



ELEKTROENERĢIJAS, KAS RAŽOTA NO
ATJAUNOJAMIEM ENERGORESURSIEM UN
KOĢENERĀCIJĀ, ATBALSTA IZVĒRTĒJUMS UN
PRIEKŠLIKUMI ATBALSTA UZLABOŠANAI
OTRAIS NODEVUMS

Rīga
2013.gada oktobris

LĪGUMDARBA PASŪTĪTĀJS:

LR Ekonomikas ministrija (līguma nr. EM2013/09; noslēgts 2013.gada 11.aprīlī)

DARBA IZSTRĀDĀTĀJI:

SIA "EKODOMA" ir inženierkonsultatīvs uzņēmums, kas atrodas Rīgā, Latvijā un sniedz profesionālus tehnisko konsultāciju pakalpojumus enerģētikas, vides un administratīvajos jautājumos. Uzņēmums ir dibināts 1991.gada 15.novembrī. Reģistrācijas Nr.40003041636 – PVN reģistrācijas Nr.LV40003041636 – Eiropas Savienības Centrālā konsultāciju reģistra PHARE/TACIS reģistrācijas Nr. LAT 20498.

DARBA IZPILDES LAIKS:

2013.gada 11.aprīlis – 5.jūnijs

IZPILDĪTĀJI:

Dr.sc.ing. Dagnija Blumberga
Dr.sc.ing. Ilze Dzene
Dr.sc.ing. Claudio Rochas
Dr.sc.ing. Marika Rošā
M.sc. Aiga Barisa
M.sc. Līga Ozoliņa
Kristaps Zvaigznītis

KVALITĀTES VADĪTĀJS:

Dr.sc.ing. Ivars Veidenbergs

SATURA RĀDĪTĀJS

<i>Kopsavilkums</i>	5
<i>Ievads</i>	9
1. <i>Tirkus izpēte un esošā atbalsta intensitātes analīze</i>	10
1.1. Izmantotā vienotā metodika.....	10
1.2. Hidroelektrostacijas	15
1.3. Vēja elektrostacijas	22
1.4. Cietās biomasas stacijas	31
1.5. Biogāzes stacijas.....	47
1.6. Augsti efektīvas dabas gāzes koģenerācijas stacijas	59
2. <i>Starptautiskās pieredzes izvērtējums.....</i>	72
2.1. Atbalsta līmeņa intensitātes salīdzinošā analīze	72
2.2. Galvenās identificētās Latvijas un ārvalstu atbalsta mehānismu atšķirības	78
3. <i>OIK formulu pamatoības izvērtēšana</i>	79
3.1. Galvenie parametri, kas tieši un netieši ietekmē OIK formulu	79
3.2. Pamatotības izvērtējums HES atbalsta formulai	81
3.3. Pamatotības izvērtējums VES atbalsta formulai.....	82
3.4. Pamatotības izvērtējums biomasas koģenerācijas stacijām.....	82
3.5. Pamatotības izvērtējums biogāzes koģenerācijas stacijām.....	84
3.6. Pamatotības izvērtējums dabas gāzes koģenerācijas stacijām	86
4. <i>Rekomendācijas OIK formulu maiņai pārejas periodā</i>	88
4.1. AER OIK formulas maiņas priekšnosacījumi.....	88
4.2. Atbalsta noteikšana AER tehnoloģijām pārejas periodā	90
4.3. Atbalsta noteikšana dabas gāzes koģenerācijas stacijām pārejas periodā	107
5. <i>Autoru redzējums par AER atbalsta mehānismu nākotnē</i>	113
<i>Secinājumi.....</i>	117
1.pielikums. 1 MW hidroelektrostacijas naudas plūsma	121
2.pielikums. 1 MW vēja elektrostacijas naudas plūsma	122
3.pielikums. 1MW_e tvaika cikla biomasas koģenerācijas stacijas naudas plūsma (MK Nr.221).....	123

4.pielikums. 1MWe tvaika cikla biomasas koģenerācijas stacijas naudas plūsma (MK Nr.262).....	124
5.pielikums. 1 MWe ORC biomasas koģenerācijas stacijas naudas plūsma (MK Nr.221).....	125
6.pielikums. 1 MWe ORC biomasas koģenerācijas stacijas naudas plūsma (MK Nr.262).....	126
7.pielikums. 1 MWe koksnes gazifikācijas stacijas naudas plūsma (MK Nr.221)	127
8.pielikums. 1 MWe koksnes gazifikācijas stacijas naudas plūsma (MK Nr.262)	128
9.pielikums. 1 MW_e biogāzes elektrostacijas naudas plūsma (MK Nr.262)	129
10.pielikums. 1 MW_e biogāzes koģenerācijas stacijas naudas plūsma (MK Nr.221) 	130
11.pielikums. 1 MW_e dabas gāzes koģenerācijas stacijas naudas plūsma (ja siltuma tarifs ir atkarīgs no dabas gāzes tarifa).....	131
12.pielikums. Esošā iepirkuma tarifa salīdzinājums (AER-E ražošana).....	132
13.pielikums. Subsīdiju atbalsts AER projektiem.....	134

KOPSAVILKUMS

Vairāku gadu garumā Latvijas sabiedrību ik pa laikam pāršalc diskusijas par zaļās (subsidētās) elektroenerģijas cenas ietekmi uz obligātā iepirkuma komponenti (OIK). 2013.gadā Ekonomikas ministrija (EM) publicēja informāciju par OIK izmaksu apjomiem. 2012.gadā tie kopā bija 132,87 miljoni Ls, kas samaksāti par atbalstu virs tirgus cenas. 70% no kopējā apjoma (93,37 miljoni Ls) tika izmaksāti dabas gāzes koģenerācijas stacijām. 17% no kopējā atbalsta saņēma biogāzes stacijas, 6% – mazās hidroelektrostacijas, bet biomasa koģenerācijas un vēja elektrostacijas attiecīgi 4% un 3%.

EM 2013.gada 8.janvāra informatīvajā ziņojumā „Par elektroenerģijas cenu pieauguma riskiem un to ierobežošanu” prognozē, ka 2019.gadā OIK sastādīs 4,7 santīmus par kWh ar nosacījumu, ka tiks īstenota lielākā daļa no nerealizēto obligātā iepirkumu tiesību īpatsvara. Latvenergo prognozē, ka 2013.gadā OIK varētu būt 1,94 santīmi par kWh.

Līdzšinējā Latvijas politika AER jomā ir bijusi haotiska. Ir periodi, kad AER projekti ir saņēmuši nesamērīgi lielu atbalstu, bet pēc tam tas ir noņemts pavisam. Latvija ir arī viena no tām retajām valstīm, kurā nemainīgi tiek atbalstīti fosilie kuriņāmie (dabas gāze), kas piedevām nav arī vietējie energoresursi.

Pētījums „Elektroenerģijas, kas ražota no atjaunojamiem energoresursiem un koģenerācijā, atbalsta izvērtējums un priekšlikumi atbalsta uzlabošanai” ir izstrādāts ar mērķi, lai detalizēti izvērtētu esošā elektroenerģijas atbalsta intensitāti, vienlaikus nosakot optimālo atbalsta intensitāti, nodrošinot informatīvo bāzi kvalitatīva Rīcības plāna un jauna atbalsta mehānisma izstrādei. Tas sastāv no piecām daļām:

1. Tirdzniecības tirgus izpēte un esošā atbalsta intensitātes analīze.
2. Starptautiskās pieredzes izvērtēšana.
3. Obligātā iepirkuma ietvaros iepērkamās elektroenerģijas cenas un garantētās maksas par elektrostacijā uzstādīto elektrisko jaudu noteikšanas formulu pamatojības izvērtēšana.
4. Nepieciešamās izmaiņas obligātā iepirkuma ietvaros iepērkamās elektroenerģijas cenas un garantētās maksas par elektrostacijā uzstādīto elektrisko jaudu noteikšanas formulās.
5. Redzējums par jaunu atbalsta mehānismu.

Balstoties uz tirgus izpētes rezultātiem, pētījuma ietvaros, izmantojot finanšu plūsmas aprēķinus un noteiktus pieņēmumus, tika izvērtēts esošā atbalsta līmenis katrai AER tehnoloģijai un dabas gāzes koģenerācijas stacijām. Lai analizētu nepieciešamo atbalsta līmeni, tika pieņemts, ka iekšējās peļņas rādītājam (IRR) ir jābūt vismaz 12%. Aprēķinos nav ņemts vērā, ka iekārtu uzstādišanai varētu tikt piesaistītas subsīdijas. Balstoties uz šiem pieņēmumiem, iegūtie aprēķinu rezultāti rāda, ka:

1. esošais atbalsts hidroelektrostacijām ir lielāks nekā tas būtu nepieciešams. Aprēķini ir veikti hidroelektrostaciju modernizācijas projektiem, jo lielākā daļa (92,1%) no esošajām HES ir ierīkotas agrākajās ūdensdzirnavās, bijušajos mazajos HES un pie agrāk uzbūvētiem aizsprostiem;
2. esošais atbalsts mazas jaudas vēja elektrostacijām līdz 0,4 MW ir lielāks nekā tas būtu nepieciešams. Savukārt VES ar jaudu virs 0,4 MW pirmos 10 gadus ir nepieciešams augstāks atbalsta līmenis nekā tas ir šobrīd. Aprēķini rāda, ka lielākais pieaugums būtu nepieciešams 0,4-0,8 MW VES – attiecīgi 20-22%. Vidējais kopējais pieaugums pirmos 10 gadus attiecībā pret esošo vidējo atbalstu ir aptuveni 10%, bet no 11.gada atbalsts vairs nebūtu nepieciešams, jo tā līmenis, kas ir noteikts MK noteikumos Nr.262 šobrīd, jau sasniedz vai ir zemāks par prognozēto elektroenerģijas tirgus cenu 11. stacijas darbināšanas gadā;

3. esošais atbalsts biomasas elektrostacijām un koģenerācijas stacijām atšķiras atkarībā no izvēlētā tehnoloģiskā risinājuma un nosacījuma, par kādu cenu tiek realizēta stacijā saražotā siltumenerģija:
 - a. gadījumā, ja siltumenerģija tiek realizēta par kurināmā pašizmaksu, t.i., 11,63 Ls/MWh:
 - i. esošais atbalsts mazas jaudas tvaika cikla biomasas elektrostacijām (līdz 0,8 MW) un koģenerācijas stacijām (līdz 1 MW) pirmos 10 gadus ir nepietiekams. Nākotnē būtu jāizvērtē, vai šādu mazu staciju atbalsts ar iepirkuma tarifu ir lietderīgs, jo to elektroenerģijas cena ir salīdzinoši augsta. Savukārt, sākot ar 1,5 MW_e, atbalsta intensitāte abos gadījumos ir pietiekama vai lielāka nekā nepieciešama;
 - ii. arī mazas jaudas (līdz 1 MW) ORC koģenerācijas un elektrostacijām ir nepietiekams, lai gan 0,2 MW_e koģenerācijas stacijai būtu nepieciešams elektroenerģijas atbalsts 350 Ls/MWh apmērā. Arī šajā gadījumā šādu mazu tehnoloģiju uzstādīšana un atbalstišana nav ekonomiski pamatota. Sākot no 1 MW, atbalsta intensitāte ir pietiekama un pat augstāka nekā nepieciešama, lai šo projektu IRR būtu 12%;
 - iii. koksnes gazifikācijas elektrostacijām visos gadījumos ir lielāks nekā būtu nepieciešams, izņemot 0,2 MW koģenerācijas stacijai, kas atbalstu saņem, balstoties uz MK noteikumi Nr.221 tas ir pietiekams;
 - b. gadījumā, ja siltumenerģija tiek realizēta par tās patieso cenu, t.i. 19,38 Ls/MWh, esošās atbalsta likmes ir pietiekamas un pat augstākas nekā nepieciešams, izņemot ORC koģenerācijas un elektrostacijas ar jaudu līdz 0,6 MW (neieskaitot);
4. esošais atbalsts biogāzes stacijām ir atkarīgs no piemērotajiem MK noteikumiem, kā arī no nosacījuma, kāda ir siltumenerģijas pārdošanas cena:
 - a. ja siltumenerģija tiek pārdota par kurināmā pašizmaksu, t.i. 31,04 Ls/MWh:
 - i. mazas jaudas biogāzes elektrostacijām (0,2-0,5MW_e) esošais atbalsts ir nepietiekams (MK noteikumi Nr.262). Tas ir pietiekams 0,8-1,5 MW_e stacijām, bet lielajām biogāzes elektrostacijām (2 MW_e) esošais atbalsts ir augstāks nekā nepieciešams;
 - ii. mazas jaudas (0,2 MW_e) biogāzes koģenerācijas stacijām (MK noteikumi Nr.221) esošais atbalsts ir nepietiekams, kamēr 0,4 un 1,5 MW_e piemērotais atbalsts ir atbilstošs. Koģenerācijas stacijām ar jaudu no 0,5 līdz 2MW_e esošais atbalsts ir augstāks nekā būtu nepieciešams, izņemot 1,5 MW_e stacijas, kurām esošais atbalsts ir atbilstošs;
 - b. ja siltumenerģija tiek realizēta par patieso siltumenerģijas cenu - 41,38 Ls/MWh, atbalsta likme biogāzes stacijām ir pietiekama vai pat augstāka nekā nepieciešams, izņemot biogāzes elektrostacijām ar jaudu 0,2 MW_e;
5. esošais atbalsts dabas gāzes koģenerācijas stacijām līdz 4 MW ir augstāks nekā tas būtu nepieciešams (vienīgi 0,1 MW koģenerācijas stacijām tas ir pamatots), ja siltumenerģija tiek pārdota par dabas gāzes pašizmaksu, t.i. 32,04 Ls/MWh. Zemāks atbalsta līmenis koģenerācijas stacijām būtu nepieciešams, ja siltumenerģija tiktu realizēta par patieso tās vērtību – 40,69-42,85 Ls/MWh atkarībā no jaudas.

Pētījumā veiktā jutīguma analīze rāda, ka visiem AER tehnoloģiju veidiem ir vairāki nozīmīgi faktori, kas ietekmē elektroenerģijas ražošanu. Nozīmīgākais ir darbināšanas stundu skaits gadā, bet pētījumā ir analizēta arī izejvielu cenas un kvalitātes ietekme biogāzes ražotnēs. Nemot vērā, ka liela daļa biogāzes staciju saņēma arī subsīdijas no Lauku atbalsta dienesta, pētījumā ir analizēta arī subsīdiju ietekme uz projektu ienesīgumu.

Aprēķinot esošā atbalsta kopējo ietekmi visa atbalsta izsniegšanas laikā, rezultāti rāda, ka atbalsta nodrošināšana uz 20 gadiem nav ekonomiski pamatota, jo, nemot vērā naudas tagadnes vērtību, esošā atbalsta apjoms 11.gadā vairāku tehnoloģiju gadījumā jau ir prognozētās elektroenerģijas tirgus cenas līmenī. Tas nozīmē, ka, izsniedzot atbalstu uz 10 vai 15 gadiem, atbalsta līmenis, lielākoties, būtu jāpaaugstina, bet kopējais izmaksātais naudas apjoms par iepirkto elektroenerģiju būtu mazāks, salīdzinot ar esošo sistēmu.

Gandrīz katrā Eiropas Savienības dalībvalstī ir paredzēts atbalsts atjaunojamo energoresursu lietojumam elektroenerģijas ražošanā. Tas var būt izteikts dažādās formās: subsīdiju, aizņēmumu, iepirkuma tarifa, kvotu sistēmas un/vai nodokļu regulējuma veidā. Pētījumā ir apskatīti un analizēti četrās valstis – Austrijā, Vācijā, Nīderlandē un Zviedrijā – izmantotie atbalsta mehānismi atjaunojamās elektroenerģijas ražošanas un koģenerācijas nozarēs. Šīs Rietumeiropas valstis jau vairāku gadu garumā ir izveidojušas caurspīdīgus atbalsta mehānismus, un to pieredze var tikt pārnesta arī uz Latviju.

Balstoties uz atbalsta intensitātes analīzes rezultātiem, pētījuma 3.nodaļā ir vērtēta OIK formulu pamatošība. Sākotnēji ir noteikti tiešie un netiešie vērtēšanas kritēriji, pēc kuriem ir vērtēta OIK formulu pamatošība katrai AER tehnoloģijai, kā arī dabas gāzes koģenerācijas stacijām. Viens no nozīmīgākajiem parametriem, kas ir jāpārskata, ir biogāzes un biomasas formulu piesaiste dabas gāzes cenai, jo ticama pamatojuma šādai izvēlei nav.

Dabas gāzes koģenerācijas staciju gadījumā atbalstu nav iespējams pamatot ne ekonomiski, ne no vides piesārņojuma un klimata pārmaiņu aspekta. Dabas gāzes cena par 1 MWh ir augstāka par elektroenerģijas tirgus tarifu. Tāpēc atbalsts ar dabas gāzi saražotajai elektroenerģijai ir jāpārskata.

Balstoties uz esošā atbalsta izvērtējumu un tajā veiktajiem pieņēumiem, pētījuma 4.nodaļā ir dotas atbalsta aprēķina formulas tā piemērošanai elektroenerģijas ražošanai no atjaunojamiem energoresursiem. Formulā ir iekļauts viens mainīgais lielums - uzstādītā jauda, kā arī tajā ir iestrādāta subsīdijs komponente (ja tāda ir attiecināma). Savukārt, atbalsts dabas gāzes koģenerācijas stacijām līdz 4 MW var tikt piemērots pēc viena no zemāk aprakstītajiem risinājumiem:

- a) ekonomiski izdevīgākais risinājums par līdz šim pieļautajām politiskajām kļūdām ir kapitālieguldījumu atmaksa uzņēmumam 5 gadu laikā, bet koģenerācijas stacijās ražoto elektroenerģiju uzņēmējs pārdom brīvajā tirgū;
- b) atbalsta likme elektroenerģijai, kas ražota dabas gāzes koģenerācijas stacijās līdz 4 MW, tiek aprēķināta tāpat kā AER tehnoloģijām, t.i. atkarībā no uzstādītās jaudas un nemot vērā subsīdijs komponenti (ja attiecināma).

Atbalsts dabas gāzes koģenerācijas stacijām virs 4 MW tiek piemērots kapitālieguldījumu atmaksai.

Pētījuma rezultāti rāda, ka mazu elektrostaciju un koģenerācijas staciju atbalsts ir līdzekļu neefektīvs izlietojums, jo šādu staciju īpatnējie kapitālieguldījumi ir pārāk augsti un šajās stacijās saražotā elektroenerģija ir dārga.

Nemot vērā, ka Latvija ir uzņēmusies saistības līdz 2020.gadam nodrošināt AER mērķi 40% apmērā no gala enerģijas patēriņa, mazas jaudas elektrostaciju (HES un VES) un biomasas koģenerācijas staciju līdz 0,8 MW turpmāks atbalsts nedos pietiekamu ieguldījumu šī mērķa sasniegšanā. Tādējādi uzsvars nākotnē elektroenerģijas ražošanā būtu jāliek uz lielas jaudas vēja elektrostaciju projektiem un biomasas koģenerācijas stacijām ar jaudu virs 1 MW, kuru ražotā elektroenerģija tiek iepirkta ar noteiktu atbalsta tarifu uz 10 gadiem, bet siltumenerģija tiek realizēta par tās patieso cenu. Lai sasniegtu 40% mērķi, Latvijā nopietns uzsvars ir jāliek uz biomasas lietojumu siltumapgādē.

Vienlaicīgi arī ir jāmeklē labāks risinājums biogāzes izmantošanai enerģijas ražošanā. Šobrīd aprēķini rāda, ka biogāzes staciju darbināšanas izmaksas elektroenerģijas ražošanai ir augstas, ja vien kā galvenā izejviela netiek izmantoti atkritumu produkti un kūtsmēslis, kas ir lētāki kopā ar nelielu zaļmasas piejaukuma īpatsvaru. Latvijai ir arī saistošs vēl viens mērkis, un tas ir 10% mērkis biodegvielas jomā. Nēmot vērā, ka lauksaimniecība un biogāzes ražošana ir valstiski nozīmīga tautsaimniecības nozare, nākotnes atbalsts biogāzes stacijām ir jāparedz citā veidā. Šobrīd notiek intensīva tehnoloģiju attīstība šajā nozarē. Viens no risinājums ir biogāzes attīrišana (bagātināšana līdz biometāna kvalitātei) un ievadišana dabas gāzes tīklā, bet otrs risinājums biometāna izmantošana transportā. Otrais risinājums dos ieguldījumu arī biodegvielas mērķa sasniegšanā.

Pētījumā analizētajās Eiropas valstīs paralēli tradicionālajām iekārtām piemērotajam iepirkuma tarifam tiek sniegs atbalsts arī jaunajām tehnoloģijām, kas vēl šobrīd ir dārgas. Viena no tādām ir Saules enerģija, un atbalsts tiek piešķirts subsīdiju veidā, ko arī Latvijai būtu jāizvērtē un jāpiemēro. Austrijā, piemēram, tiek piemērotas dažādas subsīdiju likmes atkarībā no jaudas un uzstādīšanas vietas (jumta, zemes vai integrēti ēkā).

IEVADS

Vairāku gadu garumā Latvijas sabiedrību ik pa laikam pāršalc diskusijas par zalās (subsidētās) elektroenerģijas cenas ietekmi uz obligāto iepirkuma komponenti (OIK). 2013.gadā Ekonomikas ministrija (EM) publicēja informāciju par OIK izmaksu apjomiem. 2012.gadā tie kopā bija 132,87 miljoni Ls, kas samaksāti par atbalstu virs tirgus cenas. 70% no kopējā apjoma (93,37 miljoni Ls) tika izmaksāti dabas gāzes koģenerācijas stacijām. 17% no kopējā atbalsta saņēma biogāzes stacijas, 6% – mazās hidroelektrostacijas, bet biomasas koģenerācijas un vēja elektrostacijas attiecīgi 4% un 3%.

EM 2013.gada 8.janvāra informatīvajā ziņojumā „Par elektroenerģijas cenu pieauguma riskiem un to ierobežošanu” tiek prognozēts, ka 2019.gadā OIK sastādīs 4,7 santīmi par kWh ar nosacījumu, ka tiks īstenota lielākā daļa no nerealizēto obligātu iepirkumu tiesību īpatsvara. Latvenergo prognozē, ka 2013.gadā OIK varētu būt 1,94 santīmi par kWh.

Kopš 2011.gada 26.maija jauniem atjaunojamo energoresursu (AER) projektiem ir uzlikts moratorijs līdz pat 2016.gada 1.janvārim. Neskatoties uz to, AER un koģenerācijas projekti Latvijā tiek īstenoti, ņemot vērā 2009. un 2010.gadā izsniegtās licences par obligāto elektroenerģijas iepirkumu. Kā EM prognozē, tad dabas gāzes koģenerācijas projekti tiek īstenoti 100% (virs 4 MW) un 70% (zem 4 MW) apmērā. Savukārt, AER jomā EM paredz, ka tiks ieviesti 30% no biomasas un biogāzes koģenerācijas elektrostaciju projektiem (MK nr.262)¹, 90% plānoto vēja projektu un 70% biogāzes un biomasas koģenerācijas projekti (MK nr. 221).

2013.gada 27.martā Eiropas Komisija publicēja Progresa ziņojumu par atjaunojamiem energoresursiem². Ziņojumā ir apkopots Eiropas Savienības dalībvalstu progress AER nozarē. Latvija un Malta ir tās divas valstis, kuras ir 1% zem starposma mērķi – 34%. AER īpatsvars 2010.gadā Latvijā bija 32,6%, bet 2020.gada mērķis ir 40%.

Līdzinējā Latvijas politika AER jomā ir bijusi haotiska. Ir periodi, kad AER projekti ir saņēmuši nesamērīgi lielu atbalstu, bet pēc tam tas ir noņemts pavisam. Latvija ir arī viena no tām retajām valstīm, kurā nemainīgi tiek atbalstīti fosilie kurināmie (dabas gāze).

Pētījums „Elektroenerģijas, kas ražota no atjaunojamiem energoresursiem un koģenerācijā, atbalsta izvērtējums un priekšlikumi atbalsta uzlabošanai” ir izstrādāts ar mērķi, lai detalizēti izvērtētu esošā elektroenerģijas atbalsta intensitāti, vienlaikus nosakot optimālo atbalsta intensitāti, nodrošinot informatīvo bāzi kvalitatīva Rīcības plāna un jaunu atbalsta mehānisma izstrādei.

