumos energiją numato parduoti į Pasvalio miesto CŠT už mažesnę kainą negu šilumos tiekėjo lyginamosios šilumos gamybos sąnaudos, o elektros energiją – į AB „Rytų skirstomieji tinklai“ elektros tinklą.

Scenarijus, kai kogeneracinėje elektrinėje pagamintą elektros energiją reikia parduoti per elektros biržą. Elektros energijos kaina elektros biržoje plačiai kinta, ir elektros gamintojai privalo prisitaikyti prie kintančių jos pardavimo kainų, organizuodami savo įrenginių darbą tokiu būdu ir tomis valandomis, kada elektros energijos pardavimo kaina jiems yra

palankiausia. Kiekvienas gamintojas, atsižvelgdamas į eksploatauojamų įrenginių technines charakteristikas, kuro kainą, įrenginių stabdymo, paleidimo kaštus ir kt., turi įvertinti, kuriai elektros energijos kainai esant elektros energijos gamyba veikiančiuose įrenginiuose yra bent jau nenuostolinga. Šilumos tiekėjų ir nepriklausomų šilumos energijos gamintojų prioritinė veikla yra šilumos energijos gamyba, tad pastarieji turi įvertinti elektros energijos kainos ribą, žemiau kurios šilumos energijos gamyba kogeneraciniuose įrenginiuose yra nuostolinga ir šilumos gamyba kogeneracinėje elektrinėje turi būti pakeista jos gamyba vandens šildymo ar garo katiluose.

Pradiniai duomenys elektros energijos pardavimo per elektros biržą ribinės kainos skaičiavimui ir rezultatai pateikiami 2 lentelėje.

Kaip matyti iš 2 lentelėje pateiktų duomenų, kogeneracinėje elektrinėje pagaminta elektros energija turėtų būti parduodama ne mažesne kaip 117,9 Lt/MWh kaina (energijos gamybai kogeneracinėje elektrinėje vertinant tik kuro dedamąją), siekiant, kad šilumos energijos gamybos veikla katilinėje būtų bent nenuostolinga. Apibendrinus valandinės prekybos elektros energija BaltPool biržoje rezultatus ir galiojant priimtoms prielaidoms, matyti, kad apie 2 000 valandų per metus elektros energijos kaina biržoje yra mažesnė nei minėta kainos riba.

1 lentelė. Kogeneracinės elektrinės techninio vertinimo rezultatai, esant fiksuotai elektros energijos supirkimo iš kogeneracinių elektrinių kainai

Variantas	2 × 1,5 MW _{el.}
Investicija į kogeneracinės elektrinės statybą ¹ tūkst. Lt	7 200
Metinė elektros energijos gamyba MWh	17 034,2
Pajamos iš elektros energijos gamybos tūkst. Lt	4 429
Metinė šilumos energijos gamyba (CHP) MWh	18 757,7
Metinė šilumos energijos gamyba (katile) MWh	11 242,3
Bendras gamtinių dujų poreikis elektrinėje 1 000 nm ³	4 533,8
VDV bloko Nr. 1 įjungimų skaičius vnt.	4
VDV bloko Nr. 2 įjungimų skaičius vnt.	8
VDV bloko Nr. 3 įjungimų skaičius vnt.	–
Kogeneracinių blokų įjungimų skaičius iš viso	12
Bendras vidutinis metinis energijos gamybos efektyvumas elektrinėje	84,89 %

¹Statybos kaina pateikiama standartinei kogeneracinės elektrinės komplektacijai, įvertinant kogeneratoriaus kainą, pastato kainą, elektros automatikos dalies kainą (tik elektrinės patalpose), šiluminę ir vėdinimo dalį, inžinerines paslaugas.

2 lentelė. Elektros energijos pardavimo per elektros biržą kainos skaičiavimo duomenys ir rezultatai

Gamtinių dujų kaina elektrinėje / katilinėje (šilumos gamyba tik vandens šildymo katiluose) Lt/1 000 nm ³	1 116,6
Šilumos energijos gamybos efektyvumas VŠK %	95 %
Metinė šilumos energijos gamyba katilinėje MWh	30 000
Palyginamosios šilumos energijos gamybos sąnaudos katilinėje Lt/MWh	133,3
Gamtinių dujų kaina elektrinėje/katilinėje (įvertinant gamtinių dujų vartojimo padidėjimą dėl elektros energijos gamybos kogeneracinėje elektrinėje) Lt/1 000 nm ³	1 018,9
Elektros energijos gamybos efektyvumas kogeneracinėje elektrinėje	41,6 %
Šilumos energijos gamybos efektyvumas kogeneracinėje elektrinėje	45,4 %
Elektros ir šilumos energijos gamybos galių santykis	0,92
Elektros energijos pardavimo iš kogeneracinės elektrinės kaina, kuriai esant nenuostolinga šilumos energijos gamyba elektrinėje, Lt/MWh ²	117,9

²Vertinant tik energetinių išteklių kainas.

Atsižvelgiant į elektros energijos kainą elektros biržoje, elektrinės / katilinės technologinių įrenginių darbas turėtų būti organizuojamas taip:

1. Elektros energijos kainai esant lygiai arba didesnei už 117,9 Lt/MWh kainos ribą, šilumos energijos gamybos prioritetas yra skiriamas kogeneracinei elektrinei. Pikinis šilumos energijos gamybos poreikis yra tenkinamas vandens šildymo katilais;

2. Elektros energijos kainai nukritus žemiau 117,9 Lt/MWh kainos ribos, šilumos energijos gamyba elektrinėje/katilinėje galima tik vandens šildymo katiluose arba kituose šilumos energijos gamybos įrenginiuose, kadangi šilumos energijos gamyba kogeneracinėje elektrinėje būtų nuostolinga.

Kogeneracinės elektrinės variantų skaičiavimo rezultatai, kai elektrinėje pagaminta elektros energija parduodama atsižvelgiant į elektros rinkos sąlygas, pagal anksčiau išdėstytą įrenginių darbo organizavimo modelį, pateikiami 3 lentelėje.

Kaip matyti iš 3 lentelėje pateiktų rezultatų, palyginti su elektros energijos gamyba ir pardavimu esant fiksuotam elektros energijos supirkimo tarifui, metinė elektros energijos gamyba kogeneracinėje elektrinėje būtų ženkliai mažesnė. Tai sąlygoja elektros energijos kainos kitimas elektros biržoje, taip pat technologinių įrenginių techninės galimybės dirbti nominaliu režimu esant palankiai elektros energijos supirkimo kainai nešildymo sezonu, kadangi elektrinės galia yra ribojama galimybės tiekti šilumos energiją į CŠT tinklą. Dėl sąlyginai mažos vidutinės elektros energijos kainos elektros biržoje ženkliai mažesnės yra ir pajamos iš elektros energijos gamybos veiklos. Jos apie 2,5 mln. Lt per metus, arba apie 56 %, mažesnės už pajamas, gaunamas parduodant elektros energiją fiksuotu 260 Lt/MWh tarifu. Vidutinė metinė elek-

3 lentelė. Kogeneracinės elektrinės variantų techninio vertinimo rezultatai, parduodant elektros energiją elektros biržoje

Variantas	2 × 1,5 MW el.
Investicija į kogeneracinės elektrinės statybą ¹ tūkst. Lt	7 200
Metinė elektros energijos gamyba MWh	11 551,5
Pajamos iš elektros energijos gamybos tūkst. Lt	1 930
Metinė šilumos energijos gamyba (CHP) MWh	12 718,2
Metinė šilumos energijos gamyba (katilė) MWh	17 281,8
Bendras gamtinių dujų poreikis elektrinėje 1 000 nm ³	3 135,4
VDV bloko Nr. 1 įjungimų skaičius vnt.	386
VDV bloko Nr. 2 įjungimų skaičius vnt.	191
VDV bloko Nr. 3 įjungimų skaičius vnt.	–
<i>Kogeneracinių blokų įjungimų skaičius iš viso</i>	577
Bendras vidutinis metinis energijos gamybos efektyvumas elektrinėje	83,23%
Vidutinė elektros energijos pardavimo kaina, Lt/MWh	167,08

¹ Statybos kaina pateikiama standartinei kogeneracinės elektrinės komplektacijai, įvertinant kogeneratoriaus kainą, pastato kainą, elektros automatikos dalies kainą (tik elektrinės patalpose), šiluminę ir vėdinimo dalį, inžinerines paslaugas.

troš energijos, pagamintos kogeneracinėje elektrinėje, pardavimo kaina kinta nuo 166,24 iki 167,08 Lt/MWh, o vidutinis metinis bendrasis energijos gamybos efektyvumas kogeneracinėje elektrinėje siektų nuo ~82,43 iki ~83,69 %, atsižvelgus į nagrinėjamą variantą.

Galimų techninių sprendinių, mažinančių neigiamą valandinės prekybos elektra biržoje įtaką jau veikiančioms kogeneraciniams elektrinėms, tyrimas

Šilumos energijos bako akumulatoriaus panaudojimas. Remiantis užsienio valstybių patirtimi, optimizuojant elektros ir šilumos energijos gamybą kogeneracinėje elektrinėje kintančių elektros energijos kainų rinkoje, bako akumulatoriaus panaudojimas konkrečiu atveju gali būti tinkamas technologinis sprendimas, norint minimaliomis papildomomis investicijomis sumažinti veiklos finansinius nuostolius [12, 13].