Pētījums sastāv no piecām daļām:

1. Tirgus izpēte un esošā atbalsta intensitātes analīze.
2. Starptautiskās pieredzes izvērtēšana.
3. Obligātā iepirkuma ietvaros iepērkamās elektroenerģijas cenas un garantētās maksas par elektrostacijā uzstādīto elektrisko jaudu noteikšanas formulu pamatotības izvērtēšana.
4. Nepieciešamās izmaiņas obligātā iepirkuma ietvaros iepērkamās elektroenerģijas cenas un garantētās maksas par elektrostacijā uzstādīto elektrisko jaudu noteikšanas formulām.
5. Redzējums par jaunu atbalsta mehānismu.

¹ Tām stacijām, kuras pakļaujas MK noteikumiem nr.262, nav noteikta obligāta lietderīgās siltumenerģijas izmantošanas prasība

² COM(2013) 715final <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2013:0175:FIN:LV:PDF>

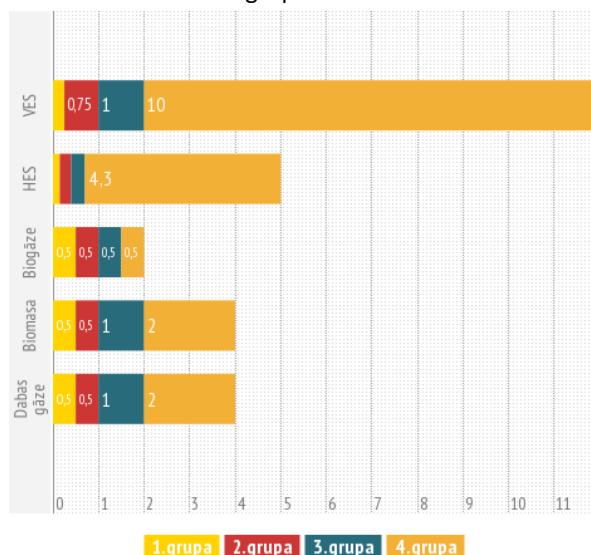
1. TIRGUS IZPĒTE UN ESOŠĀ ATBALSTA INTENSITĀTES ANALĪZE

1.1. IZMANTOTĀ VIENOTĀ METODIKA

Tirdzniecības izpēte ir veikta, lai noteiktu atbalsta intensitāti šādām 5 energoavotu grupām AER elektrostacijām un augsti efektīvām fosilā kurināmā koģenerācijas stacijām:

- vēja elektrostacijām (līdz 0,25 MW un virs 0,25 MW);
- mazas jaudas elektrostacijām (līdz 5 MW);
- biogāzes stacijām;
- biomasa koģenerācijas stacijām ar:
 - organisko Renkina ciklu (ORC);
 - tvaika turbīnu (klasisko Renkina ciklu);
 - gaziifikāciju;
- dabas gāzes koģenerācijas stacijām.

Nemot vērā, ka kapitālieguldījumi un darbināšanas izmaksas ir atkarīgas no jaudas, pētījuma ietvaros elektrostacijas tika iedalītas četros dažādos jaudu diapazonos, kas ir attēloti 1.1.attēlā. Piemēram, vēja elektrostacijas (VES) 1.grupa apvieno tās VES, kas ir jaudas diapazonā līdz 0,25 MW; 2.grupa – no 0,25 līdz 1 MW; 3. grupa – no 1 MW līdz 2 MW un 4.grupa – virs 2 MW.



1.1.att. AER un koģenerācijas staciju jaudu diapazoni, kas izmantoti tirgus aptaujās un izpētē³

Izejas dati tirgus izpētei tika apkopoti no šādiem informācijas avotiem:

- iekārtu ražotājiem un piegādātājiem Baltijas reģionā;
- elektroenerģijas ražotājiem;
- starptautiskiem pētījumiem ar ES atsaucēs vērtībām, kas raksturo labo praksi Eiropā;
- konsultācijām ar nozares pārstāvjiem;
- Latvijas komercbankām;
- ekspertu vērtējuma.

Pētījuma izstrādes laikā tika apkopoti kapitālieguldījumi arī no lepirkuma uzraudzības biroja (IUB) mājas lapas, bet atbalsta intensitātes noteikšanai šīs izmaksas netika ņemtas vērā.

³ šis un turpmākie attēli ir izveidoti <http://infogr.am>

1.1.1. INVESTĪCIJU IZMAKSU VĒRTĒŠANAS METODIKA

Investīciju izmaksas ir atkarīgas no tā, kādā veidā notiek elektroenerģijas ražošanas avotu būve. Vispopulārākās ir divas iespējas:

1. Lētāk ir veikt elektrostacijas būvi, atsevišķi izvēloties projektētāju, tehnoloģijas, aprīkojumu, būvdarbu veicēju un pārraudzības organizāciju, kā arī iekārtu palaišanas un regulēšanas firmas pakalpojumus. Šādas iespējas izmantošanai ir trūkums – apkalpošanas un darbināšanas pakalpojumi ir lielāki un lielāki ir arī riski šādu projektu darbināšanas fāzē. Šādā gadījumā pēc elektrostacijas palaišanas garantijas ir ierobežotas.
2. Dārgāks ir atslēgas projekts – kapitālieguldījumu, projektēšanas un būvniecības izmaksas netiek dalītas atsevišķi. Šādā gadījumā pēc elektrostacijas palaišanas parasti tiek sniegtas 2 gadu garantijas un ekspluatācijas izmaksas visā stacijas darbināšanas laikā ir mazākas nekā pirmajā gadījumā.

Tajos gadījumos un tām tehnoloģijām, kurām tas bija piemērojams, tirgus izpētē tika iekļautas atslēgas projektu investīcijas. Investīciju izvērtēšana tika balstīta uz divu veidu izmaksu vērtēšanu:

- kapitālieguldījumu, projektēšanas un būvniecības izmaksas, Ls;
- kapitālieguldījumu, projektēšanas un būvniecības izmaksas indikatori – īpatnējie kapitālieguldījumi, kas tiek noteikti kā kapitālieguldījumu, projektēšanas un būvniecības izmaksu attiecība pret uzstādīto jaudu, Ls/kW.

Pētījumā iekārtu kapitālieguldījumi tika noteikti, balstoties uz iekārtu piegādātāju un projektu attīstītāju sniegto informāciju. Pētījuma autori veica vismaz piecu attiecīgo iekārtu ražotāju, piegādātāju un tirgotāju Baltijas reģionā aptauju par kopējiem kapitālieguldījumiem atkarībā no jaudas, lai noteiktu īpatnējos kapitālieguldījumus – Ls/kW. Aptaujas rezultāti detalizēti ir aprakstīti katras tehnoloģijas apakšnodaļās.

Katrai tehnoloģijai pētījumā ir sniepts empīrisks modelis jeb trenda vienādojums, ar kura palīdzību var noteikt attiecīgās jaudas īpatnējos kapitālieguldījumus un kas izmantoti arī atbalsta intensitātes novērtējumā. Trenda vienādojumi ir iegūti ar apkopoto un matemātiski apstrādāto datu regresijas analīzes palīdzību, meklējot īpatnējo izmaksu atkarību no uzstādītās jaudas. Šajā izpētē vislabāko korelāciju uzrāda un tāpēc bieži lietotie trenda vienādojumi ir divu veidu: lineāri un logaritmiski vienādojumi, kuri apraksta divu veidu izmaksu indikatorus: 1 MWh izmaksas – Ls/MWh un 1 MW izmaksas – Ls/MW. Regresijas analīzes rezultātā iegūta trenda vienādojuma piemērs visbiežāk izmantotam logaritmiskam vienādojumam vispārīgā formā izskatās šādi:

$$I_{\text{kap}} = a - b \ln(P_{\text{ust}}), \text{Ls/MW},$$

kur

I_{kap}	-	īpatnējās investīcijas energoavotam, Ls/MW;
P_{uzst}	-	energoavotā uzstādītā jauda, MW;
a un b	-	regresijas analīzē iegūti koeficienti.

Iegūtos trenda vienādojumus ir iespējams izmantot gan diagrammu veidā, gan arī iestrādāt matemātisko aprēķinu modeļos.

1.1.2. PASTĀVĪGO IZMAKSU VĒRTĒŠANAS METODIKA

Elektrostatiju darbināšanas izmaksas tika apkopotas no elektroenerģijas ražotājiem un iekārtu piegādātājiem (izmaksas par iekārtu uzturēšanu). Pētījuma izstrādes laikā tika sagatavotas anketas elektroenerģijas ražotājiem un aptaujāti 5-20 attiecīgās jomas vietējie elektroenerģijas ražotāji. Šie dati tika salīdzināti ar līdzīgiem projektiem ES. Tā kā lielākā daļa elektroenerģijas ražotāju datus sniedza ar nosacījumu, ka to avots netiks atklāts, pētījumā nav uzrādīti šo firmu nosaukumi.

Pastāvīgās (fiksētās) izmaksas ir noteiktas atbilstoši investīciju izmaksu vērtēšanas metodikā noteiktajiem apsvērumiņiem – dalījumam pa grupām un informācijas avotiem:

- apdrošināšanas un citas izmaksas (% no investīcijām, Ls/gadā);
- nodokļi (Ls/gadā) - uzņēmuma ienākuma nodoklis, nekustamā īpašuma nodoklis;
- aizņēmuma pamatdaļas maksājumi un kredītpcentu atmaksas nosacījumi.

1.1.3. MAINĪGO IZMAKSU VĒRTĒŠANAS METODIKA

Mainīgās izmaksas AER un koģenerācijas stacijās veido šādas izmaksu pozīcijas:

- apkalpošana un darbināšana (Ls/MW_e gadā vai % no investīcijām):
 - apkopes izmaksas (Ls/MW_e gadā, vai % no investīcijām);
 - darbaspēka izmaksas (darbinieku skaits, algu likmes $Ls/gadā$, Ls/MWh_e);
- kurināmā (izejvielu) izmaksas (Ls/MWh) – kurināmā MWh (100% lietderības koeficients).

Mainīgās izmaksas ir atkarīgas no šādiem faktoriem:

- kurināmā izmaksu aprēķins atbilstoši reālajiem apstākļiem;
- staciju lietderības koeficienti un to sadalījums starp elektroenerģiju un siltumenerģiju;
- darbināšanas laiks, h/gadā.

Šajā gadījumā informācijas avoti papildinās ar izejvielu un kurināmā piegādātājiem un statistikas pārvaldes datiem.

1.1.4. KOPĒJIE PIEŅĒMUMI

Lai izvērtētu atjaunojamās enerģijas un koģenerācijas atbalsta intensitāti, tika izmantota diskontētā naudas plūsmas metode. Naudas plūsmas aprēķinos visām tehnoloģijām tika piemēroti vairāki vienādi pieņēmumi, kas apkopoti 1.1.tabulā.

1.1.tabula

Izmantotie pieņēmumi naudas plūsmas aprēķinos

Parametrs	Pieņēmuma vērtība
Diskonta likme	6,4%
Elektroenerģijas izmaksu pieaugums	4,5% gadā
Inflācija	3%
Aizņēmums	70%
Pašfinansējums	30%
Kredīta aizņemšanās termiņš	10 gadi
Kredīta procentu likme	5,5%

DISKONTA LIKME

Diskonta likmi, kuru izmanto finansu aprēķinos, parasti pielīdzina kapitāla cenai. Daudzās Eiropas Savienības dalībvalstīs regulatori nosaka ieteicamo vidējās svērtās kapitāla cenas (WACC) apmēru regulētajai nozarei. Piemēram, ieteiktais WACC apmērs Anglijai ir 6,46%⁴.

Vidējo svērto kapitāla cenu nosaka ar sekojošu vienādojumu:

$$WACC = E * C_e + D * C_d(1 - N_{ien}), \%$$

kur

E	-	pašu kapitāla īpatsvars;
D	-	aizņemtā kapitāla īpatsvars;
C _e	-	pašu kapitāla cena, %;
C _d	-	aizņemtā kapitāla cena, %;
N _{ien}	-	uzņēmuma ienākuma nodoklis, 15%.

Pašu kapitāla cenu nosaka ar vienādojumu:

$$C_e = BT * (TP_1 - BR) + BR + SBBI = 9,3 \%,$$

kur

BT	-	enerģētikas sektora uzņēmumu beta – vidējais rādītājs Eiropā, 0,66 ⁵ ;
TP ₁	-	vidējā tirgus atdeve pašu kapitālam Eiropas akciju tirgū, 9,75% (Eiropas MSCI indeksa vidējais gada pieaugums pēdējo četru gadu laikā)
BR	-	bez riska likme, 2,89% ⁶ ;
SBBI	-	izmēra koeficients 1,88% ⁷ .

Aizņemtā kapitāla cenu nosaka ar vienādojumu:

$$C_d = SWAP + TP_2 = 6,07 \%,$$

kur

SWAP	-	10 gadu EUR SWAP likme, 1,57% ⁸ ;
TP ₂	-	tirgus apmēra prēmija aizņemtajam kapitālam, ekspertu vērtējums ir diapazonā no 3 līdz 4,5%.

Aprēķinu rezultātā iegūts, ka vidējā kapitāla cena Latvijas enerģētikas projektiem ir

$$WACC = 0,3 * 9,3 + 0,7 * 6,07 * (1 - 0,15) = 6,40 \%$$

Tas nozīmē, ka enerģētikas nozares uzņēmumu attīstības vērtēšanas aprēķinos naudas plūsmas noteikšanai, ieteicamā diskonta likme ir 6,4%.

⁴ Comission for Energy Regulation - Decision Paper on Fixed Cost of Best New Entrants Peaking Plants & Capacity Requirements for 2013. AIP/SEM/ 12/078 - 52 p

⁵ Reuters datu bāze

⁶ Latvijas 10 gadu obligāciju ienesīgums, Latvijas Banka

⁷ Ibboston size Premium, Ibboston SBBI Valuation Yearbook 2012

⁸ Financial Times - <http://markets.ft.com//research/Tearsheets/PriceHistoryPopup?symbol=A@/EURIRSXY:RCT>

AIZŅĒMUMS, PAŠFINANSĒJUMS, AIZNEMŠANĀS TERMIŅŠ UN PROCENTU LIKME

Projektu finansēšanai bankas vienmēr pieprasī augstākas likmes no aizņēmējiem. Balstoties uz pētījuma autoru vairāk nekā 20 gadu pieredzi dažādu projektu tehniski ekonomisko pamatojumu izstrādē enerģētikas sektorā, pētījumā ir pieņemts, ka bankas aizdevums veido 70% no projekta izmaksām uz termiņu līdz 10 gadiem. Atlikušiem 30% ir jābūt kā pašu ieguldījumam no investoru puses. Pašreiz procentu likmes Eiropas līmenī ir zemas. Pētījumā veiktajiem aprēķiniem procentu likme tika pieņemta 5,5%. Labākas likmes un labāki kredītnosacījumi ir iespējami un tie ir atkarīgi no samazinātiem riskiem, no aizņēmēja kredītspējas un specifiskām projekta īpašībām.

INFLĀCIJA UN ENERĢIJAS IZMAKSU PIEAUGUMS

Inflācija darbināšanas izmaksām tika pieņemta, pamatojoties uz Centrālās statistikas pārvaldes datiem par laika periodu no 2009.līdz 2012.gadam⁹. Gada vidējā inflācija (vidēji 12 mēnešos pret iepriekšējiem 12 mēnešiem) šajā laika periodā sasniedza 3,35%. Gada vidējā inflācija jeb vidējais patēriņu cenu līmenis arī tiek pielietots Māstrihtas inflācijas kritērija noteikšanai. Pētījuma veiktajos aprēķinos tika pieņemts, ka inflācijas rādītājs ir 3%.

Elektroenerģijas izmaksu pieaugums pētījuma ietvaros ir pieņemts 4,5% gadā. Lai gan kopš 2005.gada elektroenerģijas cenas ir nevienmērīgi paaugstināšanās par 108,3%¹⁰, pētījuma autori pieņem vienmērīgu elektroenerģijas izmaksu pieaugumu 4,5% apmērā.

Pārējie pieņēmumi, kas raksturo attiecīgās tehnoloģijas, piemēram, darbināšanas stundas, izejvielu izmaksas un citi ir doti katras tehnoloģijas apakšnodalās zemāk.

1.1.5. ATBALSTA INTENSITĀTES IZVĒRTĒŠANAS METODIKA

Lai izvērtētu atbalsta intensitāti visām AER tehnoloģijām, kā arī dabas gāzes koģenerācijas stacijām, tika izmantota naudas plūsma. Šī pētījuma ietvaros tika sagatavotas naudas plūsmas katras tehnoloģijas jaudu diapazoniem ar šādiem galvenajiem rādītajiem:

- iekšējā peļņa (IRR);
- neto pašreizējā vērtība (NPV);
- aizņemtā kapitāla atdeves koeficients (DCR);
- vienkāršais atmaksāšanās laiks, gadi.

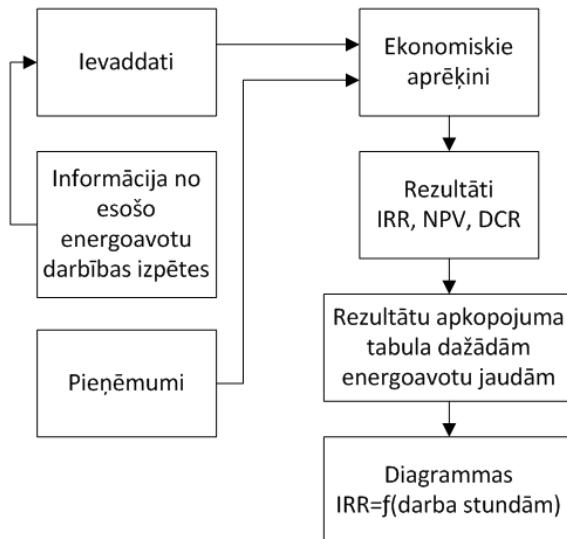
Pētījumā izmantotā esošās atbalsta ekonomiskās analīzes modelis sastāv no 7 moduļiem, kuri ietver gan ievaddatus un pieņēmumus, gan aprēķinus un to rezultātus (skat.1.2.att.).

Sākotnēji pētījumā tika definēti galvenie pieņēmumi (pirmais modulis). Otrs modulis izveidots, matemātiski apstrādājot izpētes laikā iegūtos energoavotu datus. Šajā modulī apkopoti empīriski vienādojumi (saukti arī par trendu vienādojumiem), kuri matemātiski apraksta īpatnējo energoavotu izmaksu (kapitālieguldījumus, apkalpošanas un darbināšanas izmaksas) atkarībā no uzstādītās elektriskās jaudas. Trešais modulis ietver ievaddatu bāzi, kas ir specifiska katrai energoavotu, kuru definē izmantotie energoresursi (vējš, biogāze, biomasa, ūdens un dabas gāze), grupai. Ceturtais modulis ekonomiskie aprēķini ietver naudas plūsmas noteikšanas vienādojumus, kuri ļauj noteikt IRR, NPV un DCR. Sakarā ar to, ka naudas plūsmas metodi ir iespējams izmantot arī jutīguma un riska izvērtēšanai

⁹ Patēriņa cenu izmaiņas 2012.gadā // <http://www.csb.gov.lv/notikumi/paterina-cenas-2012gada-pieaugusas-par-16-36341.html>; Patēriņa cenu izmaiņas 2010.gadā // <http://www.csb.gov.lv/notikumi/par-paterina-cenu-parmainam-2010gada-31813.html>

¹⁰ PCG02. PATĒRIŅA CENU INDEKSI UN PĀRMAINĀS GRUPĀS UN APAKŠGRUPĀS
///data/csb.gov.lv

(piemēram, IRR atkarībā no energoavota darbības stundu skaita), ir svarīgi izveidot rezultātu moduli (piektais modulis). Iegūtie rezultāti tiek apkopoti tabulās (sestais modulis) vai arī grafiski (septītais modulis).



1.2.att. Esošā atbalsta ekonomiskās analīzes modelis

Rezultāti, kas ir iegūti ar autoru izveidotā esošā atbalsta ekonomiskās analīzes modeļa palīdzību, parādīti visām piecām iepriekšminētajām energoavotu grupām.

1.2. HIDROELEKTROSTACIJAS

2012.gadā Latvijā darbojās 146 mazās hidroelektrostacijas (HES), kuras saņēma obligātās iepirkuma komponentes (OIK) maksājumus. Pēc Mazās hidroenerģētikas asociācijas pētījuma¹¹ agrākajās ūdensdzirnavās ir ierīkotas 96 mazās HES (63,6%), bijušajās mazajās HES – 27 (17,9%), pie agrāk uzbūvētiem aizsprostiem – 16 (10,6%), uzbūvētas jaunā vietā – 12 (7,9%).

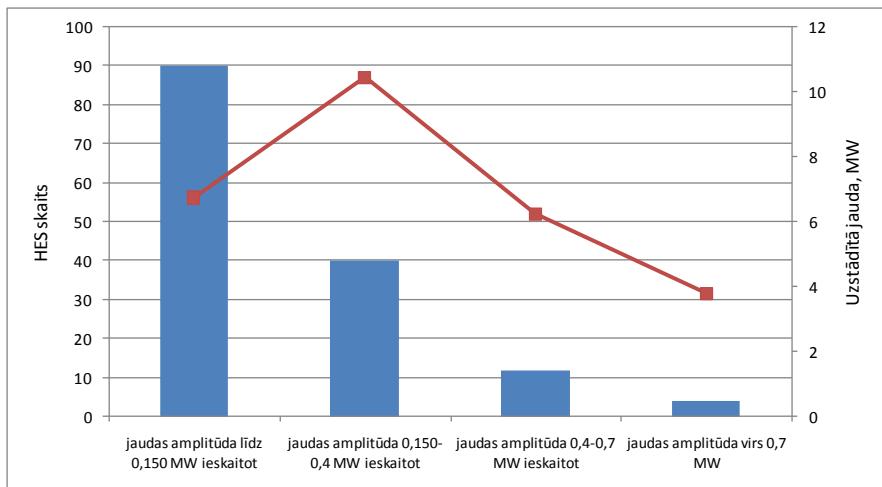
Tā kā jaunu HES īpatsvars sastāda tikai 7,9% no kopējā skaita, un jaunas stacijas visticamāk netiks būvētas strikto vides aizsardzības noteikumu dēļ, pētījumā tika izvērtēti mazo HES modernizācijas projekti. Lielākās investīcijas nākotnē ir sagaidāmas tieši šajā jomā.

Atjaunošanas jeb modernizācijas projektos vecais elektromehāniskais aprīkojums jeb hidroagregāts tiek aizstāts ar modernu, kurš nodrošina lielāku efektivitāti un augstākas vides prasības. Elektromehāniskajā aprīkojumā ietilpst hidroturbīna, ģenerators un vadības bloks. Modernizācijas ietvaros var tikt veikti arī dažādi celtniecības darbi, lai nodrošinātu jaunā hidroagregāta ekspluatāciju.

1.2.1. HES DALĪJUMS LATVIJĀ

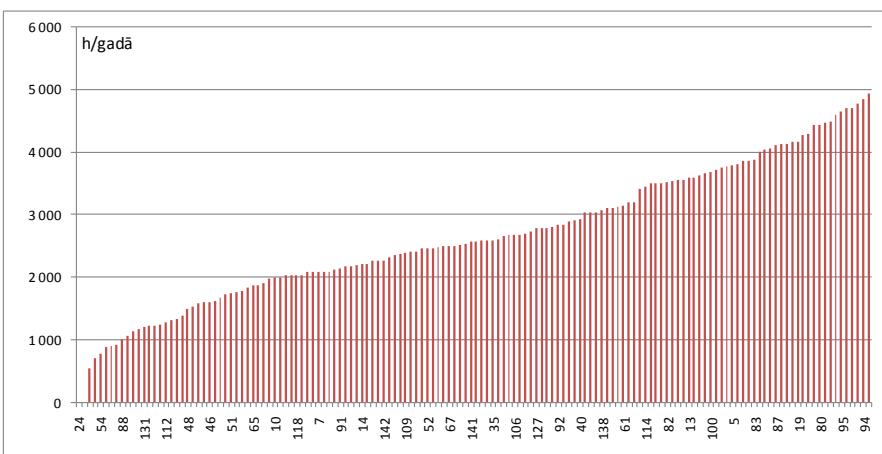
2012.gadā uzstādītā mazo HES, kas saņem OIK maksājumus, jauda Latvijā bija 27,23 MW_e. 1.3.attēlā ir apkopots to dalījums 4 jaudu diapazonos, kas tālāk izmantoti iekārtu ražotāju un piegādātāju aptaujās.