Panaudojant šilumos energijos baką akumuliatorių galimas toks energijos gamybos organizavimas, kada didžiausias elektros energijos kiekis būtų parduodamas per elektros biržą esant didžiausioms joje kainoms. Analizėje naudotos prielaidos:

1. Šilumos energijos gamyba leidžiama kogeneracinėje elektrinėje tik tuo atveju, kada kogeneracinio proceso metu pagamintos elektros energijos pardavimo kaina yra palanki, t. y. didesnė nei ankstesniame šio straipsnio skyriuje nustatytas lygis – 117,9 Lt/MWh. Kitu atveju šilumos energija gaminama vandens šildymo katiluose arba kituose įrenginiuose;

2. Esant palankiai elektros energijos pardavimo kainai, bet nesant pakankamo šilumos energijos poreikio, kad elektrinė galėtų dirbti nominaliu režimu, kogeneracinėje elektrinėje pagaminta šilumos energija nukreipiama į baką akumuliatorių. Šilumos gamyba iš vandens šildymo katilų ar kitų įrenginių į baką akumuliatorių neleidžiama;

3. Bakui akumulatoriui sukauptus maksimalų šilumos energijos kiekį, šilumos ir elektros energijos gamyba kogeneracinėje elektrinėje stabdoma, ir ji pradeda tiekti iš bako akumulatoriaus į CŠT sistemą, tenkinant šilumos energijos faktinį poreikį.

Parenkant bako akumulatoriaus dydį priimama, kad temperatūrų skirtumas bake akumulatoriuje (viršuje ir apačioje) yra 40 °C ir bako akumulatoriaus efektyvumas siekia 90 %. Tokiu būdu 1 000 m³ bake akumulatoriuje galima sukaupti apie 41,7 MWh perteklinės šilumos energijos, kuri vėliau gali būti panaudota šilumos tiekimui į CŠT sistemą.

Šiuo kogeneracinės elektrinės eksploatavimo atveju, kaip matyti iš 4 lentelėje pateiktų skaičiavimo rezultatų, bako akumulatoriaus įrengimas kogeneracinėje elektrinėje per metus leistų papildomai pagaminti nuo 430,6 iki 1 673,2 MWh (4–15 %) elektros energijos, arba padidinti pajamas iš elektros energijos gamybos nuo 65 iki 266 tūkst. Lt per metus, atsižvelgus į bako akumulatoriaus dydį.

Diferencijuotas elektros energijos supirkimo tarifas. Daugelis kogeneracijos plėtros skatinimo mechanizmų

4 lentelė. VDV_2 × 1,5 MW_el. su baku akumulatoriumi variantų techninio vertinimo rezultatai, parduodant elektros energiją elektros biržoje

Variantas	2 × 1,5 MW_el.					
	50 m ³	100 m ³	250 m ³	500 m ³	750 m ³	1000 m ³
Metinė elektros energijos gamyba be bako akumulatoriaus MWh	11.551,5					
Metinė elektros energijos gamyba su baku akumulatoriumi MWh	11 982,1	12 257,2	12 819,6	13 046,6	13 152,0	13 224,7
Pajamos iš elektros energijos gamybos tūkst. Lt	1 995	2 041	2 130	2 164	2 181	2 196
Metinė šilumos energijos gamyba (CHP) MWh	13 161,6	13 436,7	14 014,7	14 252,2	14 363,1	14 461,5
Metinė šilumos energijos gamyba (katile) MWh	16 838,4	16 563,3	15 985,2	15 757,7	15 636,9	15 538,5
Bendras gamtinių dujų poreikis elektrinėje 1 000 nm ³	3 234,3	3 294,8	3 424,1	3 476,5	3 502,6	3 525,1
VDV bloko Nr. 1 įjungimų skaičius vnt.	387	387	386	386	386	386
VDV bloko Nr. 2 įjungimų skaičius vnt.	271	276	309	305	300	299
VDV bloko Nr. 3 įjungimų skaičius vnt.	-	-	-	-	-	-
<i>Kogeneracinių blokų įjungimų skaičius iš viso</i>	658	663	695	691	686	685
Bendras vidutinis metinis energijos gamybos efektyvumas elektrinėje	83,59 %	83,85 %	84,27 %	84,43 %	84,47 %	84,45 %
Vidutinė elektros energijos pardavimo kaina Lt/MWh	166,50	166,51	166,15	165,87	165,83	166,05

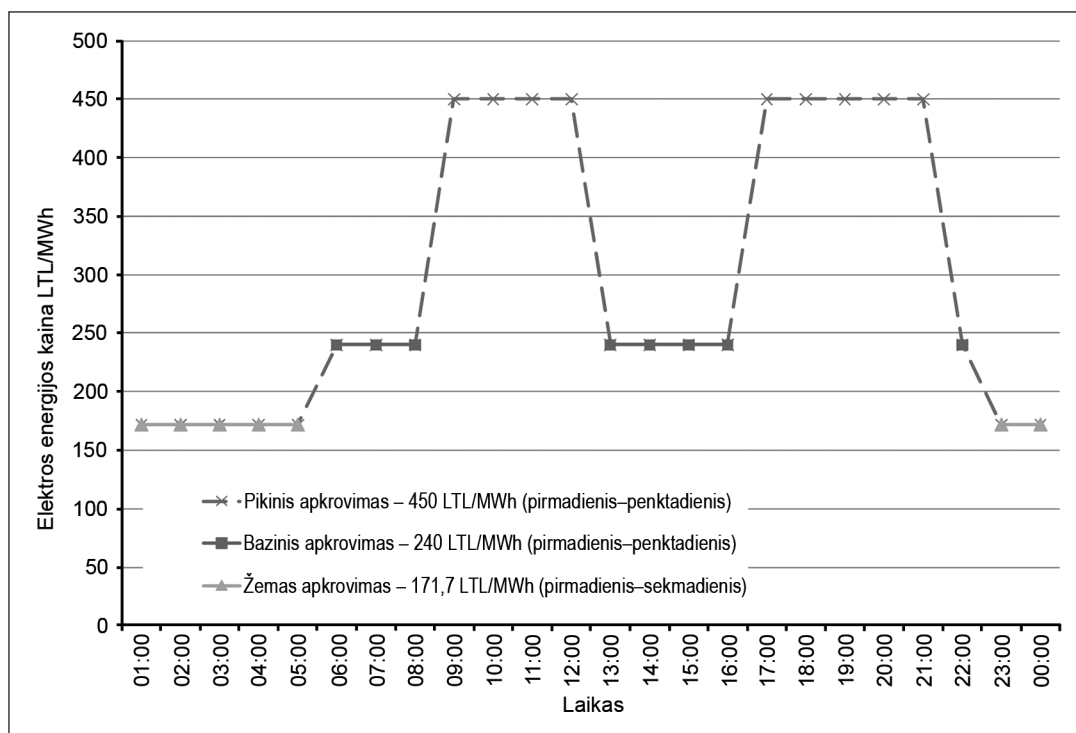
yra orientuoti į paramos principus investicijų bendrafinansavimui, sąlygines finansines lengvatas aplinkos taršai arba teikiant priemokas prie elektros energijos supirkimo kainų. Tačiau egzistuoja ir kitos galimybės, galinčios užtikrinti didesnes ir racionalesnes kogeneracijos plėtros, panaudojant šilumos energijos paklausą, galimybes. Esant valandinei elektros energijos rinkai, šiame skyriuje analizuojama kainodara gali būti svarbiu diskusijų objektu, tad ją atmesti kaip netinkamą kogeneracijos skatinimo variantą negalima.

Diferencijuotas elektros energijos supirkimo tarifas ne vien kainos atžvilgiu, kaip yra šiuo metu VIAP ir aukciono kainos,

bet ir laiko atžvilgiu yra viena galimybių, leidžiančių padidinti elektros energijos gamybos pajėgumus, esant tokiam pačiam šilumos energijos poreikiui. Šio sąlyginio paramos mechanizmo taikymas, siekiant didesnio socialinio kogeneracijos plėtros tikslingumo, pagerina pikinių elektros energijos poreikių tenkinimą visai šalies elektros energijos sistemai.

Remdamiesi Danijos patirtimi [13], 6 pav. pateikiame galimus iš kogeneracinių elektrinių superkamos elektros energijos tarifus, diferencijuotus ne tik kainos, bet ir laiko atžvilgiu.

Pasirinkti elektros energijos supirkimo tarifai pagal jų galiojimo laiką ir tam laikui fiksuotą kainą, kaip parodyta 6 pav.,



6 pav. Galima elektros energijos supirkimo kainodara

užtikrina tokias pačias išlaidas už šalies mastu superkamą elektros energiją, t. y. ar bus vienas priimtas elektros energijos supirkimo tarifas lygus 260 Lt/MWh_{el.}, ar trys skirtingi tarifai per parą, kaip pateikta lentelėje, elektros perdavimo ir skirstymo tinklų operatorių išlaidos elektros energijos pirkimui per metus išliktų tokios pačios. Ši sąlyga galioja darant prielaidą, kad kiekvienu tarifu bus superkamas analizėje priimtas elektros energijos kiekis, o elektros energijos pasiūla rinkoje visuomet bus perteklinė.