¹¹ Mazās hidroenerģētikas asociācija. Mazā hidroenerģētika Latvijā 2012. – Latvija: SIA Haidenfelde, 2013.-106 lpp.



1.3.att. Mazo hidroelektrostaciju dalījums pēc to jaudām

1.3.attēlā ir redzams, ka lielāko īpatsvaru no kopējā HES skaita sastāda stacijas ar elektrisko jaudu līdz 0,15 MW. To kopskaits ir 90, un kopējā uzstādītā jauda – 6,75 MW. Lielākā kopējā uzstādītā jauda ir 10,45 MW stacijām ar elektrisko jaudu robežas no 0,151 – 0,4 MW. Latvijā lielākā mazā HES ir Spridzēnu HES ar kopējo uzstādīto jaudu 1,2 MW, kas atrodas Aiviekstes pagastā. 1.4.attēlā ir apkopoti dati par staciju darbināšanas ilgumiem 2012.gadā.

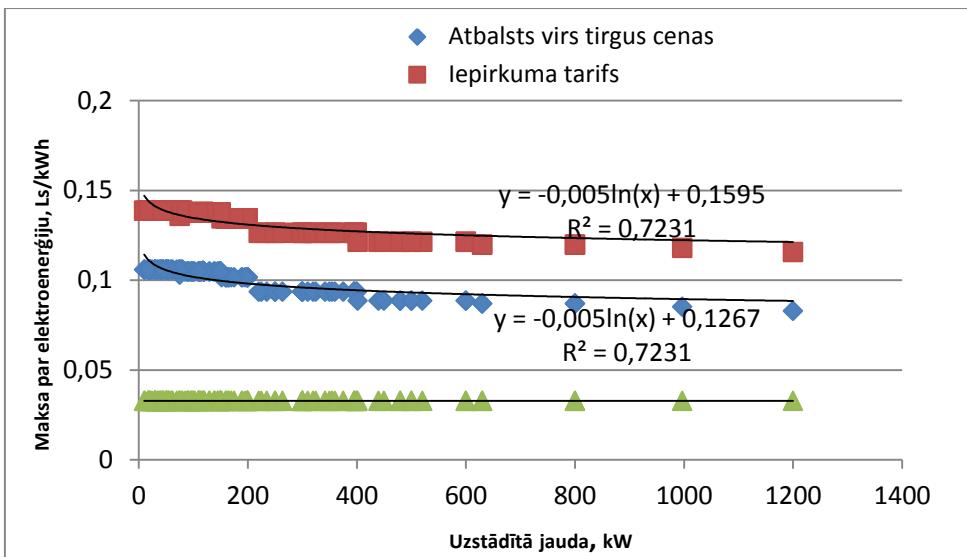


1.4.att. Mazo HES darbināšanas laiks 2012.gadā

Kā redzams 1.4.attēlā, HES darbināšanas laiks ir plašā diapazonā, bet vairumā gadījumu jeb 65% staciju tas ir robežas no 1000-3200 stundām. Atsauses pētījumos¹² kā optimālais darbināšanas laiks mazām HES tiek minēts 3500-4000 stundu gadā.

Zemāk 1.5.attēlā ir apkopoti 2012.gada dati par iepirkuma tarifiem un valsts atbalsta maksājumiem atkarībā no HES uzstādītās jaudas. Attēlā redzams, ka atbalsts, kurš tiek sniegs virs tirgus cenas, ir robežas no 0,0829 Ls/kWh līdz 0,1058 Ls/kWh. OIK maksājuma likme pieaug, samazinoties uzstādītajai jaudai. Vidējā aprēķinātā OIK likme visām HES ir 133,8 Ls/MWh.

¹² Pētījumi: 1.ESMAP. Small Hydro Power in Austria; April 2012. 2.A.Kavkler, S.Repina,M Festic. A Comparison of Electricity Generation Reference Costs for Different Technologies of Renewable Energy Sources; Energy Efficiency - A Bridge to Low Carbon Economy, Edited by Dr. Zoran Morvaj, March 2012

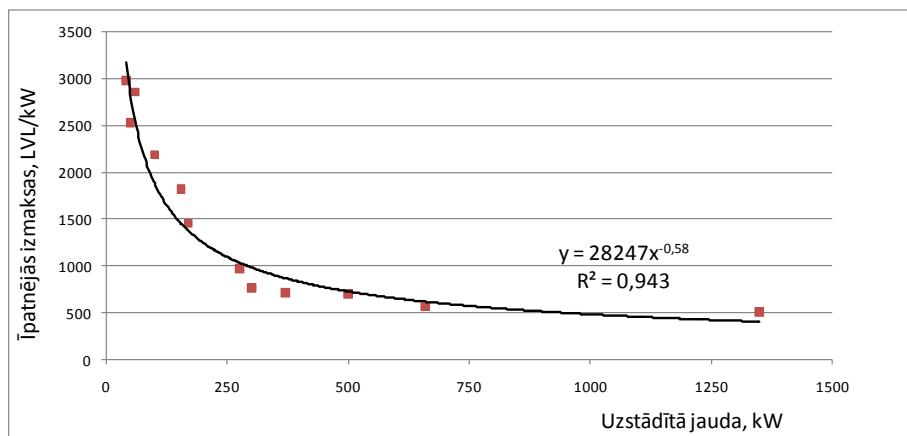


1.5.att. Maksājumi HES operatoriem par saražoto elektroenerģiju atkarībā no uzstādītās jaudas

1.2.2. KAPITĀLIEGULDĪJUMU NOTEIKŠANA

Modernizācijas kapitālieguldījumus sastāda elektromehāniskā aprīkojuma iegāde, tā piegāde un uzstādīšana un nepieciešamo celtniecības darbu izmaksas hidroagregāta ekspluatācijas nodrošināšanai. Elektromehāniskajā aprīkojumā ietilpst hidroagregāts (hidroturbīna, pārvads, ģenerators) un vadības bloks. Celtniecības izmaksas sastāda 3% no kopējiem kapitālieguldījumiem.

Lai noteiktu elektromehāniskā aprīkojuma izmaksas, tika veikta iekārtu ražotāju un piegādātāju aptauja, kā arī paralēli analizēta starptautiskā literatūra saistībā ar HES projektu izmaksām. Tika aptaujāti 5 komersanti Baltijas reģionā, izsūtot elektroniski aptaujas anketas, kā arī vairākas reizes sazinoties telefoniski. Līdz pētījuma iesniegšanas termiņa beigām datus sniedza 2 uzņēmumi, un viens no tiem vēlējās palikt konfidenciāls. Dati, kas tika iegūti no iekārtu piegādātājiem, ar trenda vienādojumu ir parādīti 1.6.attēlā. Izmaksas ir dotas, ieskaitot piegādi un uzstādīšanu.



1.6.att. Elektromehāniskā aprīkojuma īpatnējās izmaksas

1.6.attēlā ir redzams, ka īpatnējās izmaksas samazinās, palielinoties iekārtas uzstādītajai jaudai. Atbalsta intensitātes izvērtējuma aprēķinos tika ņemts vērā iekārtu piegādātāju sniegtā informācija.. Aprēķini ir veikti mazajiem HES ar uzstādīto jaudu līdz 1,5 MW, jo Latvijā šobrīd lielākā mazā HES ir ar uzstādīto jaudu 1,2 MW. Lai noteiktu elektromehāniskā aprīkojuma, tā piegādes un uzstādīšanas izmaksas atkarībā no uzstādītās jaudas, tika pielietots pakāpes tipa trenda vienādojums:

$$T_{tehn} = 28247 * P_{hes}^{-0.58}$$

kur

T_{tehn} – elektromehāniskā aprīkojuma izmaksas, LVL;

P_{hes} – mazās HES uzstādītā jauda, kW.

Jaunu HES projektu īpatnējās izmaksas Eiropā ir robežās no 1405 līdz 3514 Ls/kW¹³, bet pētījumi Anglijā un citās valstīs rāda, ka mazo HES ar uzstādīto jaudu zem 1 MW kapitālieguldījumi var sasniegt pat 5000 Ls/kW¹⁴. Jaunu staciju izbūve ir atkarīga no vietas, kur tā tiks celta, jo ir ļoti dažādi grunts veidi, var būt apgrūtināta piekļuve utt.

1.2.3. DARBINĀŠANAS IZMAKSU NOTEIKŠANA

Lai noteiktu darbināšanas un apkopes izmaksas, pētījuma autori veica vietējo elektroenerģijas ražotāju aptauju, kā arī starptautisku pētījumu analīzi, lai noteiktu labo praksi un izmaksu līmenus citur Eiropā līdzīgām stacijām. Aptaujas anketas tika elektroniski izsūtītas ar Mazās hidroenerģētikas asociācijas starpniecību 146 mazo HES īpašniekiem, un līdz pētījuma nodošanas termiņam tika saņemtas 13 atbildes. Aptaujas anketās tika prasītas visas darbināšanas izmaksas:

- iekārtu uzturēšanas un apkalpošanas;
- apdrošināšanas;
- administrācijas;
- elektroenerģijas pašpatēriņa;
- nekustamā īpašuma nodokļa;
- pārējās izmaksas.

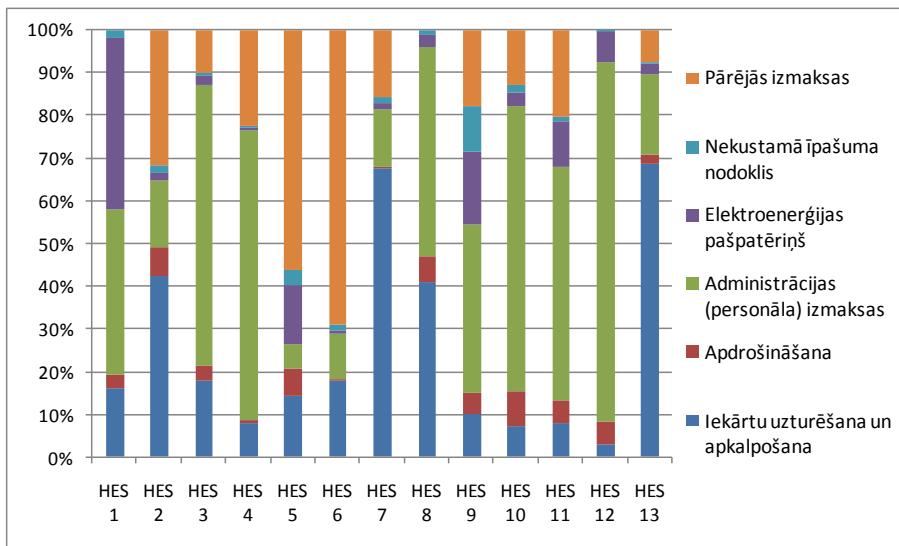
13 mazo HES operatoru iesniegtie dati ir apkopoti 1.7.attēlā. Kopējās darbināšanās izmaksas esošajās stacijās ir robežās no 8,5 līdz 78,49 Ls/MWh. Saīdzinot ar Eiropas vidējo līmeni¹⁵, šīs izmaksas ir līdz pat 4,6 reizēm augstākas. Piemēram, administrācijas jeb personāla izmaksas sasniedz līdz pat 34367 LVL/gadā, lai gan hidroelektrostacijās ar uzstādīto jaudu līdz 1 MW ir nepieciešams ne vairāk kā viens cilvēks¹⁶, lai nodrošinātu nepieciešamo darbu izpildi objektā.

¹³ European Small Hydropower Association. Strategic study for development of SHP in EU, March 2010

¹⁴ International Renewable Energy Agency, IRENA Working Paper, Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Volume 1: Power Sector, Issue 3/5, Hydropower, June 2012

¹⁵ European Small Hydropower Association. Strategic study for development of SHP in EU, March 2010

¹⁶ A.Kavkler, S.Repina and M.Festić, A Comparison of Electricity Generation Reference Costs for Different Technologies of Renewable Energy Sources; Energy Efficiency - A Bridge to Low Carbon Economy, Edited by Dr. Zoran Morvaj, March 2012



1.7.att. Mazo HES darbināšanas un apkopes izmaksu dalījums Latvijā

1.7.attēlā ir redzams, ka katrai stacijai darbināšanas un apkopes izmaksu dalījums ir mainīgs un katram objektam krasi atšķiras. Piemēram, 7. un 13. stacijai iekārtu uzturēšana un apkalpošana sastāda 70% no kopējām izmaksām, bet 12.stacijai 80% no visām izmaksām sastāda administrācijas izmaksas.

Lai tiktu veikts atbalsta intensitātes izvērtējums, darbināšanas un apkopes izmaksas mazām HES tika pieņemtas 17 LVL/MWh (0,025 EUR/kWh)¹⁷, kas ir Eiropas vidējais līmenis, kā arī vairākas no vietējām mazajām HES arī strādā ar šādu izmaksu līmeni.

1.2.4. ATBALSTA INTENSITĀTES IZVĒRTĒJUMS MAZAJĀM HES LATVIJĀ

Pētījuma ietvaros naudas plūsma tika rēķināta šādiem HES jaudas diapazoniem: 0,08; 0,15; 0,2; 0,4; 0,6; 0,8; 1 un 1,5 MW. Pēc augstāk veiktās izmaksu izpētes, ar pakāpes tipa trenda vienādojumu tika aprēķinātas elektromehāniskā aprīkojuma izmaksas. Papildus kopējiem pieņēumiem (skat. 1.1.tabulu) tika veikti pieņēumi modernizācijas projektu naudas plūsmu aprēķiniem, kas ir apkopoti 1.2.tabulā.

1.2.tabula

HES projektiem veiktie pieņēumi naudas plūsmas aprēķinos

Parametrs	Pieņēmuma vērtība
Darbināšanas stundas, h	3000
Kapitālieguldījumi (atkārībā no jaudas), Ls/kW	2224,23-406,29
Darbināšanas izmaksas, Ls/MWh	17
Atbalsts HES stacijām līdz 1,5 MW pirmos 10 gadus	138,6-115,7
Atbalsts HES stacijām līdz 1,5 MW pēc 10 gadu ekspluatācijas	110,85-92,53
Iekārtu darbības mūžs, gadi	15

Naudas plūsma tika rēķināta 15 gadiem visiem augstāk minētajiem jaudas diapazoniem, un 1.3. tabulā ir apkopots vienkāršais atmaksāšanās laiks katram attiecīgajam modernizācijas projektam.

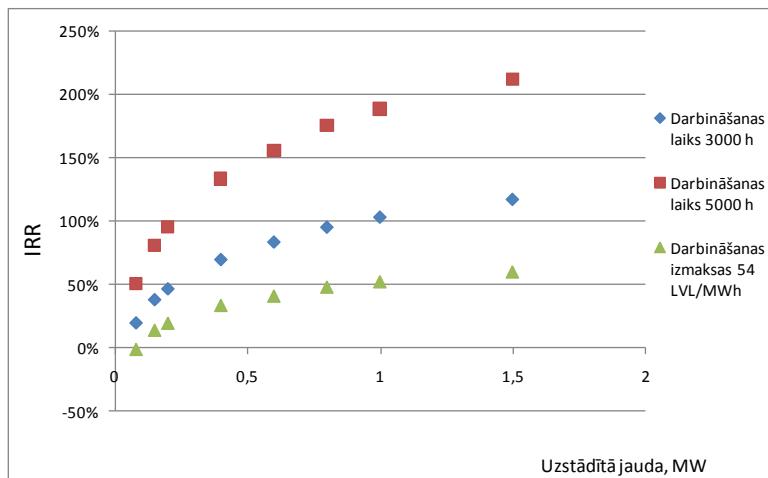
¹⁷ European Small Hydropower Association. Strategic study for development of SHP in EU 2008, March 2010

1.3.tabula

Vienkāršais atmaksāšanās laiks

Uzstādītā jauda, MW	0,08	0,15	0,2	0,4	0,6	0,8	1	1,5
Atmaksāšanās laiks, gadi	6,2	4,5	3,9	3,0	2,6	2,4	2,2	2,0

Pie esošā elektroenerģijas iepirkuma atbalsta projektu vienkāršais atmaksāšanas laiks ir robežas no 2 līdz 6,2 gadiem. Ar veiktais pieņēumiem, IRR vērtības ir robežas no 20 līdz 120%, ja darbināšanas laiks ir 3000 stundas. IRR vērtības HES modernizācijas projektiem tika noteiktas pie diviem dažādiem darbināšanas stundu laikiem gadā: 3000 (optimālais) un 5000 darbināšanas stundas (maksimālais 2012.gadā). Rezultāti ir apkopoti 1.8.attēlā.

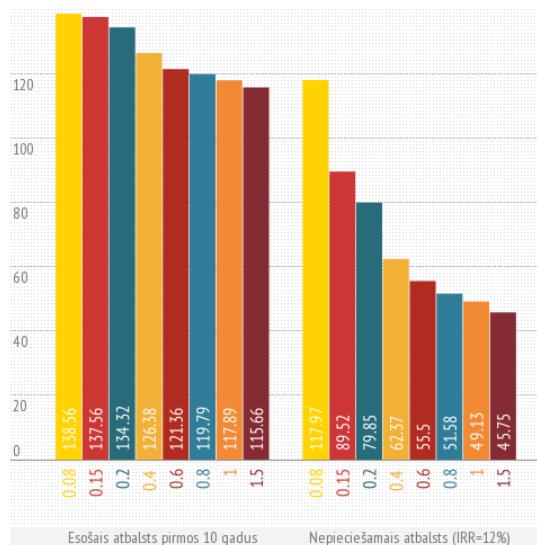


1.8.att. IRR vērtības mazajiem HES modernizācijas projektiem ar dažādiem darbināšanas stundu diapazoniem

1.8.attēlā redzams, ka IRR vērtības ar darbināšanas izmaksām 17 LVL/MWh (3000 un 5000 stundas) sasniedz ļoti augstas vērtības, kas skaidrojamas ar esošo atbalstu. Apkopojot elektroenerģijas ražotāju aptaujas anketu datus, tika aprēķināts, ka vidējās darbināšanas izmaksas trīspadsmit HES ir 45 LVL/MWh. Ja naudas plūsmas aprēķinos tiek ieliktas mazo HES īpašnieku sniegtās darbināšanas izmaksas, IRR vērtības krasī samazinās pie iekārtu darbināšanas laika 3000 stundas. Projekti ar uzstādīto jaudu līdz 80 kW pie šādām darbināšanas izmaksām kļūst nerentabli, bet palielinoties uzstādītajai jaudai IRR pieaug un sasniedz 55% pie 1,5 MW jaudas.

Naudas plūsmas aprēķins vienam modernizācijas projektam ekonomiskā mūža garumā ar uzstādīto jaudu 1 MW ir dots 1.pielikumā.

Lai noteiktu optimālo nepieciešamo atbalstu HES modernizācijas projektiem, IRR vērtība tika noteikta 12%. legūtie rezultāti ir apkopoti 1.9.attēlā.

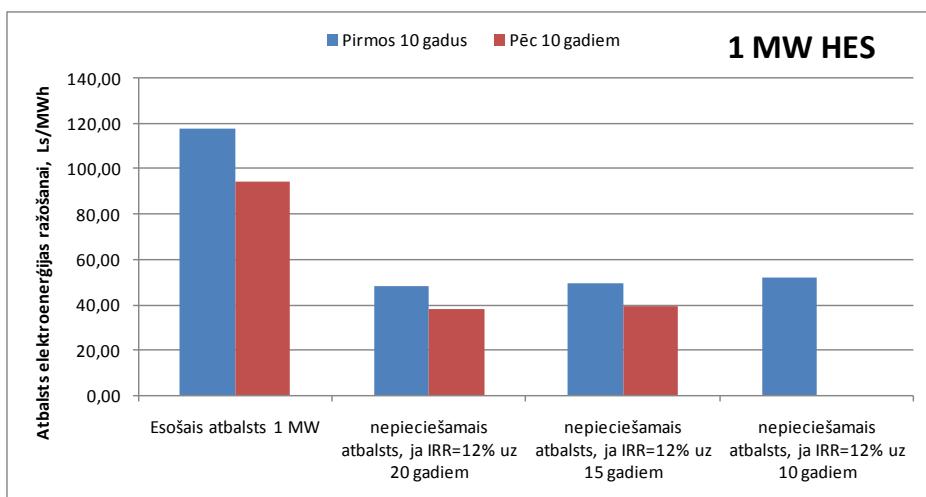


1.9.att. Esošais atbalsts HES projektiem pirmos 10 gadus un aprēķinātais nepieciešamais atbalsta līmenis ar nosacījumu, ka attiecīgā projekta IRR ir 12%

Kā redzams 1.9.attēlā HES ar jaudu līdz 0,08 MW nepieciešamais atbalsts pirmos 10 gadus saglabājas tuvu esošajā līmenī, bet, pieaugot uzstādītajai jaudai, nepieciešamā atbalsta līmenis krasī samazinās. Lielākais samazinājums pirmos 10 gadus būtu nepieciešams mazajām HES ar uzstādīto jaudu virs 0,08 MW – vidējais kopīgais samazinājums pret esošo vidējo atbalstu ir 51%. Esošā atbalsta sistēma paredz, ka nākamos 10 gadus atbalsts samazinās par 20%. Nepieciešamā atbalsta aprēķinā arī ir pieņemts, ka atbalsts nākamos 10 gadus samazinās par 20% pret nepieciešamo atbalstu pirmajos 10 gados. Tas nozīmē, ka, piemēram, 1 MW HES pirmos 10 gadus esošā atbalsta likme ir 117,89 Ls/MWh, bet nākamos 10 gadus – 94,31 Ls/MWh, tikmēr aprēķinātais nepieciešamais atbalsts šādai stacijai pirmos 10 gadus ir 47,86 Ls/MWh, bet nākamos 10 gadus – 38,29 Ls/MWh.

1.10.attēlā ir dots izvērtējums par atbalsta apmēru 1 MW hidroelektrostacijai atkarībā no atbalsta ilguma:

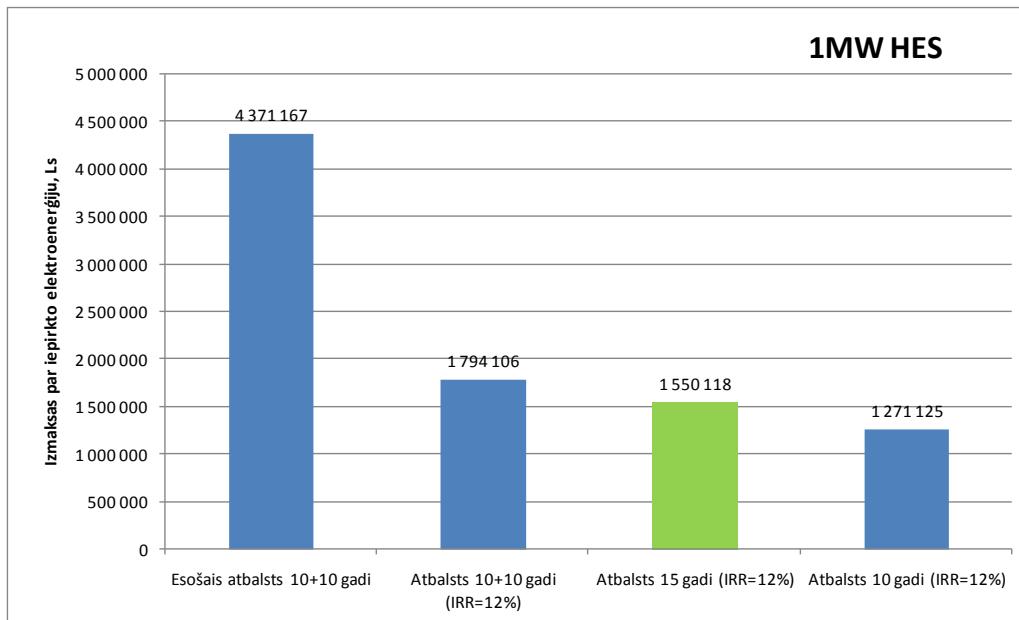
- esošais atbalsts uz 10+10 gadiem;
- aprēķinātais nepieciešams atbalsts ar IRR=12% 20 gadiem;
- aprēķinātais nepieciešams atbalsts ar IRR=12% 15 gadiem;
- aprēķinātais nepieciešams atbalsts ar IRR=12% 10 gadiem.