Šio kogeneracijos plėtros skatinimo mechanizmo grafinis vaizdas tipinėje elektros energijos poreikio paroje, tiek šildymo, tiek nešildymo sezonais, parodytas 7 pav.

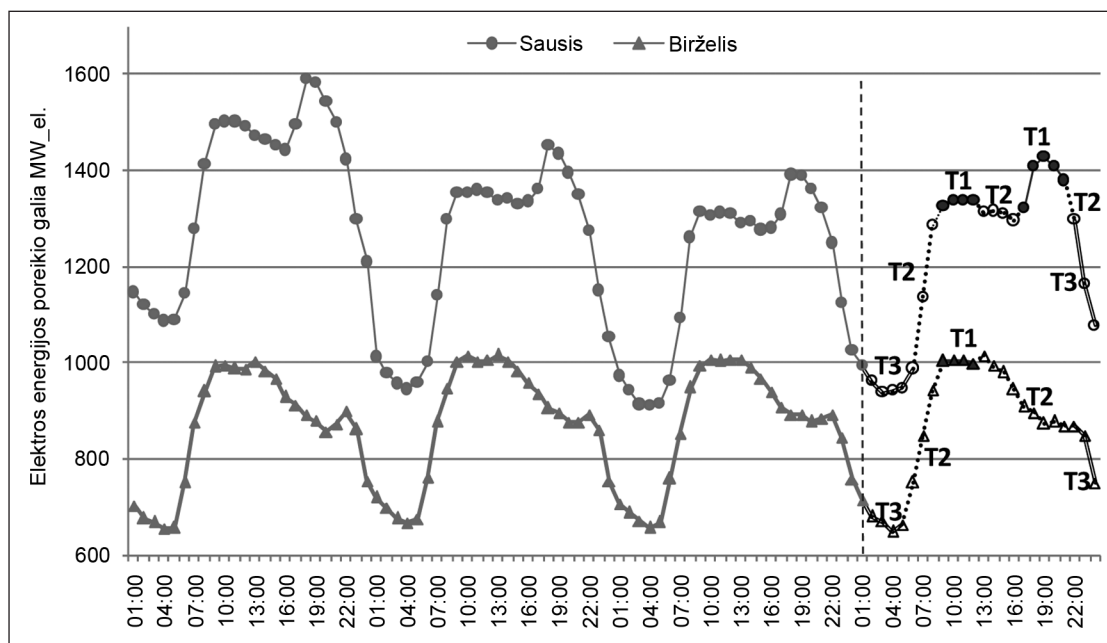
7 pav. matyti, kad šio mechanizmo taikymas elektros energijos tiekimo sistemai yra naudingas, t. y. kogeneracijos įrenginiams tenkinant pikinius elektros energijos poreikius, nereikėtų instaliuoti kur kas didesnių elektros energijos gamybos pajėgumų nei būtina darbui baziniame režime, arba būtų galima išvengti brangios pikinės elektros energijos importavimo.

Aptartas kogeneracijos plėtros skatinimo mechanizmas taip pat yra grindžiamas perteklinės šilumos energijos akumuliacijai bake akumuliacijoje. Akumuliuojant šilumos energiją, kogeneracijos įrenginiai gali dirbti nominaliu režimu beveik viso disponuojamos šilumos energijos poreikio apimtyje. Tuo tarpu pagal šilumos energijos poreikio grafiką, įrenginių apkrovimas tiesiogiai priklauso nuo momentinio šilumos energijos poreikio ir tik esant tokiam pačiam ar didesniam šilumos energijos poreikiui nei gamina pats kogeneracinis įrenginys, jis dirba nominaliu režimu. Ypač neefektyvi elektros energijos gamyba būna nešildymo sezonu, kai kogeneraciniams įrenginiams reikia galių sumažinti daugiau kaip 50 % nuo nominalios galios. Grafiškai elektros energijos supirkimo tarifų pasiskirstymas (a) ir kogeneracijos įrenginių bei bako akumuliacoriaus darbo režimai (b, c ir d) parodyti 8 pav.