1.10.attēls. Četri varianti atbalsta likmēm 1 MW hidroelektrostacijai

Kā rāda aprēķini, nepieciešamais atbalsts, salīdzinot ar esošo atbalstu, ir nedaudz vairāk kā divas reizes mazāks neatkarīgi no atbalsta ilguma. Ja atbalsta maksājumi tiktu sniegti uz 15 gadiem, tad pirmos 10 gadus atbalsta likme būtu 49,13 Ls/MWh, bet nākamos 5 gadus – 39,30 Ls/MWh. Savukārt atbalsta maksājums 10 gadu garumā būtu nepieciešams 52,24 Ls/MWh apmērā.

Finansiāli visizdevīgāk valstij būtu sniegt atbalstu tikai uz 10 gadiem, kuru laikā tiek atmaksātas ieguldītās investīcijas, bet tad ir jāapsver, vai HES darbība pēc atbalsta beigām būs ekonomiski pamatota, ja tā darbosies brīvā tirgū. Ja aprēķina kopējos izdevumus par obligātā iepirkuma ietvaros iepirkto elektroenerģiju, tad tie ir vislielākie esošajam atbalstam 20 gadu garumā. Kopējās diskontētās izmaksas katrai no shēmām ir dotas 1.11.attēlā.



1.11.att. Izmaksas par iepirkto elektroenerģiju 1 MW HES atkarībā no atbalsta ilguma

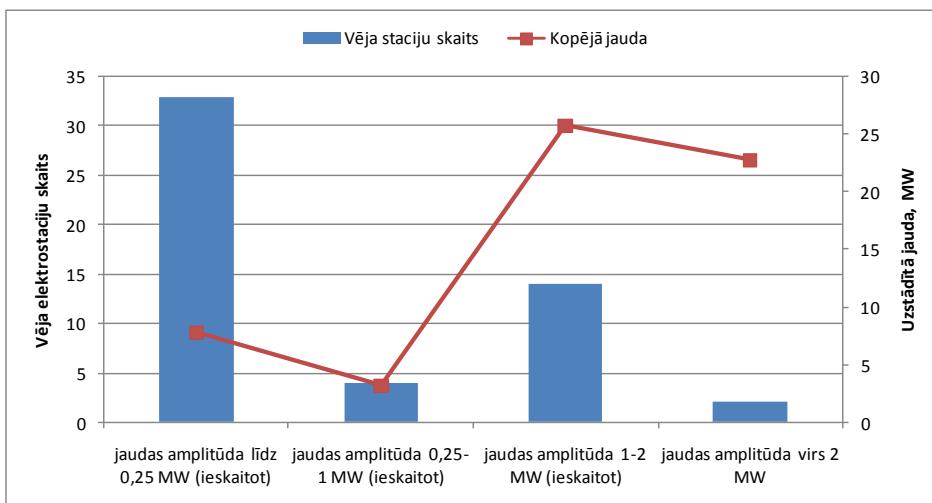
Kā redzams 1.11.attēlā, 1 MW HES vismazākās kopējās diskontētās elektroenerģijas izmaksas būtu gadījumā, ja atbalsta likme – 52,24 Ls/MWh – tiktu piemērota uz 10 gadiem. Kopējais saražotās elektroenerģijas apjoms 10 gadu laikā būtu 30 GWh.

1.3. VĒJA ELEKTROSTACIJAS

1.3.1. VĒJA ELEKTROSTACIJU DALĪJUMS LATVIJĀ

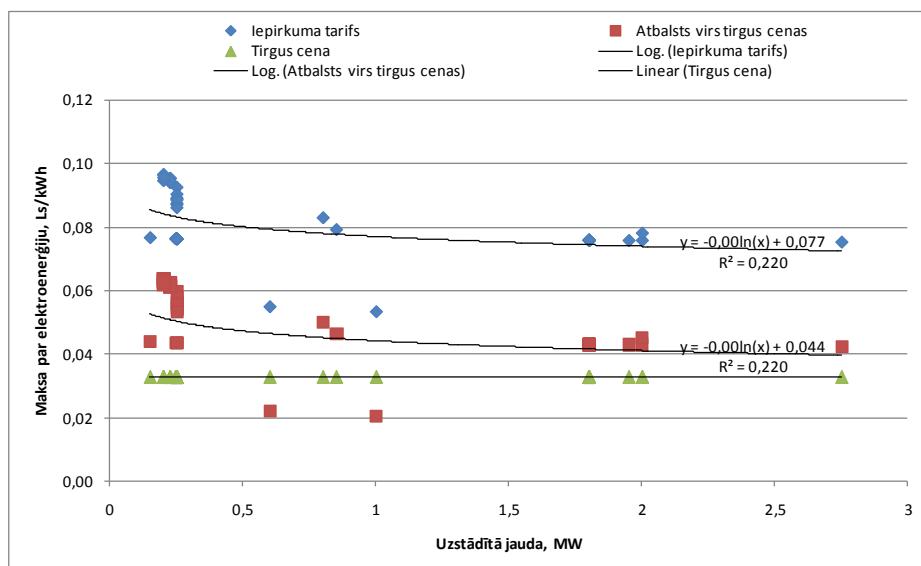
2012.gadā uzstādītā vēja elektrostaciju (VES), kas saņem OIK maksājumus, jauda Latvijā bijā 59,67 MW_e. Zemāk 1.12.attēlā ir apkopots to dalījums 4 jaudu diapazonos, kas izmantots iekārtu piegādātāju un elektroenerģijas ražotāju aptaujās.

Kā redzams 1.12.attēlā, lielākais VES skaits ir tieši 1.grupā (līdz 0,25 MW_e) – 33 stacijas, bet to kopējā uzstādītā jauda ir tikai 7,85 MW_e. 2.grupā ir 4 stacijas ar kopējo uzstādīto jaudu 3,25 MW_e. Lielākā uzstādītā jauda ir tām 14 VES, kuru jaudas ir diapazonā no 1 līdz 2 MW_e. Latvijā lielākais VES parks (SIA „Winergy”) atrodas Tārgales pagastā Ventspils novadā, kura uzstādītā jauda ir 20,07 MW_e.



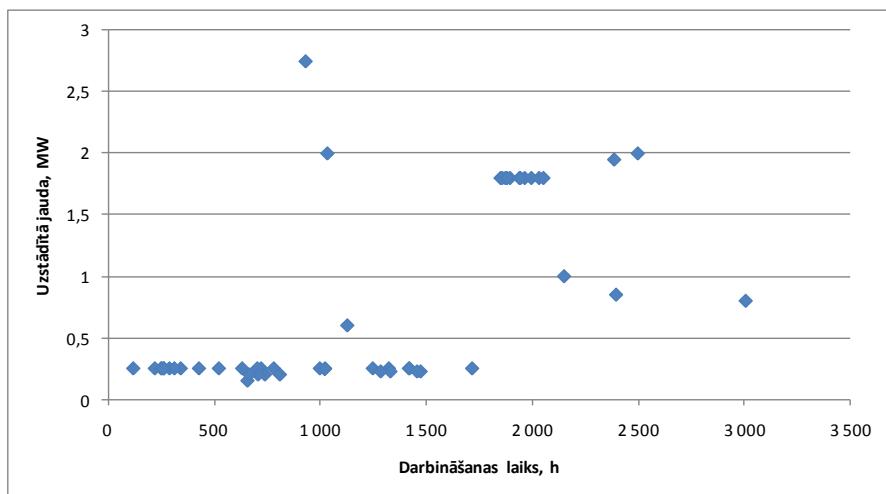
1.12.att. Vēja elektrostaciju dalījums pa jaudām

1.13.attēlā ir apkopoti dati par 2012.gadā VES saražotās elektroenerģijas maksu (atsevišķi norādīts kopējais iepirkuma tarifs, vidējā saistīto lietotāju apgādes iepirkuma tirgus cena un starpība, kas izteikta kā atbalsts virs tirgus cenas) atkarībā no VES uzstādītās jaudas. Kā redzams attēlā, atbalsta maksājuma likmes (Ls/kWh) mainās robežās no 0,02 Ls/kWh līdz pat 0,0637 Ls/kWh. Augstākā atbalsta maksājuma likme ir bijusi mazajām VES (līdz 0,25 MW_e). Vidējā aprēķinātā atbalsta likme virs tirgus cenas visām VES 2012.gadā bija 47,40 Ls/MWh, bet vidējā iepirkuma cena no VES bija 80,20 Ls/MWh.



1.13.att. Atbalsta maksājumi VES atkarībā no uzstādītās jaudas, izņemot Winenergy VES (jauda 20,07 MW_e)

1.14.attēlā ir atspoguļots VES darbināšanas ilgums atkarībā no uzstādītās jaudas.



1.14.att. VES darbināšanas laiks atkarībā no uzstādītās jaudas

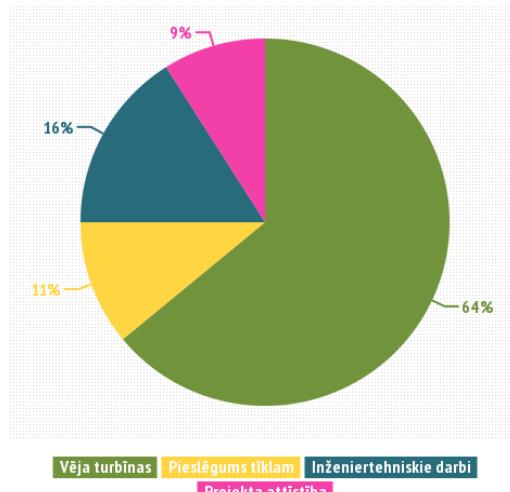
Kā redzams 1.14.attēlā, mazas jaudas (līdz $0,25 \text{ MW}_e$) VES darbināšanas laiks 2012.gadā ir bijis robežās no 117 līdz 1717 stundām. Mazās darbināšanas stundas ir saistītas ar dažu no staciju nodošanu ekspluatācijā 2012.gadā. Optimālais darbināšanas ilgums VES parasti tiek pieņemts 2000-2100 stundas gadā, kas raksturo optimālas vietas izvēli vēja projektiem.

1.3.2. KAPITĀLIEGULDĪJUMU NOTEIKŠANA

VES kapitālizmaksas sastāda četras galvenās komponentes:

- projekta attīstīšanas izmaksas;
- vēja turbīnas;
- pamatu izbūve un inženiertehniskie darbi;
- tīkla pieslēgums.

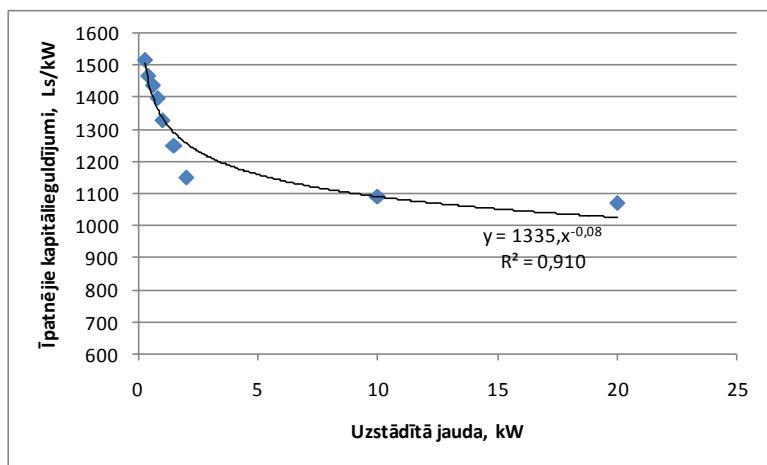
Balstoties uz Starptautiskās Atjaunojamās enerģētikas aģentūras 2012.gada jūnija darba ziņojumu¹⁸, 1.15.attēlā ir dots VES kapitālizmaksu īpatnējais dalījums. Šis izmaksu dalījums ir līdzīgs arī Latvijas VES projektos un pieņemts turpmāk pētījumā.



1.15.att. VES kapitālizmaksu dalījums pa galvenajām pozīcijām (avots: IRENE)

¹⁸ Avots:
http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf

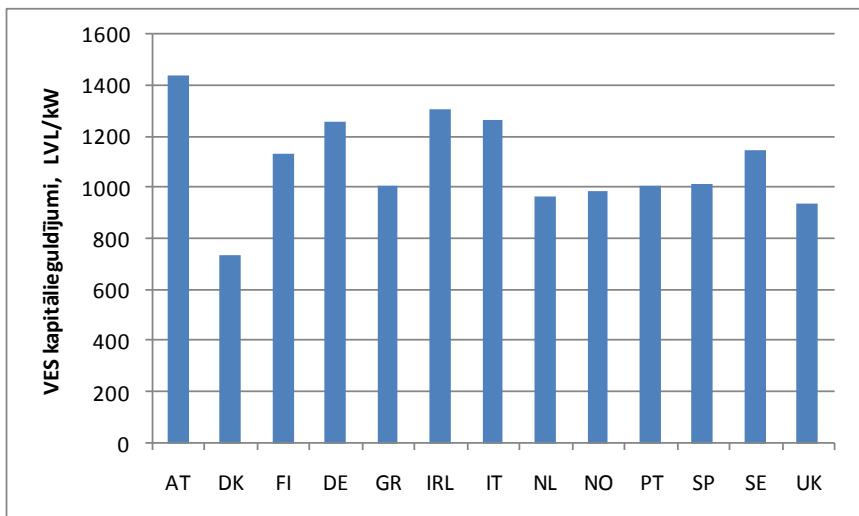
Nemot vērā nelielo vēja projektu skaitu, Baltijas reģionā iekārtu ražotāja pārstāvniecība ir tikai „Siemens”, kas piegādā vēja turbīnas, sākot no 2,3 MW. Pētījuma izstrādes laikā tika apzināti un aptaujāti gan Siemens, gan arī citi vēja turbīnu ražotāji un piegādātāji Eiropā, piemēram, Enercon, Vestas, bet līdz pētījuma noslēguma brīdim atbildes par vēja turbīnu izmaksām no šiem uzņēmumiem netika saņemtas. Siemens pārstāvis skaidroja, ka tas ir saistīts ar to, ka Latvijā nav pieprasījuma, kā arī vēja turbīnas cena ir atkarīga no vairākiem faktoriem, tai skaitā vietas un vēja potenciāla, atbalsta līmena un ciemi faktoriem. Pētījuma izstrādes laikā tika aptaujāti arī projektu attīstītāji, no kuriem tikai viens lielākais Igaunijas projekta attīstītājs sniedza aptuvenās vidējās vēja turbīnu cenas šobrīd. Nemot vērā kapitālieguldījumu dalījumu 1.15.attēlā, īpatnējie kapitālieguldījumi dažādām jaudām ir iegūti summējot projektu attīstītāja sniegtās vēja turbīnu cenas un pārējās izmaksas, kas iekļauj pamatu izbūvi, pieslēgumu un projekta attīstību. īpatnējie kapitālieguldījumi ir doti 1.16.attēlā.



1.16.att. īpatnējie kapitālieguldījumi dažādas jaudas VES

Kā otrs avots kapitālieguldījumu izmaksu novērtējumam ir izmantots Starptautiskās Atjaunojamās enerģētikas aģentūras 2012.gada jūnija darba ziņojums, kurā sniegti lielas jaudas VES projektu īpatnējie kapitālieguldījumi 2010.gadā tajās valstīs, kurās tiek īstenoti nozīmīgi VES projekti. īpatnējie kapitālieguldījumi šajās valstīs ir atspoguļoti 1.17.attēlā.

Analizējot tirgus tendences, jauni mazas jaudas VES (līdz 0,25 MW) Eiropā netiek plaši uzstādīti, un atsevišķi kapitālieguldījumu tendences šādiem projektiem par pēdējiem gadiem nav publicētas. Tas ir skaidrojams ar to, ka 2003.gadā lielākoties vēl tika uzstādītas mazās VES, tad šobrīd, tehnoloģijām attīstoties, tiek uzstādītas 3-5 MW_e vēja turbīnas. Pētījuma 1.nodevumā tika apkopotas izmaksas arī no IUB mājas lapas, kurā ir publicēti iepirkumu rezultāti dažām mazas jaudas VES Latvijā, tomēr šīs vērtības pēc Pasūtītāja ieteikuma 2.nodevumā netika plašāk pētītas un izmantotas.



1.17.att. Vidējie īpatnējie kapitālieguldījumi lielas jaudas VES projektos 13 Eiropas valstīs

Kā redzams 1.17.attēlā, īpatnējie kapitālieguldījumi ir robežas no 740 Ls/kW_e Dānijā līdz pat 1430 Ls/kW_e Austrijā. Vidējie īpatnējie kapitālieguldījumi 2010.gadā bija 1095 Ls/kW, kas ir līdzvērtīgi kapitālieguldījuma vērtībām VES parkiem, kas dotas 1.16.attēlā.

Balstoties uz augstāk minēto, atbalsta intensitātes aprēķinos pētījumā ir izmantoti 1.16.attēlā dotie īpatnējie kapitālieguldījumi attiecīgajiem jaudu diapazoniem. Tie ir robežas no 1095 Ls/kW lielas jaudas projektiem līdz 1520 Ls/kW VES projektiem līdz 0,25 MW, un kapitālieguldījumus apraksta 1.16.attēlā dotas vienādojums.

1.3.3. DARBINĀŠANAS IZMAKSU NOTEIKŠANA

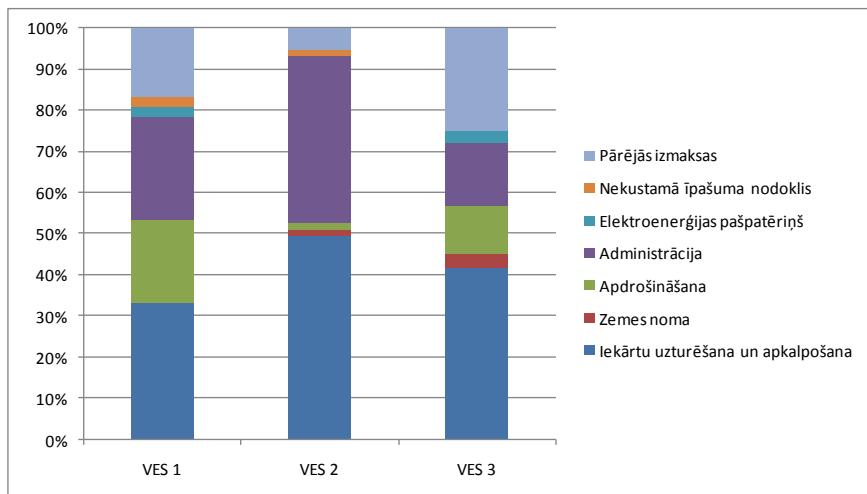
Darbināšanas izmaksas (pastāvīgās un mainīgās) vēja elektrostacijās veido šādas izmaksu pozīcijas:

- uzturēšanas un apkopes izmaksas;
- personāla izmaksas;
- apdrošināšana;
- elektroenerģijas patēriņš pašpatēriņam;
- balansēšanas izmaksas;
- pārējās izmaksas (zemes noma, banku komisijas u.c.).

Lai noteiktu vietējo elektroenerģijas ražotāju darbināšanas izmaksas, tika aptaujāti septiņi vietējie VES operatori, kuru staciju kopējā uzstādītā jauda ir 55,92 MW (kopējā uzstādītā Latvijā ir 59,665 MW). Viens no ražotājiem nekavējoties atteicās sniegt šādu informāciju, aizbildinoties ar konfidencialitāti. Vēl divi aizbildinājās ar laika trūkumu vai ar to, ka šādi dati nav apkopoti un tas prasīs pārāk ilgu laiku apkopot. Pētījumā ir izmantoti četru vietējo elektroenerģijas ražotāju sniegtā informāciju. Šo staciju kopējā jauda ir 42,6 MW, kas veido 76% no kopējās uzstādītās jaudas Latvijā, un apkopotā informācija ir reprezentatīva datu kopa pieņēmumu veikšanai.

Balstoties uz staciju operatoru sniegtu informāciju, kopējās darbināšanas izmaksas 2012.gadā elektrostacijās ir svārstījušās robežas no 12 līdz 15,29 Ls/MWh. Zemākās izmaksas ir jaunam, lielas jaudas vēja elektrostaciju parkam, bet lielākās izmaksas ir tām vēja stacijām, kas ekspluatācijā tika nodotas vairāk nekā pirms 10 gadiem. Darbināšanas izmaksās nav iekļauta uzkrājuma veidošana VES demontāžai iekārtu ekspluatācijas beigās. Atsaucoties uz trīs uzņēmumu sniegtajiem detalizētajiem datiem, 1.18.attēlā ir apkopots darbināšanas izmaksu īpatnējais dalījums. Ceturtais uzņēmums sniedza kopējās izmaksas, tās nesadalot pa izmaksu pozīcijām. Kā attēlā redzams, tad izmaksas iekārtu

uzturēšanai un apkalpošanai veido 32-50% no kopējām darbināšanas izmaksām. Otra lielākā izmaksu pozīcija ir administratīvās (personāla) izmaksas, kā arī pārējās izmaksas.



1.18.att. Darbināšanas izmaksu dalījums Latvijas VES

Latvijas VES darbināšanas izmaksas salīdzinājumā ar Eiropas VES ir līdzīgas. Eiropā darbināšanas izmaksas svārstās robežās no 7,73 Ls/MWh (Zviedrijā) līdz pat 21,79 Ls/MWh (Šveicē).

Atbalsta intensitātes izvērtējumam kopējās darbināšanas izmaksas visu jaudu VES tiek pieņemtas konstantas – 12 Ls/MWh, kas atbilst jauna vēja parka reālajām izmaksām 2012.gadā Latvijā.

1.3.4. ATBALSTA INTENSITĀTES IZVĒRTĒJUMS VĒJA ELEKTROSTACIJĀM LATVIJĀ

Pētījuma ietvaros naudas plūsma ir rēķināta šādiem VES jaudas diapazoniem: 0,2; 0,4; 0,8; 1,5; 2,0; 3,5; 10 un 20 MW. Papildus kopējiem pieņēumiem, kas uzskaitīti 1.1.tabulā, naudas plūsmas aprēķinā VES projektiem nemtie pieņēumi ir apkopoti 1.4.tabulā.

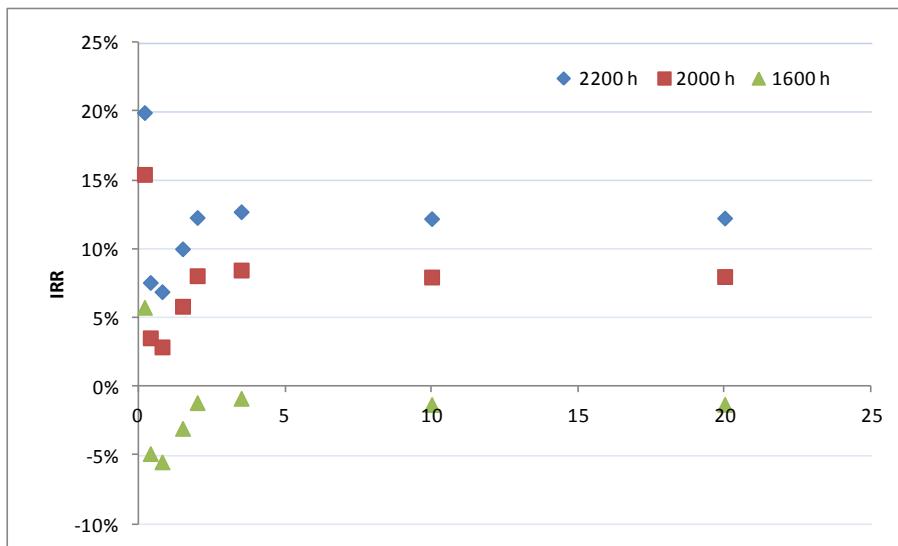
1.4.tabula

VES projektiem veiktie pieņēumi naudas plūsmas aprēķinos

Parametrs	Pieņēmuma vērtība
Darbināšanas stundas, h	2000
Kapitālieguldījumi (atkārbā no jaudas), Ls/kW	1095-1520
Darbināšanas izmaksas, Ls/MWh	12
Atbalsts VES stacijām līdz 0,25 MW pirmos 10 gadus	124,2-128,1
Atbalsts VES stacijām līdz 0,25 MW pēc 10 gadu ekspluatācijas	74,51-76,86
Atbalsts VES stacijām virs 0,25 MW pirmos 10 gadus (līdz 40 MW)	77,59-95,38
Atbalsts VES stacijām virs 0,25 MW pēc 10 gadu ekspluatācijas	46,55-57,23
Iekārtu darbības mūžs, gadi	15

Naudas plūsma ir rēķināta uz 15 gadiem visiem jaudas diapazoniem (2.pielikumā dots naudas plūsmas aprēķins 1 MW VES), un 1.19.attēlā ir apkopotas aprēķinātās IRR vērtības. Tā kā IRR ir atkarīgs no darbināšanas stundu skaita, tad 1.19.attēlā ir dotas IRR vērtības pie trīs darbināšanas stundu laikiem gadā:

- 1600 stundas (vidējais VES darbināšanas stundu skaits Latvijā 2012.gadā);
- 2000 stundas (optimālais VES darbināšanas laiks);
- 2200 stundas (VES projektiem piekrastes zonā).