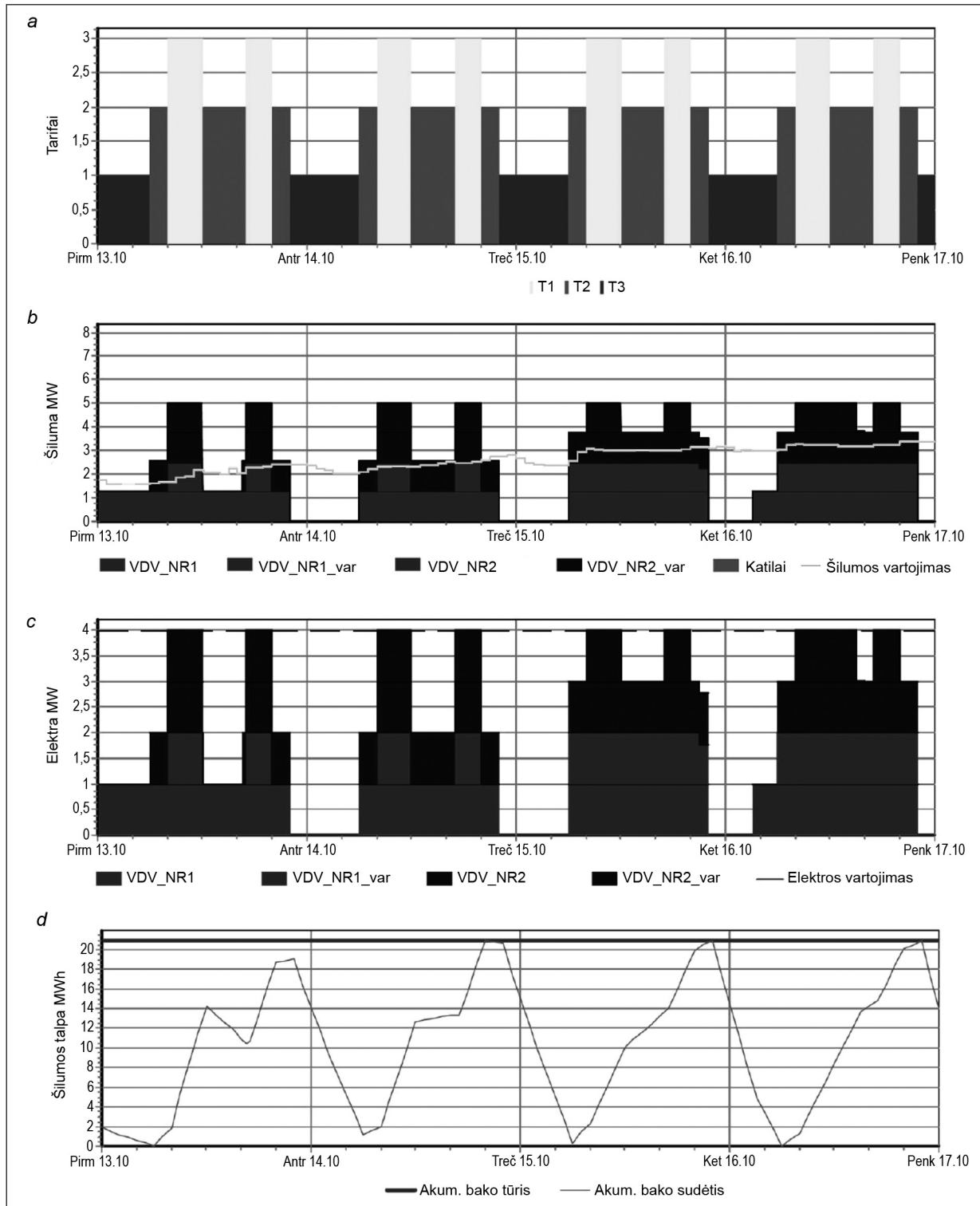
8 pav. matyti, kad net ir stabdant kogeneracijos įrenginius tam tikram laikui, bako akumuliacoriaus panaudojimas leidžia nepertraukiamai tiekti šilumos energiją jos vartotojams. Rezultatas – atsižvelgus į bako akumuliacoriaus dydį toje pačioje CŠT sistemoje galima pagaminti nuo 5 iki 20 % daugiau elektros energijos. Taip pat dėl CŠT hidrauliškai vientisos sistemos specifikos finansiniu požiūriu įmonėms gali būti tikslingos gerokai didesnių elektrinių galių kogeneracijos sistemos.

Kiti kogeneracijos plėtros skatinimo mechanizmai. Prie kitų kogeneracijos plėtros skatinimo mechanizmų galime priskirti įvairias mokestines priemones (pagal suvartotą kurą – akcizas, kamino mokestis ir kt.), kaštų atskyrimo metodikas, skatinančias elektros energijos gamybą, visuomenės nuomonės formavimą ir kitas priemones, kurios tiesiogiai ar netiesiogiai prisideda prie kogeneracijos plėtros. Vieningai Europos Sąjungos valstybėse naudojami kogeneracinių elektrinių statybų skatinimo mechanizmai yra detalai apibendrinti [4] literatūroje.