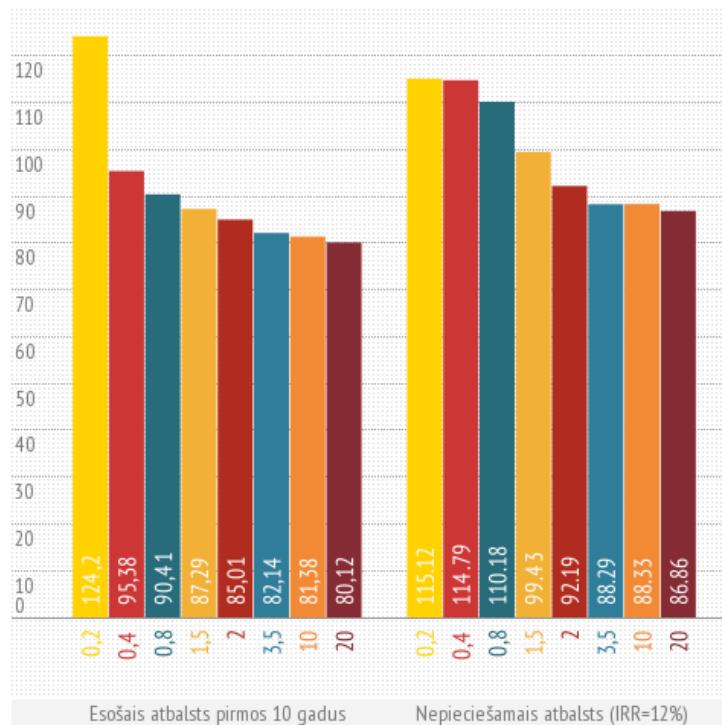


1.19.att. IRR vērtības dažādas jaudas diapazona VES projektiem atkarībā no darbināšanas stundu skaits gadā

Kā redzams 1.19.attēlā, pie augstāk aprakstītajiem pieņēmumiem un 1600 darbināšanas stundām gadā IRR ir pozitīvs tikai 0,2 MW VES, bet lielākas jaudas stacijām tas ir negatīvs un, piemēram, 0,6 MW jaudas VES vienkāršais atmaksāšanās laiks ir vairāk nekā 11,3 gadi. Ja VES darbotos 2000 un 2200 stundas, IRR ir pozitīvs visiem projektiem ar augstākajiem rādītājiem projektiem līdz 0,2 MW. Vienkāršais atmaksāšanās laiks (ja VES darbināšanas ilgums gadā ir 2000 stundas) ir robežas no 6,5 gadiem līdz 9 gadiem, bet, ja darbināšanas laiks tiek pieņemts 2200 stundas, vienkāršais atmaksāšanās laiks ir robežas no 5,9 līdz 8,2 gadiem. Ilgākais atmaksāšanās laiks ir 0,6 MW elektrostacijai. Pozitīvais IRR visos trīs gadījumos mazas jaudas VES projektiem (līdz 0,2 MW) ir saistīts ar salīdzinoši lielo iepirkuma atbalstu.

Pieņemot, ka investors būs gatavs investēt enerģētikas projektos tikai ar nosacījumu, ka projekta iekšējā peļņa ir vismaz 12%, tika noteikts nepieciešamais atbalsta līmenis VES projektiem. Kā redzams 1.19.attēlā, šobrīd IRR virs 12% ir tikai projektiem līdz 0,2 MW (izņemot, ja darbināšanas stundu skaits ir 1600), kā arī tiem projektiem, sākot ar 2 MW, darbinot VES 2200 stundas.

1.20.attēlā ir apkopots esošais un nepieciešamais atbalsta līmenis VES projektiem pie augstāk minētajiem pieņēmumiem, kas apkopoti 1.1. un 1.4.tabulā.

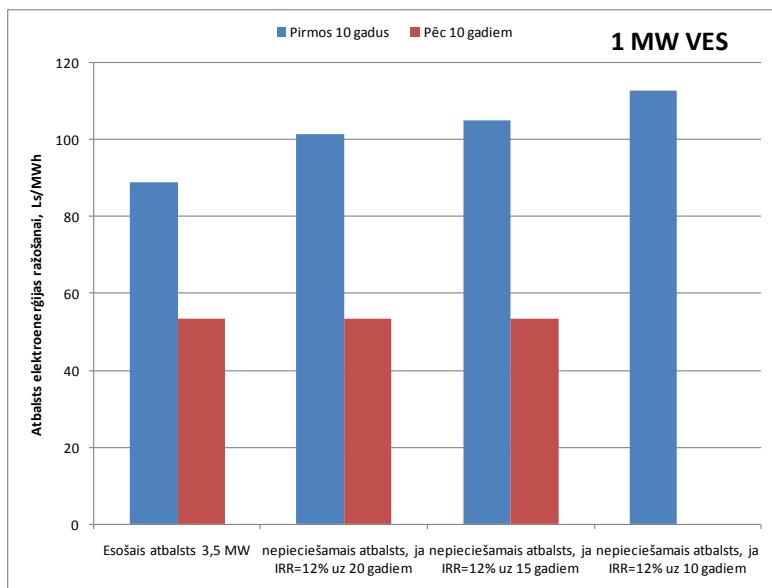


1.20.att. Esošais atbalsts VES projektiem pirmos 10 gadus un aprēķinātais nepieciešamais atbalsta līmenis ar nosacījumu, ka attiecīgā projekta IRR ir 12%

Kā 1.20.attēlā redzams, aprēķinātais nepieciešamais atbalsta līmenis vēja elektrostacijām pirmos 10 gadus ir nedaudz lielāks nekā esošais. Lielākais pieaugums būtu nepieciešams 0,4-0,8 MW VES – attiecīgi 20-22%. Vidējais kopīgais pieaugums attiecībā pret esošo vidējo atbalstu ir 10%. Nākamos 10 gadus nepieciešamā atbalsta likme paliek nemainīga, un tā ir 60% no šobrīd esošās atbalsta likmes. Tas nozīmē, ka, piemēram, 2 MW VES esošais atbalsts pirmos 10 gadus ir 85,01 Ls/MWh, bet nākamos 10 gadus – 51,01 Ls/MWh. Savukārt, aprēķini rāda, ka nepieciešamais atbalsts pirmos 10 gadus šādai stacijai būtu jābūt 92,19 Ls/MWh, bet nākamos gadus paliek nemainīgs – 51,01 Ls/MWh.

Lielas jaudas VES parkiem (20 MW) esošais atbalsts šobrīd ir 80,12 Ls/MWh pirmajiem 10 gadiem un 48,07 Ls/MWh nākamajiem 10 gadiem. Nepieciešamajam atbalsta līmenim, lai investors būtu ieinteresēts investēt un varētu atpelnīt ieguldītos līdzekļus, ir jābūt vismaz 86,86 Ls/MWh pirmos 10 gadus un 48,07 Ls/MWh nākamos 10 gadus.

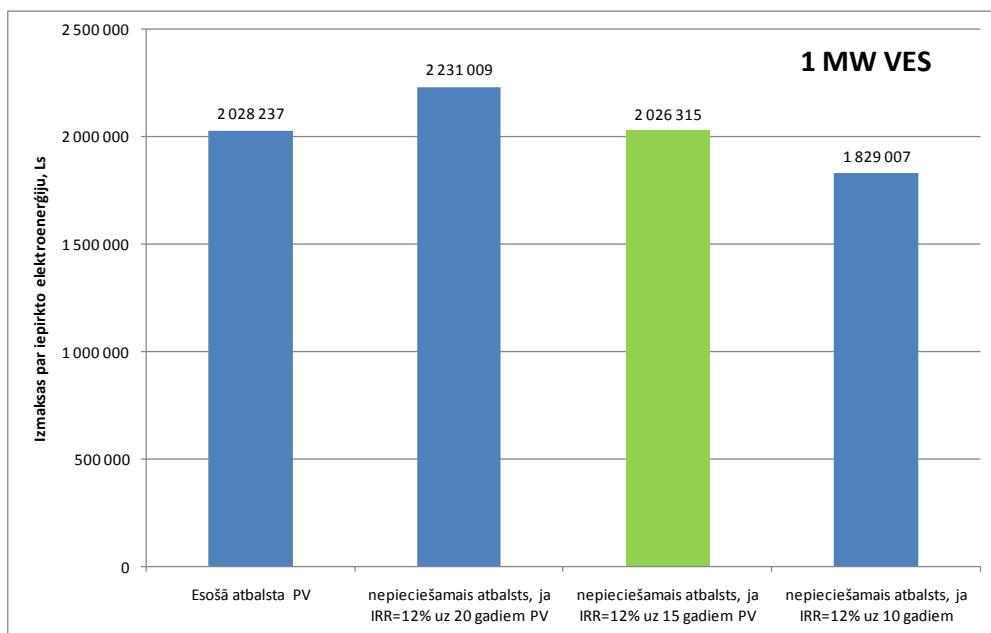
Šī pētījuma ietvaros netika vērtēts, vai ir ekonomiski pamatoti atbalstīt projektus 20 gadu garumā, kā tas ir šobrīd. 1.21.attēlā ir dots salīdzinājums starp atbalsta likmēm atkarībā no tā piemērošanas ilguma 1 MW vēja elektrostacijai.



1.21.attēls. Atbalsta likmes atkarībā no atbalsta ilguma

Kā 1.21.attēlā redzams, salīdzinot ar esošo atbalstu, nepieciešamais atbalsts 1 MW vēja elektrostacijai ir lielāks neatkarīgi no atbalsta ilguma. Lai sasniegtu IRR=12% atbalsta izmaksas laikā - 10 gados, atbalsta likmei ir jābūt 112,75 Ls/MWh. Pieņemot, ka atbalsta ilgums ir 10+5 gadi, atbalsta likmei pirmos 10 gadus ir jābūt 105,12 Ls/MWh, bet nākamos 5 gadus – 53,38 Ls/MWh.

Lai noteiktu, kāda būs atbalsta ietekme uz kopējām valsts izmaksātajām atbalsta summām atbalsta izmaksas laikā, 1.22.attēlā ir apkopoti kopējie izdevumi par obligātā iepirkuma ietvaros iepirkto elektroenerģiju. Aprēķinos ir ķemta vērā arī tagadnes naudas vērtība, t.i. 1.22.attēlā ir dotas kopējās diskontētās izmaksas katrai atbalsta likmei tās piemērošanas laika posmā.



1.22.att. Izmaksas par iepirkto elektroenerģiju 1 MW_e vēja elektrostacijai atkarībā no atbalsta ilguma

Kā redzams, vismazākās izmaksas valstij būtu, atbalstot 1 MW vēja staciju 10 gadu garumā ar nemainīgu atbalsta likmi 110 Ls/MWh. Kopējais iepirktais elektroenerģijas apjoms no šīs stacijas 10 gadu laikā būtu 20 GWh. Gadījumā, ja VES saražotu vairāk elektroenerģijas, starpību tā varētu realizēt brīvajā tirgū.

1.4. CIETĀS BIOMASAS STACIJAS

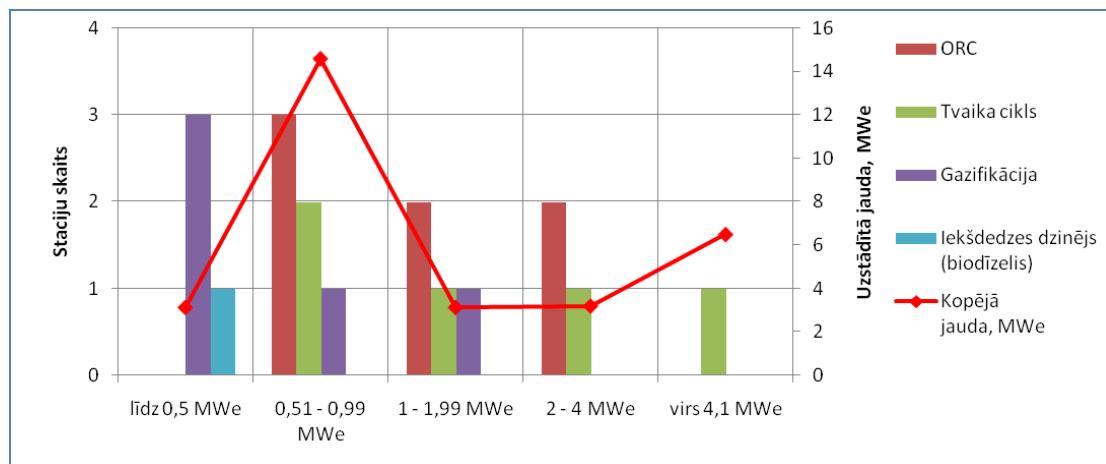
Atbilstoši MK noteikumiem Nr.262 „Par elektroenerģijas ražošanu, izmantojot atjaunojamos energoresursus, un cenu noteikšanas kārtību” un Nr.221 „Par elektroenerģijas ražošanu un cenu noteikšanu, ražojot elektroenerģiju koģenerācijā” Latvijā līdz 2012.gada beigām kopumā 18 (ieskaitot SIA „Ķnavas granulas”) biomasas koģenerācijas stacijas ir saņēmušas atbalsta maksājumu elektroenerģijas ražošanai koģenerācijā vai no atjaunojamiem energoresursiem. No kopējā skaita 10 biomasas elektrostacijas stacijas saņem atbalsta maksājumu saskaņā ar MK noteikumiem Nr.262 un 8 koģenerācijas stacijas saskaņā ar MK noteikumiem Nr. 221. Kopējā atbalsta maksājuma summa 2012.gadā bija 8,2 milj. Ls. Galvenā atšķirība starp MK noteikumiem ir tā, ka vienā gadījumā atbalsts tiek piešķirts koģenerācijas stacijām, kas saražoto siltumenerģiju nodod patērētājam (MK Nr.221), bet otrajos šī prasība nav iestrādāta, t.i., lietderīgo siltumenerģiju stacijām nav obligāti jārealizē (MK Nr.262).

1.4.1. BIOMASAS STACIJU DALĪJUMS LATVIJĀ

Lai izvērtētu nepieciešamo atbalsta intensitāti abiem biomasas staciju veidiem, vispirms ir analizēts staciju dalījums Latvijā, kā arī veikta līdz šim īstenoto projektu izmaksu analīze, ņemot vērā dažādus tehnoloģiskos risinājumus. Cieto biomasas koģenerācijas un elektrostaciju kopējā uzstādītā elektriskā jauda ir 24,056 MW_e, kas iedalās sekojošās tehnoloģiskajās grupās:

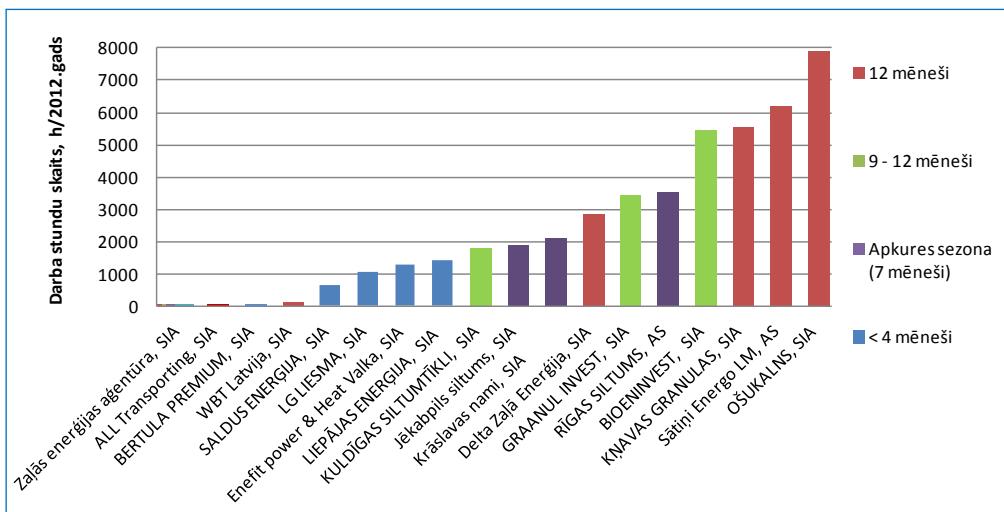
- 7 organiskā Renkina cikla (turpmāk - ORC) stacijas - 9,72 MW_e;
- 5 koksnes gazifikācijas stacijas - 2,995 MW_e;
- 5 tvaika cikla stacijas - 11,092 MW_e;
- 1 iekšdedzes dzinēja (biodīzeļa) stacija.

Zemāk redzamajā 1.23.attēla biomasas koģenerācijas un elektrostacijas ir sadalītas atkarībā no tehnoloģiskā risinājuma un uzstādītās elektriskās jaudas. Vislielākais biomasas staciju skaits (6) ir jaudu diapazonā no 0,51-0,99 MW_e ar kopējo uzstādīto elektrisko jaudu (14,585 MW_e). Līdz šim atbalsta maksājums ir piešķirts tikai vienai biomasas koģenerācijas stacijai, kuras jauda ir lielāka par 4 MW_e.



1.23.att. Esošo biomasas koģenerācijas un elektrostaciju iedalījums atkarībā no tehnoloģiskā risinājuma un uzstādītās elektriskās jaudas

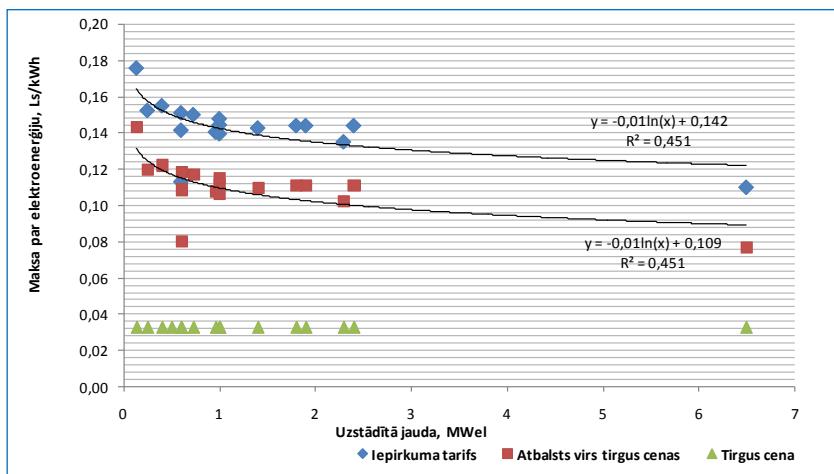
Viens no staciju darbību raksturojošajiem rādītājiem ir darba stundu skaits. Visas biomasas stacijas, kas 2012.gadā ir saņēmušas atbalsta maksājumu elektroenerģijas ražošanai, ir parādītas 1.24.attēlā. No 18 iekārtām, 10 tika uzstādītas līdz 2012.gadam. Līdz ar to paredzētais darbības laiks 2012.gadā ir pilni 12 mēneši. No šim stacijām trīs (pieder siltumapgādes uzņēmumiem) darbojas tikai apkures sezonas laikā. No pārējām septiņām biomasas stacijām pilnu gadu ir nostrādājušas tikai četras, no kurām tikai viena ir strādājusi vairāk kā 7000 stundas.



1.24.att. Biomassas koģenerācijas staciju darba stundu skaits 2012.gadā

Attiecīgi pārējās trīs stacijas 2012.gadā ir darbojušās periodiski vai vispār nav tikušas darbinātas (pamatā tās ir elektrostacijas, kurās ir uzstādīta koksnes gazifikācija). Astoņas stacijas savu darbību uzsāka tikai 2012.gadā, tādēļ nesasniedzot 8000 stundu līmeni. Vidēji stacijas, kuras ir darbojušās pilnu 2012.gadu, vidēji ir nostrādājušas 6538 stundas.

Zemāk redzamajā 1.25.attēlā parādīta sakarība starp uzstādīto elektrisko jaudu un maksu par elektroenerģiju 2012.gadā.



1.25.att. Elektroenerģijas iepirkuma tarifs un valsts atbalsts atkarībā no uzstādītās jaudas 2012.gadā

1.25.attēlā redzams, ka pie zemākām uzstādītajām elektriskajām jaudām maksa par elektroenerģiju ir augstāka. Jo augstāka uzstādītā jauda, jo zemāka maksa par tīklā ievadīto elektroenerģiju. Vidējais atbalsta maksājums par tīklā ievadīto elektroenerģiju virs tirgus cenas biomassas koģenerācijas un elektrostacijām 2012.gadā bija 0,11 Ls/kWh. Tā kā korelācijas koeficients kvadrāts dotajam biomassas koģenerācijas staciju skaitam ir salīdzinoši zems, tad var secināt, ka bez uzstādītās elektriskās jaudas ir arī citi parametri, kas būtiski ietekmē maksu par tīklā nodoto elektroenerģiju.

1.4.2. KAPITĀLIEGULDĪJUMU NOTEIKŠANA

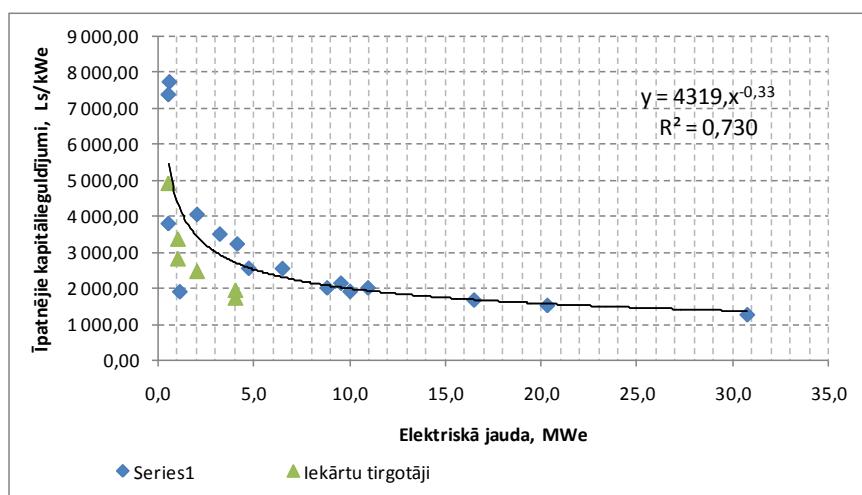
Biomassas koģenerācijas staciju gadījumā kapitālieguldījumi ir atkarīgi no izmantotā tehnoloģiskā risinājuma un uzstādītās elektriskās jaudas. Līdz ar to zemāk dotie kapitālieguldījumi tiek sadalīti atšķirīgos jaudu diapazonos un tiek iedalīti trijos galvenajos tehnoloģiskajos risinājumos. Kapitālieguldījumu noteikšanai tika izsūtītas aptaujas anketas sešiem iekārtu tirgotājiem un

riegādātājiem, kas pēdējo gadu laikā ir īstenojuši biomasa koģenerācijas staciju projektus Latvijā. Lielākā daļa no aptaujātajām firmām piedāvā visus šajā nodaļā aprakstītos tehnoloģiskos risinājumus biomasa koģenerācijas stacijām. Turpmāk pētījumā analīze tiek veikta, balstoties uz saņemto informāciju no 4 iekārtu rieģādātājiem (SIA „EnergotEG”, SIA „INOS”, SIA „Host Energo” un „Turboden”), kā arī informāciju no 3 īstenotajiem biomasa koģenerācijas staciju projektiem Latvijā.

Tvaika cikls (TC)

Līdz šim visplašākais pielietojums, kā arī jaudu diapazons ir biomasa koģenerācijas stacijām, kur par pamatu tiek izmantots tvaika cikls. Šādu biomasa koģenerācijas un elektrostaciju gadījumā visbiežāk elektroenerģijas ražošanai tiek uzstādītas tvaika turbīnas. Tvaika turbīnu jauda var svārstīties no 50kW līdz vairākiem MW. Balstoties uz iekārtu izmaksām, kliedētas enerģijas izstrādes iekārtu gadījumā jauda parasti nav zemāka par 500kW. Šo tendenci var novērot arī pie esošajām biomasa elektrostacijām Latvijā, kur zemākā uzstādītā elektriskā jauda (0,6 MW) ir tām stacijām, kuras saņem atbalsta maksājumu elektroenerģijas ražošanai.

Nosakot trenda vienādojumu (skat. 1.26.attēlu) tvaika cikla biomasa elektrostaciju kapitālieguldījumiem, tiek ņemti vērā dati no pētījumiem^{19,20} (zilie punkti) un iekārtu tirgotāju sniegta informācija (zalje punkti). No dotā attēla ir redzams, ka īpatnējie kapitālieguldījumi pie lielākām jaudām ir zemāki. Turklat Latvijā iekārtu tirgotāji ir snieguši datus par salīdzinoši mazas jaudas tvaika cikla biomasa koģenerācijas stacijām, kur īpatnējie kapitālieguldījumi vidēji ir zemāki nekā pētījumos sniegtie dati. Viens no izskaidrojumiem ir tas, ka Latvijā sniegtie dati ir plānoto staciju kapitālieguldījumi, bet pētījos norāditie dati ir reāli īstenotie projekti.



1.26.att. Tvaika cikla elektrostaciju īpatnējie kapitālieguldījumi

Tā kā ir saņemtas aptaujas anketas tikai no diviem iekārtu tirgotājiem, kur ir sniegtas aptuvenās plānotās šādu staciju izmaksas, tad par pamatu aprēķiniem ir ņemti vērā dati no pētījumiem par reālu projektu īstenošanu, kas šajā gadījumā ir ticamāki.

Organiskā Renkina cikls (ORC)

Pēdējos gados Latvijā arvien vairāk tiek īstenoti biomasa koģenerācijas staciju projekti, kur tiek izmantots ORC risinājums. Atšķirībā no tradicionālā tvaika cikla, ORC gadījumā ir 2 noslēgti kontūri

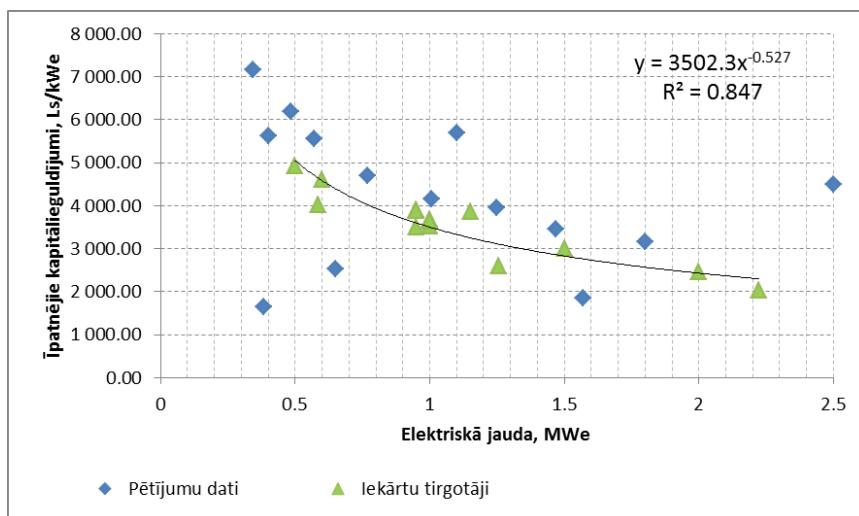
¹⁹ Avots: Labākie prakses piemēri ES projekta PromoBio ietvaros:

<http://www.promobio.eu/en/bioenergy-action-plans/best-practice-examples/>

²⁰ Avots: Renewable energy technologies: cost analysis series Biomass for power generation, IRENE, 2012

(organiskais šķidrums, tvaiks), kā arī ORC risinājums pamatā tiek izmantots mazas jaudas elektrostacijās. Tipiskākās ORC biomasa koģenerācijas stacijas ir 0,3-2,5 MW_e elektrisko jaudu diapazonā.

ORC koģenerācijas staciju kapitālieguldījumu trenda vienādojums ir parādīts 1.27. attēlā. Nosakot kapitālieguldījumus, tiek nemtas vērā arī vidējās būvniecības izmaksas staciju uzstādišanai, kas svārstās 8-10% robežās no kopējiem kapitālieguldījumiem. 1.27.attēlā zilās krāsas punkti atspoguļo informāciju no dažādiem pētījumiem^{13,21} par īstenotajiem ORC elektrostaciju projektiem, bet zaļā krāsā atzīmētie punkti ir sniegtie iekārtu tirgotāju dati. Iegūtais regresijas vienādojums atspoguļo tikai informāciju no iekārtu tirgotājiem (11 punkti) un īstenotajiem projektiem (3 punkti) Latvijā. Latvijā no septiņām ORC biomasa elektrostacijām, sešās ir uzstādīts TURBODEN ORC modulis. Zemāk redzamajā 1.27.attēlā ir noteikta sakarība starp īpatnējiem kapitālieguldījumiem un elektrisko jaudu.



1.27.att. ORC elektrostaciju īpatnējie kapitālieguldījumi

Tāpat kā tvaika cikla gadījumā arī ORC tipa elektrostacijām īpatnējie kapitālieguldījumi ir zemāki pie lielākām elektriskajām jaudām. Arī šajā gadījumā iekāru piegādātāju norādītie kapitālieguldījumi ir zemāki kā pētījumos sniegtie dati.

Koksnes gazifikācija

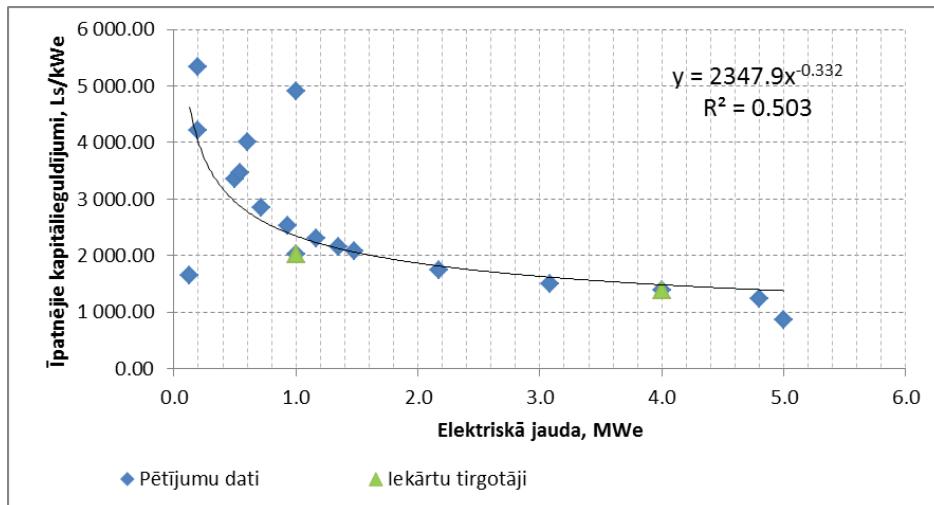
Galvenais gazifikācijas procesa princips ir cietās biomasa pārveidošana gāzveida produktos. Gazifikācijas process ir daļēja biomasa oksidācija augstā temperatūrā ar ierobežotu gaisa piekļuvi. Procesa rezultātā koksne tiek pārvērsta gāzu maisījumā – sintēzes gāzē (singāze jeb ģeneratora gāze). Pastāv dažāda veida un atšķirīgas jaudas koksnes gazifikatoru tehnoloģiskie risinājumi. Nosakot koksnes gazifikācijas staciju kapitālieguldījumus, tehnoloģiskie risinājumi atsevišķi netiek norādīti.

Līdzīgi kā ORC gadījumā, koksnes gazifikācija elektroenerģijas ražošanai Latvijā tiek izmantota salīdzinoši nesen. Turklāt šāda tipa stacijām elektrisko jaudu diapazons ir ļoti mazs. Latvijā līdz šim ir uzstādīta tikai viena koksnes gazifikācijas stacija ar elektrisko jaudu 1MWe.

Koksnes gazifikācijas staciju īpatnējie kapitālieguldījumi ir parādīti 1.28.attēlā. No izsūtīto aptaujas anketu skaita, tikai viens uzņēmums sniedza izmaksas koksnes gazifikācijas risinājuma izmantošanai biomasa stacijās. Tā kā šīs ir plānotās projektu izmaksas un ir sniegti dati tikai par divām elektriskajām jaudām, tad turpmākajos aprēķinos tie netiek nemti vērā.

²¹ Avots: O.R. Moreton, P.N. Rowley (UK) The feasibility of biomass CHP as an energy and CO₂ source for commercial glasshouses Applied Energy, Volume 96, August 2012, Pages 339-346 O.R. Moreton, P.N. Rowley (UK)

Dotajā attēlā sniegtā informācija ir apkopota no konkrētiem staciju projektiem un interpolētiem datiem no citiem pētījumiem^{13,14,15}. No dotā 1.28.attēla ir redzams, ka dati ir daļēji izkliedēti un neveidojas cieša sakarība starp elektrisko jaudu un īpatnējiem kapitālieguldījumiem. Viens no iemesliem datu izkliedei varētu būt izmantotie dažādie tehnoloģiskie risinājumi koksnes gazifikācijai un elektroenerģijas ģenerēšanai, kas var ietekmēt kapitālieguldījumu izmaksas. Neskatoties uz to, turpmāk, nosakot naudas plūsmas koksnes gazifikācijas projektiem, kapitālieguldījumi tiek noteikti atbilstoši 1.28.attēlā redzamajam vienādojumam.



1.28.att. Koksnes gazifikācijas elektrostaciju īpatnējie kapitālieguldījumi

Nemot vērā informāciju no pētījumiem un iekārtu tirgotājiem, biomasas koģenerācijas staciju gadījumā neatkarīgi no tehnoloģiskā risinājuma un stacijā uzstādītās elektriskās jaudas, kapitālieguldījumus ietekmē arī staciju būvniecības izmaksas, kas var svārstīties 20-40% robežās. Būvniecības izmaksas var svārstīties atkarībā no tā, vai stacija ir būvēta jau esošas katlu mājas vietā vai kā pilnīgi jauni objekti, kā arī, vai šajā katlu mājā kā kurināmais jau tika izmantota koksne (nepieciešamas tikai nelielas izmaiņas kurināmā piegādes sistēmā) vai dabas gāze (pilnīgi jaunas kurināmā piegādes sistēmas izveide). Apkopojot informāciju no dažādiem informācijas avotiem, projekta plānošanas un dokumentācijas izmaksas ir 1-2% robežās, elektrotīkla pieslēguma izmaksas ir aptuveni 7% no kopējiem kapitālieguldījumiem, bet tās būtiski var svārstīties atkarībā no elektriskās jaudas un stacijas atrašanās vietas. Īpatnējie kapitālieguldījumi atkarībā no tehnoloģiskā risinājuma, nemot vērā gan būvniecības, gan cita veida izmaksas, ir apkopoti 1.5.tabulā.

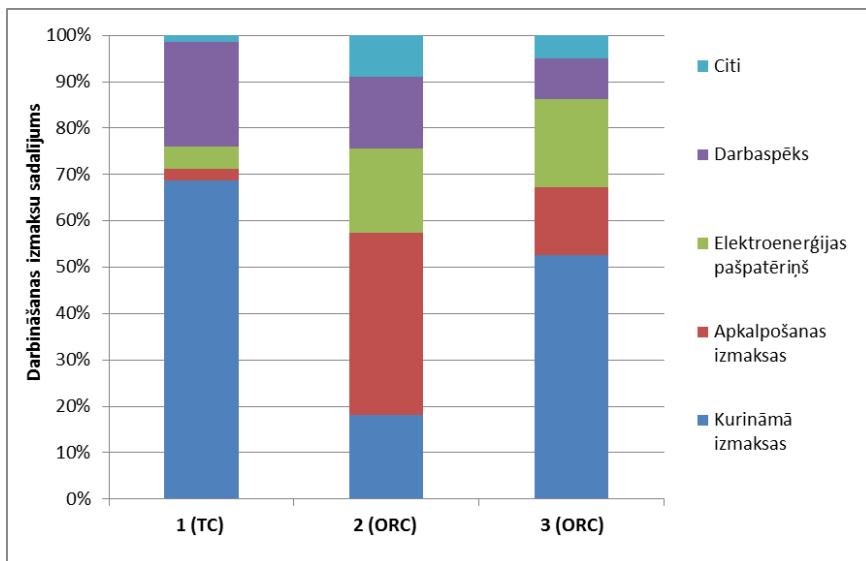
1.5.tabula

Biomasas elektrostaciju īpatnējie kapitālieguldījumu diapazoni

Tehnoloģiskais risinājums	Elektriskās jaudas diapazons, MWe	Īpatnējie kapitālieguldījumi, Ls/kWe
Tvaika cikls	0,6 – 6,5	2300 - 5100
ORC	0,2 – 2,5	2200 - 8000
Koksnes gazifikācija	0,2 – 1,0	2300 - 4000

1.4.3. DARBINĀŠANAS IZMAKSU NOTEIKŠANA

Lai noskaidrotu esošo koģenerācijas un elektrostaciju darbināšanas izmaksas, kopumā tika izsūtītas aptaujas anketas septiņiem biomasas staciju operatoriem Latvijā. Aizpildītās anketas tika saņemtas no trīs uzņēmumiem. Iegūtie dati ir atspoguļoti 1.29.attēlā.



1.29.att. Biomass elektrostaciju darbināšanas izmaksu sadalījums

No dotā attēla redzams, ka darbināšanas izmaksas biomassas stacijās būtiski atšķiras. Vienā gadījumā lielākās izmaksas veido apkalpošanas izmaksas, bet citā gadījumā izmaksas par kurināmo. Viens no iemesliem ir tas, ka, uzrādot staciju darbināšanas izmaksas, tiek iekļautas kopējās stacijas izmaksas, kas attiecas uz siltumapgādes uzņēmumu kopumā, nevis tikai uz elektrostacijas darbināšanu, kas šajā gadījumā ir attēlā redzamais 1.projekts. Pētījuma izstrādes laikā netika saņemta informācija par darbināšanas izmaksām koksnes gazifikācijas stacijā.

Papildus aptaujas anketām, tika apkopota informācija arī no gada pārskatiem par koģenerācijas un elektrostaciju darbību atbilstoši MK noteikumiem Nr.221 un Nr.262. 2012.gada pārskatos tikai 5 no 18 biomassas stacijām bija aizpildījušas nepieciešamo informāciju, turklāt sniegtā informācija bija nepilnīga.

Tā kā ne viens no augstāk minētajiem informācijas avotiem nevar tikt uzskatīts par ticamu un reprezentatīvu, tad par pamatu darbināšanas izmaksu noteikšanai ir ņemta vērā informācija un dati no dažādiem pētījumiem, kā arī konsultācijām ar nozares ekspertiem.

Izvērtējot informāciju no dažādiem pētījumiem, lai noteiktu biomassas elektrostaciju darbināšanas izmaksas tiek ņemts vērā sekojošs izmaksu sadalījums^{10,22,23}:

- darbaspēka izmaksas - atkarīgs no darbinieku skaita un darba algas, Ls/gadā;
- apkalpošanas un remontu izmaksas – 3% (TC un koksnes gazifikācija) un 5% (ORC) no kapitālieguldījumiem, Ls/gadā;
- apdrošināšana un citas izmaksas – 1,5% no kapitālieguldījumiem, Ls/gadā;
- elektroenerģijas pašpatēriņš – atkarīgs no elektroenerģijas iepirkuma cenas un elektroenerģijas pašpatēriņa 3% (TC un koksnes gazifikācija) un 5% (ORC) no saražotā bruto elektroenerģijas apjoma, Ls/gadā;
- kurināmā izmaksas – atkarīgs no saražotā elektroenerģijas apjoma (stacijas lietderības koeficienti), kā arī kurināmā veida (siltumspēja) un cenas, Ls/gadā.

Darbināšanas izmaksās viena no lielākajām pozīcijām ir izmaksas par kurināmo, kas turpmākajos aprēķinos tiek noteiktas pie sekojošiem pieņēmumiem:

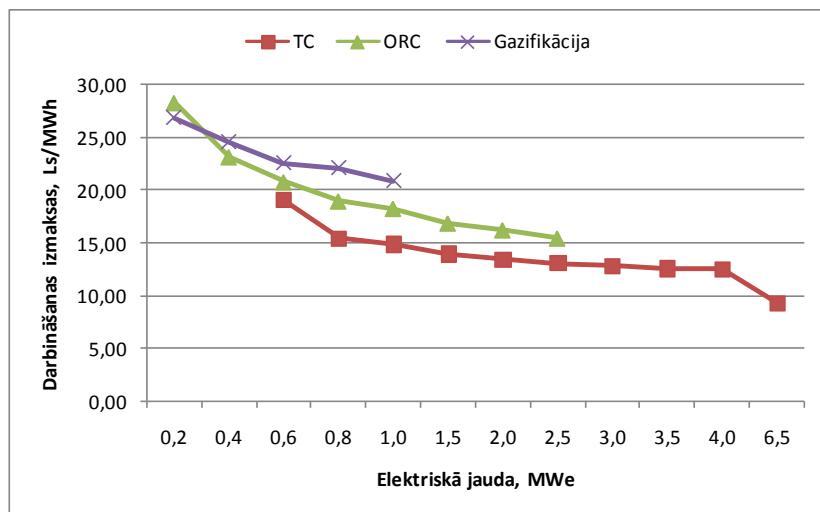
²² Avots: Methodology for Determining the Reference Costs for High-Efficiency Cogeneration, Slovenia, 2009

²³ Avots: Final report on technical data, costs and life cycle inventories of biomass CHP plants, New Energy Externalities Developments for Sustainability (NEEDS), 2008;

- darba stundu skaits 5500 h/gadā - vidēji 2012.gadā biomasas koģenerācijas un elektrostacijas (neieskaitot stacijas, kas darbojas tikai apkures sezonas laikā) ir darbojušās 6500 h/gadā. Nemot vērā stacijas, kas darbojušās arī apkures sezonas laikā, tad vidēji tās ir 4400 h/gadā. Līdz ar to par optimālu darbības stundu skaitu var uzskatīt 5500 stundas, kas ir aptuveni 7 mēneši;
- elektroenerģijas izstrādes lietderības koeficients^{15,24,25}: 0,12 – 0,23 TC; 0,14 – 0,2 ORC; 0,32 – 0,35 koksnes gazifikācija;
- elektrostacijas elektrības siltuma attiecība (alfa)^{16,26}: 0,23 (ORC), 0,7 (koksnas gazifikācija), 0,17 (TC);
- kurināmā zemākais sadegšanas siltums (siltumspēja) – 2,5 MWh/t ($w = 45\%$)²⁷;
- kurināmā (koksnas šķelda) cena - 7,5 Ls/ber.m³ (koksnas blīvums - 0,3 t/ber.m³)^{19,28}.

Darbināšanas izmaksu pozīciju noteikšanai pieņemtie lielumi atkarībā no tehnoloģiskā risinājuma un jaudu diapazona ir pieejami aprēķinu tabulās Excel darba lapā – pieņēmumi biomasa.

Nemot vērā augstāk minēto darbināšanas izmaksu sadalījumu, 1.30.attēlā ir parādītas īpatnējo darbināšanas izmaksu izmaiņas atkarībā no uzstādītās elektriskās jaudas, tehnoloģiskā risinājuma, darba stundu skaita gadā, un atbilstoši MK noteikumu Nr.262 un Nr.221 prasībām.



1.30.att. īpatnējās darbināšanas izmaksas

Dotajā attēlā ir redzams, ka īpatnējās darbināšanas izmaksas ir zemākas lielākas jaudas elektrostacijām. Tāpat redzams, ka viszemākās īpatnējās darbināšanas izmaksas ir tvaika cikla koģenerācijas staciju gadījumā, jo salīdzinot ar koksnes gazifikāciju un ORC risinājumu, apkalpošanas izmaksas ir zemākas, bet ir augstāks kopējais stacijas lietderības koeficients.

Balstoties uz veiktajiem aprēķiniem, kopējās darbināšanas izmaksas atkarībā no tehnoloģiskā risinājuma un darba stundu skaita ir apkopotas 1.6. tabulā.

²⁴ Avots: ORC moduļu ražotāja TURBODEN mājas lapa:
<http://www.turboden.eu/en/products/products-chp.php>

²⁵ Avots: Obenberger Ingwald, Thek Gerold Cost assessment of selected decentralised CHP applications basede on biomass combustion and biomass gasification. Proceedings of the 16th European Biomass Conference & Exhibition, June 2008, Italy

²⁶ Avots: Dati par komersantiem, kas saņēmuši atbalsta maksājumu par 2012.gadu, pieejami Ekonomikas Ministrijas mājas lapā un dati no iekārtu tirgotājiem.

²⁷ Avots: AEBIOM, Wood fuel handbook, 2008

²⁸ SIA „EKODOMA” izstrādātie tehniski ekonomiskie pamatojumi siltumapgādes uzņēmumiem un konsultācijas ar nozares specālistiem

1.6.tabula

Biomasas elektrostaciju darbināšanas izmaksu diapazoni

Tehnoloģiskais risinājums	Darbināšanas izmaksas, Ls/MWh
Tvaika cikls	9-19
ORC	16-28
Koksnes gazifikācija	22-27

1.4.4. ATBALSTA INTENSITĀTES IZVĒRTĒJUMS CIETĀS BIOMASAS STACIJĀM LATVIJĀ AR ŠĶĒRSUBSIDIJĀM

Lai izvērtētu esošo atbalsta intensitāti biomasas elektrostacijām un nemot vērā iepriekšējās nodalās aprakstītos pieņēmumus, ir veikti finanšu plūsmas aprēķini. Pētījuma ietvaros naudas plūsma ir rēķināta šādiem biomasas koģenerācijas un elektrostaciju veidiem un elektriskās jaudas diapazoniem:

- tvaika cikla: 0,6; 0,8; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5; 3,0; 3,5; 4,0; 6,5 MWe;
- ORC: 0,2; 0,4; 0,6; 0,8; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5 MWe;
- koksnes gazifikācija: 0,2; 0,4; 0,6; 0,8; 1,0 MWe.

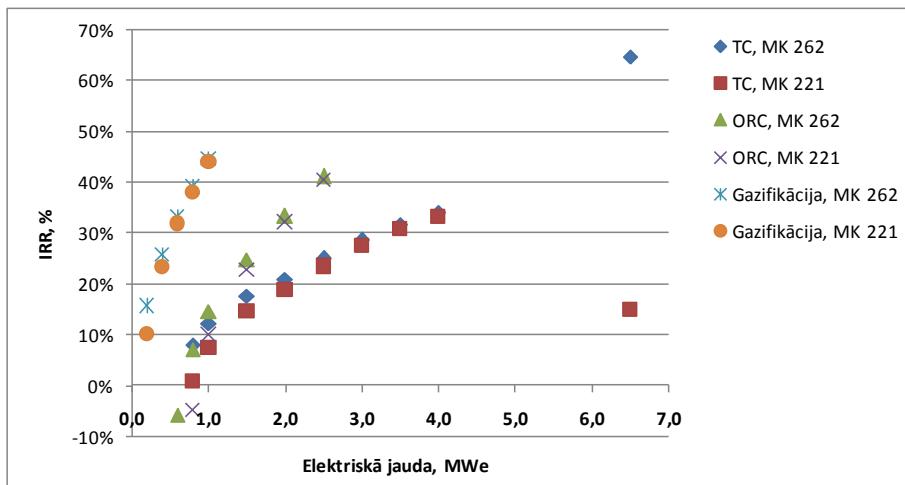
Papildus kopējiem pieņēmumiem, kas uzskaītīti 1.1.tabulā, naudas plūsmas aprēķinā biomasas elektrostaciju projektiem nemtie pieņēmumi ir apkopoti 1.7.tabulā.