Viena galimų kogeneracinių elektrinių statybą ir plėtrą skatinančių priemonių kombinacijų Lietuvoje galėtų būti kvotinė prekyba elektros energija valandinėje elektros energijos rinkoje, taikant nustatytoms supirkimo kvotoms nustatyto dydžio priemonę prie elektros energijos rinkos kainos konkrečią valandą, t. y., pvz., jeigu tam tikrą valandą siūloma elektros energijos supirkimo kaina yra 150 Lt/MWh, iš kogeneracinių elektrinių Lietuvoje elektros energija superkama už 200 Lt/MWh, priimant, kad fiksuotas priemonės dydis yra 50 Lt/MWh. Tai, ką kogeneracinės elektrinės operatorius gamintų viršydamas nustatytą elektros energijos supirkimo kvotą, būtų parduodama valandinėje elektros rinkoje be VIAP dedamosios.



7 pav. Tipinės elektros energijos paros poreikis ir galimas diferencijuoto elektros energijos supirkimo mechanizmo realizavimas



8 pav. Kogeneracijos įrenginių darbo režimas, esant diferencijuotam elektros energijos supirkimui

IŠVADOS

1. Atsižvelgiant į techninius, finansinius ir ekonominius kogeneracijos plėtros CŠT sektoriuje analizės rezultatus bei planuojant kvotinę, socialinės ekonomikos principais pagrįstą elektros energijos supirkimo tvarką, suminė instaliuotina elektrinė galia, kuriai parengtas kogeneracijos

plėtros planas, siekia nuo 826 iki 1 822 MW_{el}. Biokuro pagrindu instaliuotinos elektrinės galios siekia nuo 40,9 iki 60,4 MW_{el}. Bendras suminis elektros energijos kiekis, galimas pagaminti kogeneracijos plėtros plane numatytuose įrenginiuose, siekia nuo 5,2 iki 9,1 TWh per metus. Iš biokuro pagamintinos elektros energijos kiekis siekia nuo 0,25 iki 0,37 TWh per metus.

2. Po Ignalinos atominės elektrinės uždarymo 2009 m. pabaigoje ir pradėjus veikti elektros energijos prekybos konkurencinėmis sąlygomis per elektros biržą schemai, daugelis centralizuoto šilumos tiekimo sistemose veikiančių elektrinių atsidūrė dviprasmiškoje situacijoje. Viena vertus, yra tikslinga panaudoti esamus energetinius pajėgumus gaminant kvotinę elektros energiją, kita vertus, gaminamos elektros energijos kaina yra nekonkurencinga pigiam elektros energijos importui iš Rytų. Dauguma elektrinių dirba nuostolingai arba tiesiog atsisako elektros energijos gamybos, viršijančios kvotinę apimtį.

3. AB „Lietuvos elektrinėje“ sumažinus elektros energijos gamybos kvotinį kiekį iki 0,5 TWh vietoje 2,5 TWh ir panaudojant ČŠT įmones bei sąlyginai pigų elektros energijos importą, per metus būtų galima sutaupyti beveik 138 mln. Lt, o gamtinių dujų kainai priartėjus prie 1000 Lt/tūkst. nm³ ribos, teigiamas ekonominis efektas siektų net apie 247 mln. Lt.

4. Siekiant bent dalinai kompensuoti neigiamus valandinės elektros energijos prekybos biržoje padarinius ir galimai prisitaikyti prie ypač dinamiško elektros energijos kainų kitemo, finansiskai yra tikslinga įrengti bakus akumulatorius.

5. Viena galimų finansinių priemonių kogeneracinių elektrinių statybos ir plėtros skatinimui galėtų būti kvotinė prekyba elektros energija valandinėje elektros energijos rinkoje, taikant nustatytoms supirkimo kvotoms nustatyto dydžio priemoką prie elektros energijos rinkos kainos konkrečią valandą.

Gauta 2010 07 09
Priimta 2011 02 18

Literatūra

1. Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004, on the Promotion of Cogeneration Based on a Useful Heat Demand in the Internal Energy Market and Amending Directive 92/42/EEC. *Official Journal of the European Union*. 2004. Vol. 52. P. 60.
2. *Termosistemų projektai*, UAB. Nacionalinėje energetikos strategijoje numatytos kogeneracijos plėtros įtakos centralizuoto šilumos tiekimo įmonių veiklos efektyvumo didinimui ir šilumos bei elektros savikainos mažinimui analizė ir rekomendacijų dėl tikslingo plėtros įgyvendinimo parengimas. LR ūkio ministerija, 2007.
3. Lietuvos Respublikos ūkio ministro 2008 m. spalio 28 d. įsakymu Nr. 4-516 patvirtintas Kogeneracijos plėtros planas. *Valstybės žinios*. 2008 11 13. Nr. 130-5002. http://www3.lrs.lt/pls/inter3/dokpaieska.dok_priedas_pdf?p_id=29841
4. Didelio naudingumo kogeneracijos potencialo Lietuvoje analizė ir reikiamų metodikų ar kitų teisinių priemonių, būtinų pilnam Europos Parlamento ir Tarybos direktyvos 2004/8/EB įgyvendinimui, parengimas. COWI Baltic, *Termosistemų projektai*. LR ūkio ministerija, 2007.
5. *Valstybinės kainų ir energetikos kontrolės komisijos 2009 m. spalio 12 d. nutarimas Nr. O3-156 „Dėl elektros energijos su-*

pirkimo kainos iš bendrų šilumos ir elektros energijos gamintojų reguliavimo taisyklių dalinio pakeitimo“. http://www3.lrs.lt/pls/inter3/dokpaieska.showdoc_bin?p_id=355802