1.7. tabula

Biomasas elektrostaciju projektiem veiktie pieņēmumi naudas plūsmas aprēķinos

Parametrs	Pieņēmuma vērtība
Darbināšanas stundas, h	5500
Iekārtu darbības mūžs, gadi	15
MK Nr.262	
Atbalsts biomasas elektrostacijām līdz 6,5 MWe pirmos 10 gadus, Ls/MWh	97,50 – 159,94
Atbalsts biomasas elektrostacijām līdz 6,5 MWe pēc 10 gadu ekspluatācijas, Ls/MWh	80,92 – 120,84
MK Nr.221	
Atbalsts biomasas elektrostacijām līdz 4,0 MWe pirmos 10 gadus, Ls/MWh	121,87 – 159,94
Atbalsts biomasas elektrostacijām no 4MWe – 20 MWe pirmos 10 gadus pie elektriskās jaudas 6,5 MWe, Ls/MWh	51,80

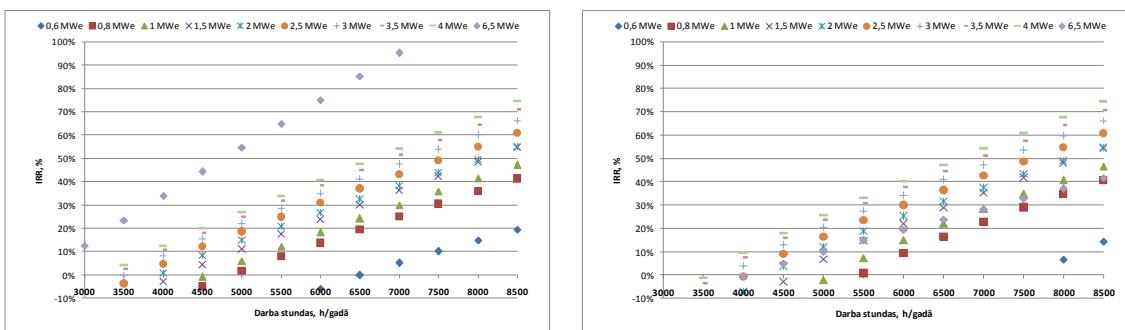
Veicot naudas plūsmas aprēķinus, tiek pieņemts, ka siltumenerģijas, darbaspēka, apdrošināšanas un citas izmaksas pieaug par 3% gadā, bet elektroenerģijas cenu pieaugums ir 4,5%. Nemot vērā veiktos pieņēmumus, iegūtie rezultāti ir apkopoti 1.31.attēlā.



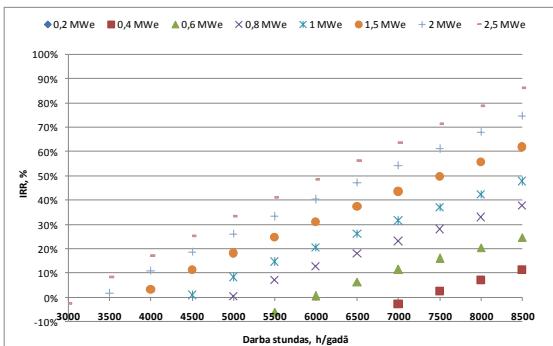
1.31.att. Biomassas elektrostaciju IRR bāzes scenāriju gadījumā

Dotajā attēlā ir parādītas IRR izmaiņas bāzes scenārijiem MK noteikumu Nr.262 un 221 ietvaros. Dotie punkti grafikā attēlo IRR vērtības pie dažādiem tehnoloģiskajiem risinājumiem un elektriskām jaudām. No dotā attēla var redzēt, ka koksnes gazifikācijas gadījumā visu apskatīto jaudu diapazonā IRR ir pozitīvs. Savukārt ORC staciju gadījumā IRR ir pozitīvs tām stacijām, kuru uzstādītā jauda ir virs 1 MW_e (MK noteikumi Nr.221) un 0,8 MW_e (MK noteikumi Nr.262). Turklāt var redzēt, ka MK noteikumu Nr.262 gadījumā visu projektu bāzes scenāriju IRR vērtības ir augstākas nekā MK noteikumu Nr.221 gadījumā. Tas skaidrojams ar to, ka MK noteikumu Nr.221 ietvaros nav paredzēts piešķirt atbalsta maksājumu elektroenerģijas ražošanai pēc desmitā stacijas darbināšanas gada, bet abos gadījumos tiek iegūti vienādi ienākumi par siltumenerģijas pārdošanas apjomiem. Būtiskas atšķirības ir vērojamas starp biomassas tvaika cikla koģenerācijas un elektrostacijām, kuru uzstādītā jauda ir 6,5 MWe. MK Nr. 221 noteikumu gadījumā projekta IRR vērtība (15%) ir daudz mazāka nekā MK Nr 221, kur IRR vērtība ir 65%. Tas ir saistīts ar dažādām piemērotajām atbalsta aprēķina metodēm.

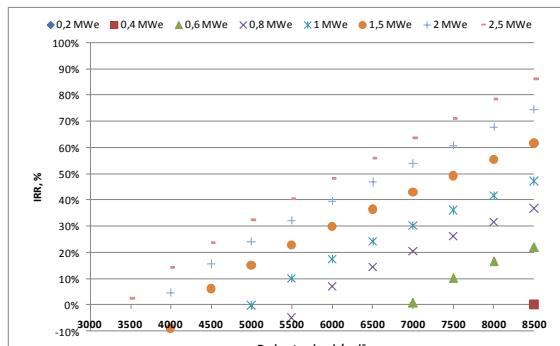
Būtisku ietekmi uz projektu rentabilitāti rada staciju nostrādātais darba stundu skaits gadā. Līdz ar to papildus ir veikta staciju jūtīguma analīze atkarībā no darbības stundu skaita, kas atspoguļota 1.32.-1.34.attēlos. Visu trīs tehnoloģisko risinājumu gadījumā darba stundu skaits atstāj lielākās izmaiņas uz mazas jaudas stacijām. Mazas jaudas staciju projekti vidēji pie mazāka darba stundu skaita (zem 6000 stundas) kļūst nerentabli, izņemot koksnes gazifikācijas staciju gadījumā. Visjūtīgāk uz darba stundu izmaiņām reagē ORC staciju projekti, kas galvenokārt saistīts ar lielākiem kapitālieguldījumiem un darbināšanas izmaksām nekā TC vai koksnes gazifikācijas gadījumā. Visos trīs gadījumos MK noteikumu Nr.262 iegūtie rezultāti ir ar augstākām vērtībām, jo šie noteikumi nosaka atbalsta maksājuma dalījumu divos periodos 10 gadu griezumā.



1.32.att. TC elektrostaciju jūtīguma analīzes rezultāti atkarībā no darba stundu skaita

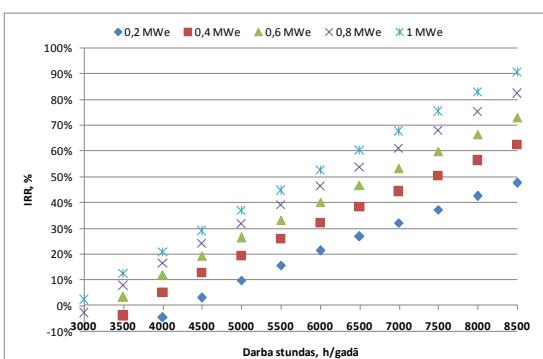


MK Nr. 262

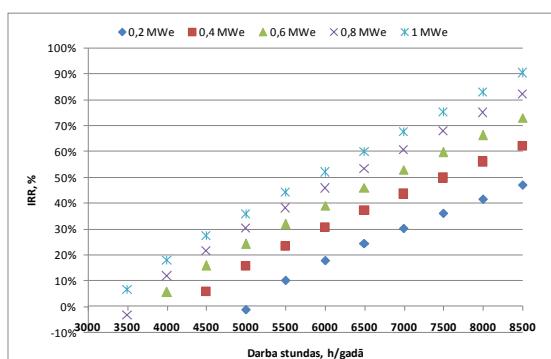


MK Nr. 221

1.33.att. ORC elektrostaciju jūtīguma analīzes rezultāti atkarībā no darba stundu skaita



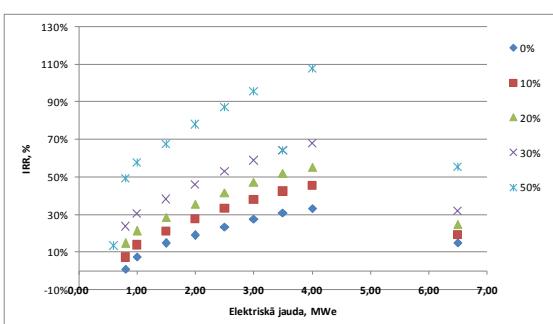
MK Nr. 262



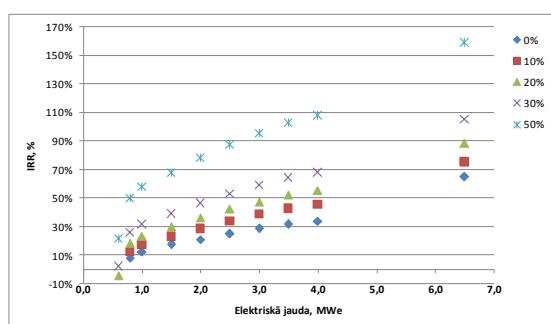
MK Nr. 221

1.34.att. Koksnes gazifikācijas elektrostaciju jūtīguma analīzes rezultāti atkarībā no darba stundu skaita

Papildus darba stundu skaitam ir veikta jūtīguma analīze, balstoties uz subsīdiju apjomu, kas ir piešķirts biomasa koģenerācijas staciju projektu gadījumā dažādu programmu ietvaros. Jūtīguma analīzei ir izmantotas sekojošas subsīdiju apjoma vērtības: 10%, 20%, 30%, 50%. Legūtie rezultāti ir atspoguļoti 1.35.-1.37.attēlos.

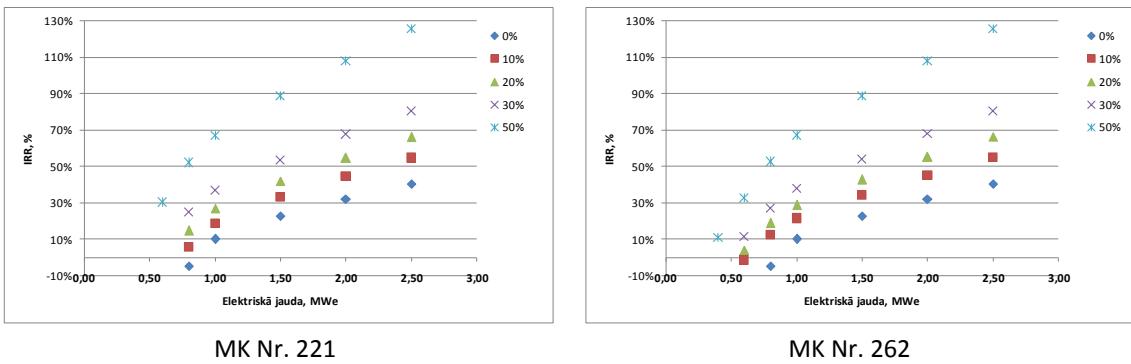


MK Nr. 221

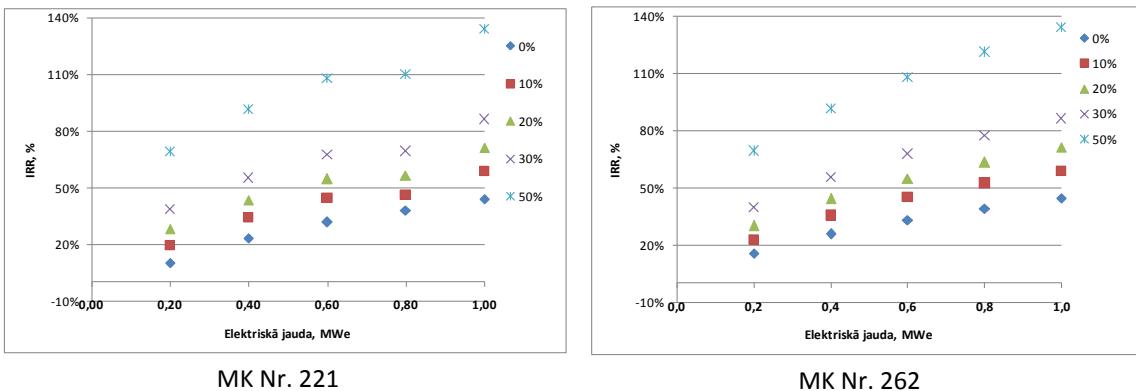


MK Nr. 262

1.35.att. Tvaika cikla jūtīguma analīze atkarībā no subsīdiju lieluma



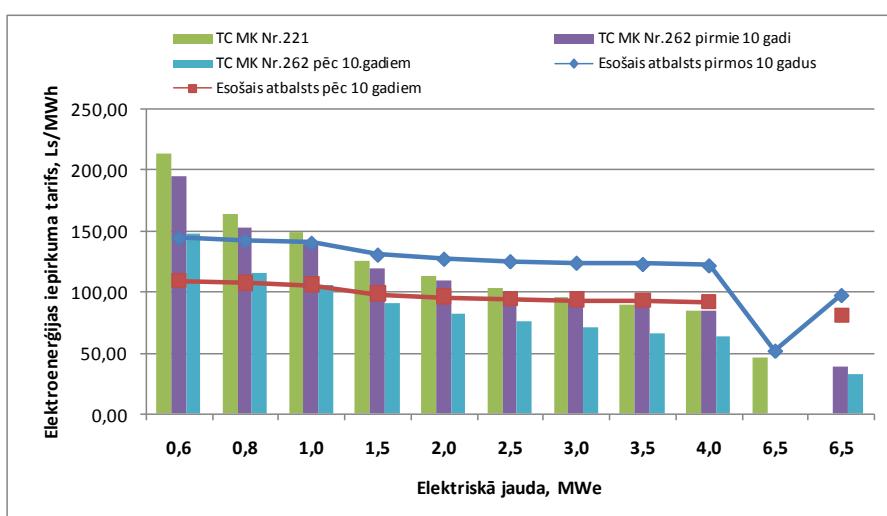
1.36.att. ORC jūtīguma analīze atkarībā no subsīdiju lieluma



1.37.att. Koksnes gazifikācijas jūtīguma analīze atkarībā no subsīdiju lieluma

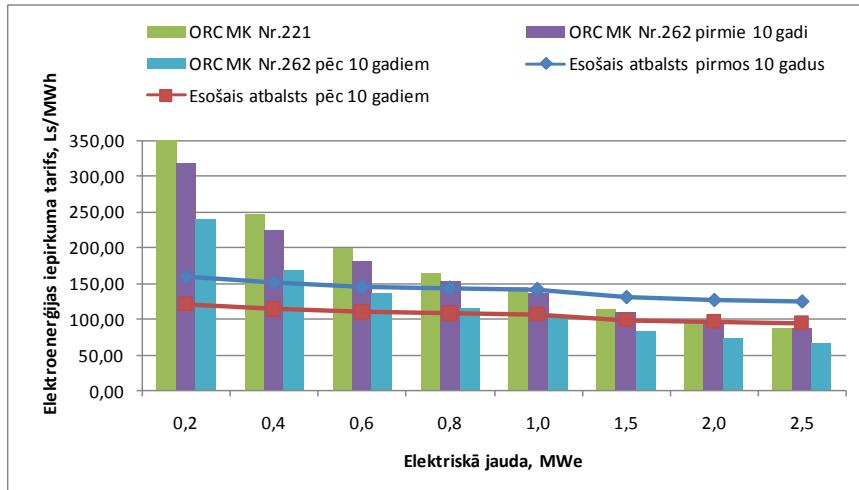
No augstāk dotajiem attēliem var redzēt, ka visos gadījumos subsīdiju pieejamība paaugstina projektu rentabilitāti, īpaši gadījumos, ja piesaistīto subsīdiju apjoms ir 50%.

Esošā atbalsta intensitātes novērtēšanai biomases elektrostaciju gadījumā ir veikti aprēķini 5500 darba stundām gadā, projekta ienesīgums IRR ir 12%, un atkarībā no stacijas elektriskās jaudas, tehnoloģiskā risinājuma, kā arī nemot vērā, ka elektrostacijām (Nr.262) pēc 10 gada atbalsta apmērs tiek samazināts par 25% attiecībā pret pirmajiem 10 gadiem. Iegūtie rezultāti no aprēķiniem ir atspoguļoti 1.38.-1.40.attēlos.



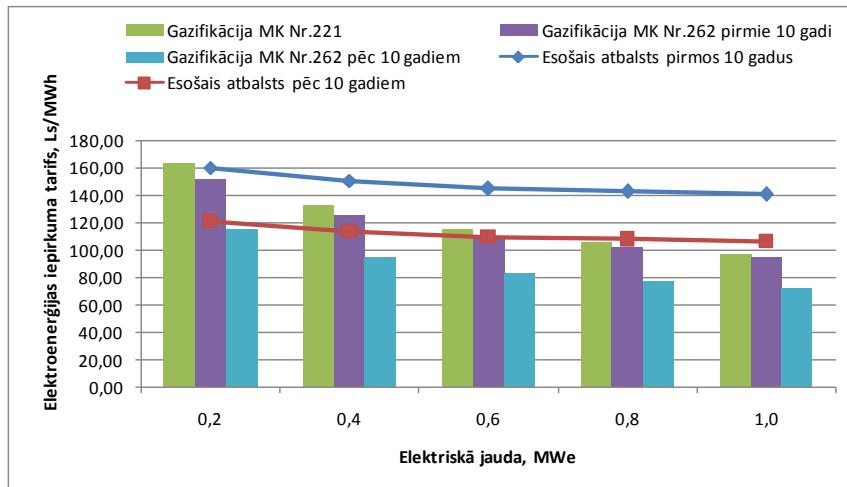
1.38.att. TC elektrostaciju un koģenerācijas staciju esošais un nepieciešamais atbalsta līmenis

Apskatot 1.38.attēlu, ir redzams, ka TC biomasas elektrostaciju gadījumā (MK noteikumi Nr.262) pie mazām elektriskām jaudām (līdz 1 MW) esošais atbalsts ir nepietiekams. Sākot ar 1 MWe, atbalsta intensitāte ir pietiekama un, palielinoties jaudai, pat lielāka nekā nepieciešama. Mazas jaudas tvaika cikla biomasas koģenerācijas stacijām (līdz 1 MW (ieskaitot)) esošais atbalsts ir nepietiekams. Sākot no 1,5 MW, esošais atbalsts šīm stacijām ir pietiekams un pat augstāks nekā nepieciešams.



1.39.att. ORC elektrostaciju un koģenerācijas staciju esošais un nepieciešamais atbalsta līmenis

Esošā atbalsta likme ORC koģenerācijas un elektrostacijām (skat. 1.39.attēlu) ir nepietiekama līdz pat 1 MW, lai šo projektu IRR būtu 12%. Aprēķini rāda, ka, palielinoties šo staciju jaudām, atbalsta līmenis ir pietiekams un pat augstāks nekā tas būtu nepieciešams.



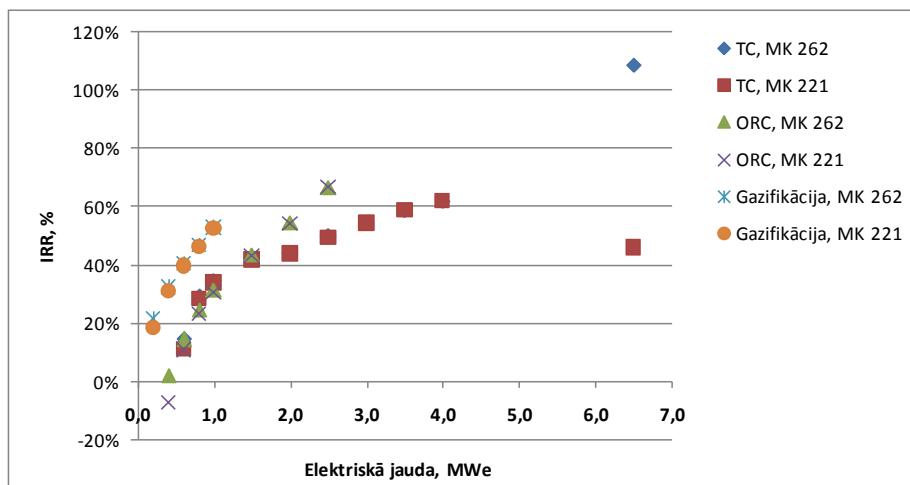
1.40.att. Koksnes gazifikācijas elektrostaciju un koģenerācijas staciju esošais un nepieciešamais atbalsta līmenis

Koksnes gazifikācijas staciju gadījumā (skat. 1.40.attēlu) esošā atbalsta intensitāte gandrīz visos gadījumos ir lielāka nekā būtu nepieciešama (IRR 12%), izņemot 0,2 MW gazifikācijas stacijai, kas atbalstu saņem atbilstoši MK noteikumi Nr.221 nosacījumiem.

Turpmāk, nosakot atbalsta intensitāti biomasas stacijām, būtu jāņem vērā ne tikai staciju elektriskā jaudā, bet arī izmantotais tehnoloģiskais risinājums. Tāpat būtiski ir noteikt, pie kādām darba stundām tiek veikti atbalsta intensitātes aprēķini. Pētījuma ietvaros tās ir 5500 stundas gadā.

1.4.5. ATBALSTA INTENSITĀTES IZVĒRTĒJUMS CIETĀS BIOMASAS STACIJĀM BEZ ŠĶĒRSSUBSĪDIJĀM

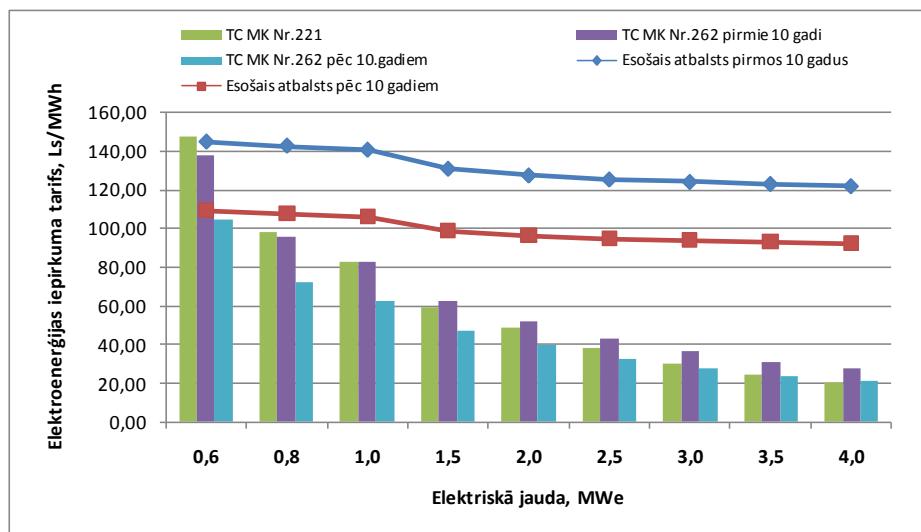
Izvērtējot esošo atbalsta intensitāti, papildus tiek apskatīta situācija, kad biomasas staciju gadījumā saražotā siltumenerģija tiek pārdota par patieso siltumenerģijas ražošanas cenu – 19,38 Ls/MWh. Šāda cena tiek iegūta, nemot vērā kurināmā pašizmaksu, kas ir 11,63 Ls/MWh, un pārējās izmaksas, kas raksturo siltumenerģijas ražošanu. Visi pārēji pieņēmumi un nosacījumi, veicot naudas plūsmas aprēķinus biomasas staciju gadījumā, paliek nemainīgi un atbilstoši 1.4.4. nodalā sniegtajiem datiem. Legūtie rezultāti ir atspoguļoti 1.41.-1.44.attēlos.



1.41.att. Biomasas elektrostaciju IRR bāzes scenāriju gadījumā bez siltumenerģijas šķērssubsīdijām

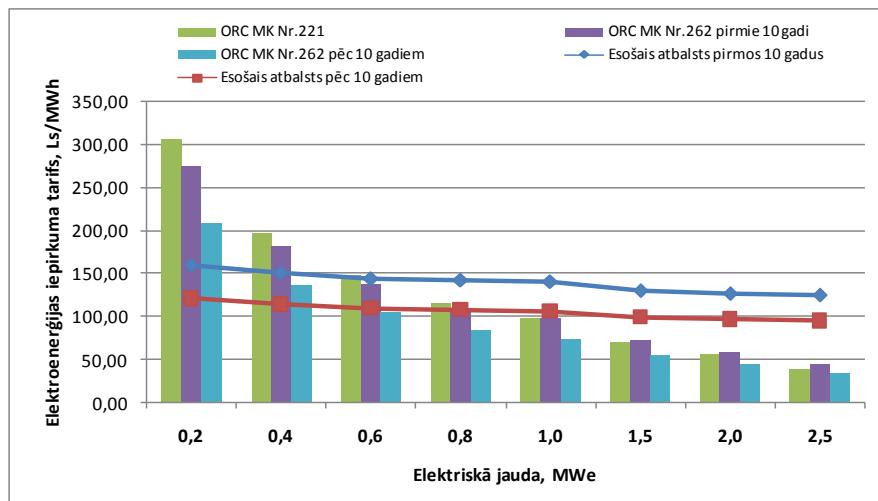
Legūtie rezultāti 1.41.attēlā rāda, ka ORC un TC gadījumā ir vērojams būtisks pieaugums IRR rādītājā, jo šo tehnoloģiju gadījumā tiek izstrādāts lielāks siltumenerģijas daudzums nekā koksnes gazifikācijas gadījumā.