6. EDUCOGEN. *The European Educational Tools on Cogeneration*. 2nd edn. European Commission, 2001.
7. *Technology SATA for Electricity and Heat Generating Plants*. Danish Energy Authority, Elkraft System, Eltra. 2005.
8. *Gas Turbine World Handbook*. 2006. Vol. 25.
9. Rasburskis N. *Bendros šilumos ir elektros energijos gamybos energijos rinkoje analizė*. Daktaro disertacija. Kaunas, 2008.
10. *Prekybos rezultatų elektros biržoje apžvalga*. <http://www.baltpool.lt/>
11. *NordPool spot prices. Historical Data Reports*. <http://www.nordpoolspot.com/reports/systemprice/Post.aspx>, 20 04 2010.
12. Lund H., Šiupšinskas G., Martinaitis V. Implementation strategy for small CHP-plants in a competitive market: the case of Lithuania. *Applied Energy*. 2005. Vol. 82. P. 214–227.
13. Lund H., Andersen A. N. Optimal designs of small CHP plants in a market with fluctuating electricity prices. *Energy Conversion and Management*. 2004.

Nerijus Rasburskis, Robertas Puodžius, Petras Urbonas,
Šarūnas Prieskienis

ANALYSIS OF COGENERATION DEVELOPMENT PROSPECTS AFTER CLOSING THE IGNALINA NPP

Summary

Planning a rational development of cogeneration (heat and electricity generation in one common process) is a holistic task to many countries. Cogeneration technologies allow to decrease the import of fuel by around 30%, keeping the same level of heat and electricity generation. Therefore, development of cogeneration is one of the most important factors that ensure a sustainable development of the energy sector.

In this article, experience of Lithuania during the transitional period is presented: on the one hand, the closure of the Ignalina nuclear power plant has to be compensated; on the other hand, a large investment is inevitable to renew district heating and electricity sectors. The methodological principles for the preparation of the cogeneration development plan are also presented, and the results are summarized. Regarding the strategies of governmental institutions after the closure of the nuclear power plant, an alternative to the current method to promote the purchase of electricity is presented, and the technological and financial possibilities of reducing the negative impact of trading electricity in the spot market are investigated.

There is a large cogeneration development potential in Lithuania and the possible future benefits in the view of social economy. Nevertheless, cogeneration development needs a public regulation mechanism which could ensure the expediency of the development not only from the social point of view, but also in the business economy approach.

Key words: cogeneration, district heating, cogeneration development plan, electricity market, heat accumulation tank

Нериус Расбурскис, Робертас Пуоджюс, Пятрас Урбонас, Шарунас Прескенис

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ КОГЕНЕРАЦИИ ПОСЛЕ ЗАКРЫТИЯ ИГНАЛИНСКОЙ АЭС

Резюме

Когенерационные технологии позволяют уменьшить количество импортируемого топлива на 30 % вырабатывая при этом то же количество тепла и электричества. Поэтому развитие подобных технологий является одним из важнейших факторов, обеспечивающих гармоничное развитие энергетического сектора.

Представляется опыт Литвы в переходном периоде, которой, с одной стороны, нужно компенсировать уменьшившуюся выработку электричества после закрытия Игналинской атомной электростанции, но тем самым нужны большие инвестиции в обновление систем централизованного теплоснабжения.

Представляются методологические принципы по подготовке плана развития когенерации и обобщаются полученные результаты. Анализируются стратегические решения государственных институций после закрытия Игналинской АЭС, предоставляется альтернатива процедуры поощрения скупки электричества, а также исследуются технические и финансовые возможности смягчения отрицательных последствий от почасовой продажи электричества.

У Литвы есть большой потенциал по развитию когенерации и возможно иметь социально-экономическую выгоду в будущем. Несмотря на это, развитие когенерации нуждается в механизме общественного регулирования, обеспечивающего целесообразность не только с социальной, но и с экономической точки зрения.

Ключевые слова: когенерация, централизованное теплоснабжение, план развития когенерации, биржа электроэнергии, бак аккумулятор