1.42.attēlā ir dots esošā un nepieciešamā atbalsta izvērtējums, ja siltumenerģija tiek pārdota par tās patieso cenu, t.i. 19,38 Ls/MWh. Kā rāda iegūtie rezultāti, atbalsts būtu nedaudz jāpaaugstina tām TC biomasas koģenerācijas stacijām, kuru uzstādītā jauda ir līdz 0,6 MW_e, bet visos citos jaudas diapazonos ir panākams būtisks samazinājums gan tvaika cikla koģenerācijas stacijām, gan elektrostacijām. Nepieciešamā atbalsta krass samazinājums elektroenerģijas ražošanai ir saistīts ar to, ka koeficients alfa, kas raksturo saražotās elektroenerģijas un siltumenerģijas attiecību, tvaika cikla koģenerācijas stacijām ir 0,17. Tas nozīmē, ka, saražojot vienu 1 MWh elektroenerģijas, tiek saražotas 5,9 MWh siltumenerģijas. Ja siltumenerģija tiek pārdota par tās patieso cenu, ienākumi no siltumenerģijas pārdošanas pieaug pietiekami, lai nodrošinātu projekta ienesīgumu 12% apmērā. Nemot vērā, ka 2012.gada vidējā saistīto lietotāju apgādes iepirkuma tirgus cena bija 32,8 Ls/MWh, atbalsts nav vairs nepieciešams tām tvaika cikla koģenerācijas un elektrostacijām, kuru uzstādītā jauda ir lielāka nekā 3 MW_e.



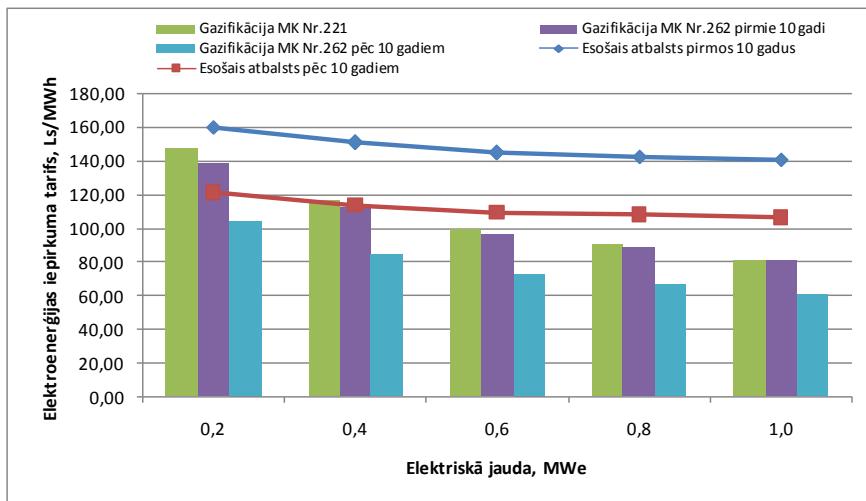
1.42.att. TC elektrostaciju un koģenerācijas staciju esošais atbalsta intensitātes novērtējums, ņemot vērā patieso siltumenerģijas ražošanas cenu

ORC biomassas staciju gadījumā esošais atbalsts ir nepietiekams koģenerācijas stacijām ar jaudu līdz 0,6 MW_e. Elektrostacijām ar jaudu no 0,6 MW_e un koģenerācijas stacijām virs 0,6 MW_e esošais atbalsts ir pietiekams un, palielinoties jaudai, lielāks nekā būtu nepieciešams.



1.43.att. ORC elektrostaciju un koģenerācijas staciju esošais atbalsta intensitātes novērtējums, ņemot vērā patieso siltumenerģijas ražošanas cenu

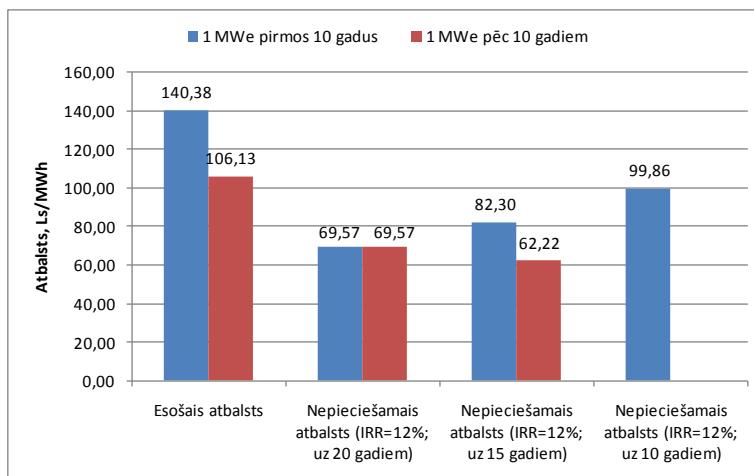
Tā kā koksnes gazifikācijas gadījumā attiecība alfa, kas raksturo saražotās elektroenerģijas un siltumenerģijas attiecību, ir augstāks (0,7), tad šajā gadījumā nav vērojamas būtiskas izmaiņas atbalsta intensitātē, salīdzinot ar siltumenerģijas ražošanu par kurināmo pašizmaksu. Lai gan arī šajā gadījumā, esošā elektroenerģijas atbalsta līmenis jebkurā gadījumā ir virs nepieciešamā atbalsta līmeņa.



1.44.att. Koksnes gazifikācijas elektrostaciju un koģenerācijas staciju esošās atbalsta intensitātes novērtējums, ņemot vērā reālo siltumenerģijas ražošanas cenu

Lai noteiktu, kā mainās atbalsta lielums atkarībā no laika perioda, papildus ir veikti aprēķini 1 MW_e cietās biomases koģenerācijas stacijām atbilstoši MK noteikumiem Nr.221 un Nr.262, kā arī ņemot vērā trīs tehnoloģiskos risinājumus. Veicot ekonomiskos aprēķinus atbalsta ilguma noteikšanai, ir ņemts vērā, ka biomases koģenerācijas stacijas darbojas 5500 stundas gadā. Nosakot atbalsta lielumu 15 un 20 gadu periodam, ir ņemts vērā, ka tas visu šo laika periodu ir nemainīgs. Nosakot atbalsta lielumu un tā ilgumu atbilstoši MK noteikumiem Nr.262, ir ņemts vērā, ka, sākot ar 11.gadu, atbalsts samazinās par 25% attiecībā pret pirmajiem 10.gadiem.

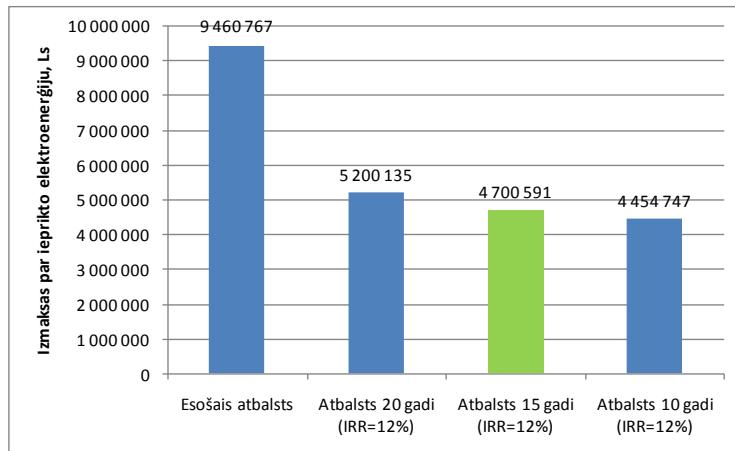
Atbalsta intensitāte tvaika cikla elektrostacijai atkarībā no atbalsta ilguma un atbilstoši MK noteikumiem Nr.262 ir parādīta 1.45.attēlā (pie nosacījuma, ka siltumenerģija tiek pārdota par patieso siltumenerģijas cenu). Dotajā attēlā redzams, ka viszemākais atbalsta maksājums ir tad, ja atbalsts tiek piešķirts uz 20 gadiem, kas ir vienāds gan pirmajos 10 gados, gan nākamajos 10 gados. Tomēr šajā gadījumā ir jāņem vērā, ka projekti ar atbalsta likmi 69,57 Ls/MWh pirmajos 10 gados ir nerentabli un IRR ir negatīvs. Šāda atbalsta likme ir pietiekama, lai projekta ienesīgums IRR būtu 12%, rēķinot naudas plūsmu 20 gadiem. Samazinoties atbalsta ilgumam, ir nepieciešama augstāka atbalsta likme.



1.45.att. Atbalsta intensitāte 1 MW TC elektrostacijai atkarībā no atbalsta izsniegšanas ilguma (MK Nr.262)

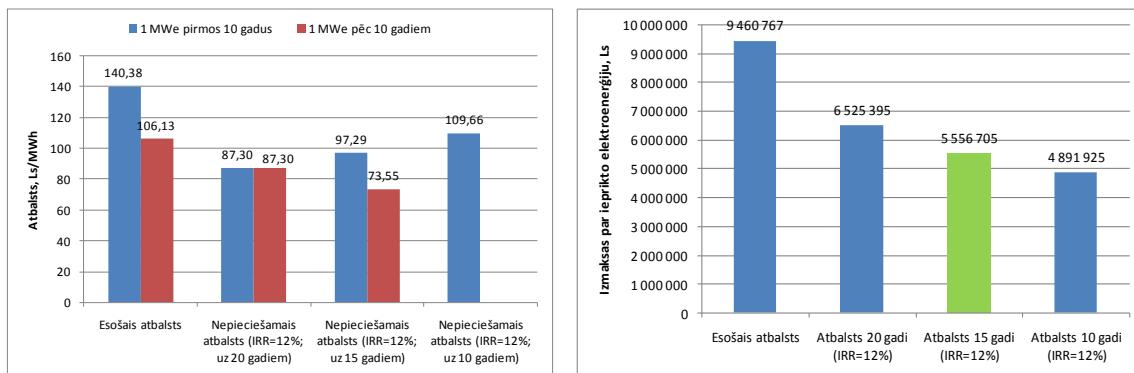
Kopējās diskontētās izmaksas par iepirkto elektroenerģiju no augstāk aprakstītās elektrostacijas atbalsta izsniegšanas laikā ir parādītas 1.46.attēlā. No dotā attēla redzams, ka vislielākais izmaksu apjoms ir

gadījumā, ja atbalsts tiek nodrošināts uz 20 gadiem ar atbalsta likmi 69,57 Ls/MWh, bet mazākais uz 10 gadiem ar atbalsta likmi 99,86 Ls/MWh.

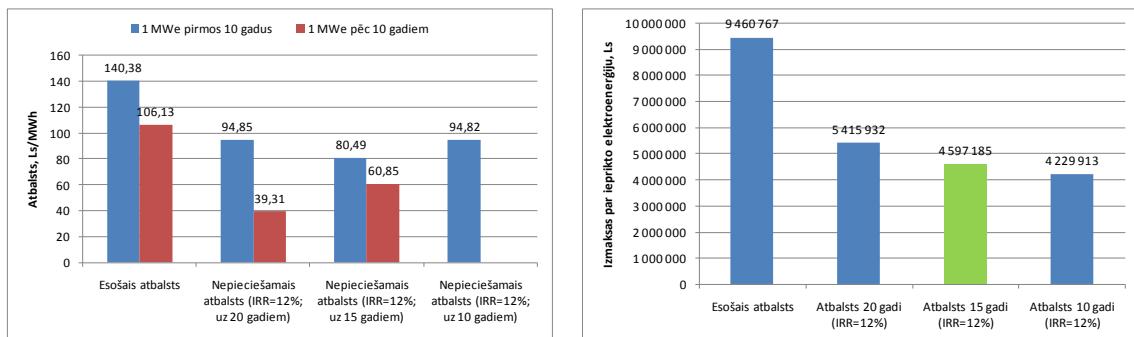


1.46.att. Diskontētās izmaksas par iepirkto elektroenerģiju no 1 MW TC stacijas atkarībā no atbalsta ilguma (MK Nr.262)

Balstoties uz augstāk aprakstītajiem principiem atbalsta likmes un kopējo diskontēto izmaksu noteikšanai par iepirkto elektroenerģiju no tvaika cikla koģenerācijas stacijām, 1.47. un 1.48.attēlos ir apkopoti aprēķinu rezultāti ORC un koksnes gazifikācijas stacijām.



1.47.att. Atbalsta intensitāte (pa kreisi) un diskontētās izmaksas par iepirkto elektroenerģiju 1 MW ORC koģenerācijas stacijai atkarībā no atbalsta izsniegšanas ilguma (MK Nr.262)



1.48.att. Atbalsta intensitāte (pa kreisi) un diskontētās izmaksas par iepirkto elektroenerģiju 1 MW gazifikācijas koģenerācijas stacijai atkarībā no atbalsta izsniegšanas ilguma (MK Nr.262)

Cietās biomasas koģenerācijas stacijām visu trīs tehnoloģisko risinājumu gadījumā viszemākās kopējās diskontētās izmaksas par iepirkto elektroenerģiju būtu tad, ja atbalsta maksājums tiktu piešķirts uz 10

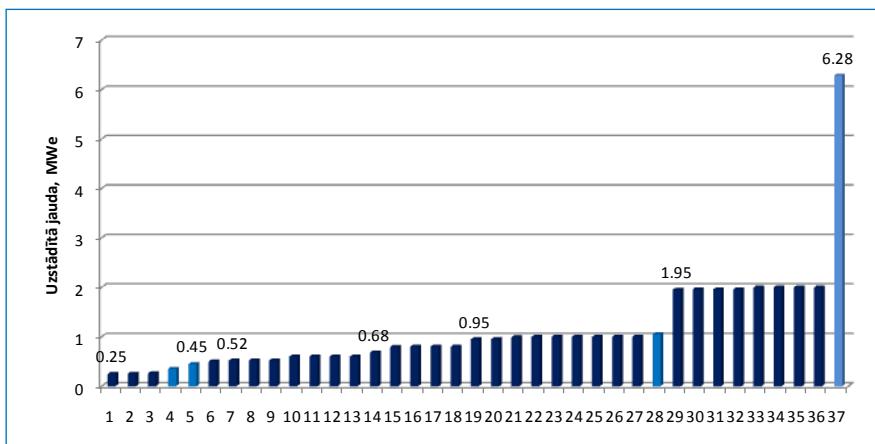
gadiem. Valsts kopējie ieņēmumi no atbalsta lieluma un ilguma maiņas 1 MW koģenerācijas stacijai MK noteikumu Nr.221 gadījumā būtu aptuveni 5,6 milj. Ls, bet MK noteikumu Nr.262. gadījumā - aptuveni 14,8 milj. Ls.

1.5. BIOGĀZES STACIJAS

Lai novērtētu esošo atbalsta intensitāti biogāzes stacijām Latvijā, sākotnēji tika veikta biogāzes elektrostaciju un koģenerācijas staciju grupēšana pēc to uzstādītajām jaudām. Grupēšana ir nepieciešama, jo gan pastāvīgās, gan mainīgās izmaksas ir tieši saistītas ar stacijas uzstādīto jaudu un ir no tās atkarīgas. Jaudu dalījums tika noteikts, balstoties uz Latvijā jau esošajām biogāzes stacijām un to uzstādītajām jaudām.

1.5.1. BIOGĀZES ELEKTROSTACIJA UN KOĢENERĀCIJAS STACIJU DALĪJUMS LATVIJĀ

2012.gadā Latvijā obligātā elektroenerģijas iepirkuma ietvaros darbojās 37 biogāzes stacijas, no kurām 4 ir atkritumu poligonu gāzes stacijas. 1.49.attēlā ir dotas biogāzes staciju jaudas, sakārtotas augošā secībā. Ar gaišaku krāsu ir atzīmētas atkritumu poligonu gāzes stacijas, kuru tehnoloģija būtiski atšķiras no lauksaimniecības un rūpniecisko izejvielu biogāzes ražotnēm. Ir redzams, ka biogāzes staciju uzstādītās jaudas Latvijā ir robežas no 0,25 MW_e līdz 6,28 MW_e. Visvairāk biogāzes staciju ir ar jaudu ap 0,5 MW_e, 1 MW_e un 2 MW_e.



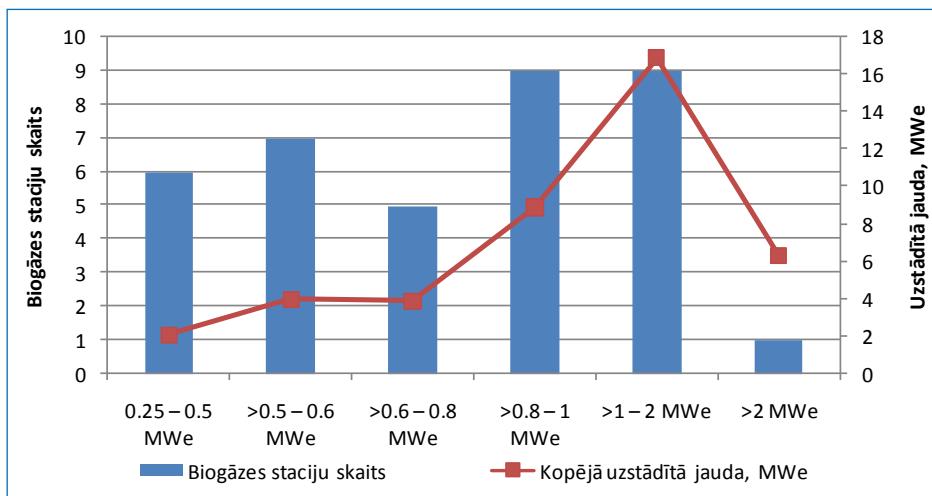
1.49.att. Latvijā uzstādīto biogāzes staciju jaudu robežas

Nemot vērā esošo biogāzes staciju jaudu sadalījumu, pētījuma ietvaros izmantotais biogāzes staciju jaudu dalījums dots 1.8.tabulā un 1.50.attēlā. Balstoties uz šo jaudu sadalījumu tika aptaujāti iekārtu piegādātāji un ražotāji tirgus izmaksu noteikšanai.

1.8.tabula

Biogāzes staciju dalījums pēc jaudas

Jaudas robežas, MW _e	0,25-0,5	>0,5-0,6	>0,6-0,8	>0,8-1,0	>1,0-2,0	>2,0
Biogāzes staciju skaits	6	7	5	9	9	1
Kopējā uzstādītā jauda, MW _e	2,06	3,96	3,875	8,885	16,871	6,28



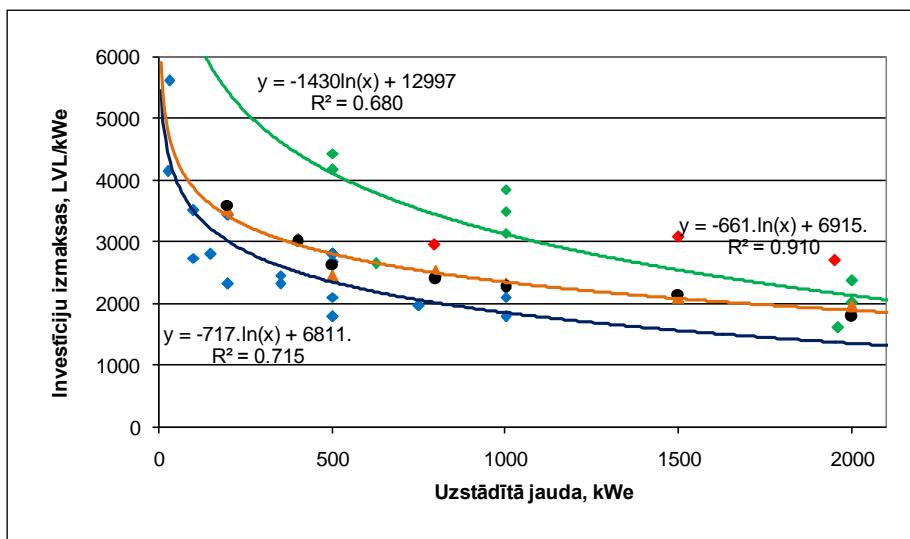
1.50.att. Biogāzes staciju skaits un to kopējā uzstādītā jauda izvēlētajos jaudu diapazonos

Tālākajam biogāzes atbalsta intensitātes novērtējumam, naudas plūsmas aprēķini veikti jau pie konkrētām biogāzes staciju jaudām: 0,2MW_e, 0,4MW_e, 0,5MW_e, 0,8MW_e, 1 MW_e, 1,5 MW_e un 2 MW_e.

1.5.2. KAPITĀLIEGULDĪJUMU NOTEIKŠANA

Biogāzes kapitālieguldījumi tika novērtēti, aptaujājot biogāzes iekārtu piegādātājus un komercbankas, kas finansējušas biogāzes projektus. Tika izsūtītas aptaujas datu anketas četriem biogāzes iekārtu piegādātājiem, kas darbojas Latvijas tirgū. Informāciju par biogāzes iekārtu izmaksām sniedza viens iekārtu piegādātājs, kas ir Latvijā uzstādījis un apkalpo četras biogāzes stacijas. Tika saņemta informācija no komercbankām par 10 biogāzes projektu izmaksām. Iekārtu piegādātāja un komercbanku sniegtā informācija, kā arī dati par trīs biogāzes staciju investīciju izmaksām, kas tika saņemti no biogāzes staciju operatoriem tirgus aptaujas laikā, tika apkopoti 1.51.attēlā redzamajos regresijas vienādojumos.

Attēlā redzamā augšējā līkne (zaļā krāsā) rāda komercbanku finansēto biogāzes projektu izmaksas. Vidējā (oranžās krāsas) līkne parāda izmaksas, ko norādīja iekārtu piegādātājs, trīs sarkanie punkti attēlā ir elektroenerģijas ražotāju noradītās izmaksas, bet apakšējā līkne (zilie punkti) ir atsauges pētījumos iegūtie dati par biogāzes projektu izmaksām (detalizētāka informācija par atsauges pētījumiem ir dota pirmajā nodevumā). Katrs no punktiem parāda biogāzes staciju īpatnējās investīciju izmaksas atkarībā no biogāzes stacijas uzstādītās elektriskās jaudas.



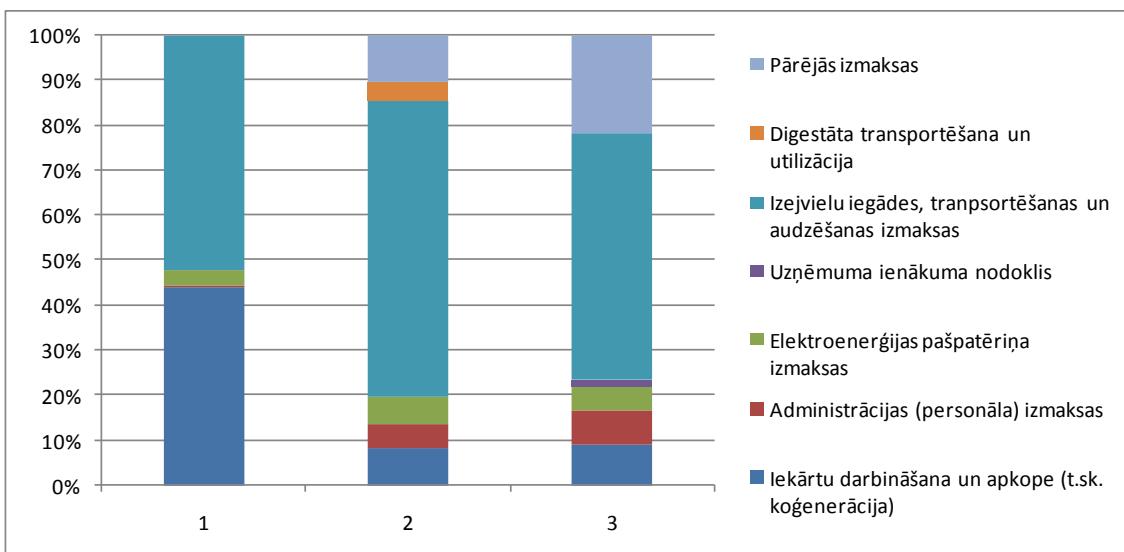
1.51.att. īpatnējās biogāzes investīciju izmaksas

Redzams, ka īpatnējās kapitālizmaksas Latvijas projektiem ir augstākas kā atsauces pētījumos iegūtās indikatīvās biogāzes projektu izmaksas. Piemēram, 500 kW_e stacijai pēc atsauces pētījumiem īpatnējās izmaksas nepārsniedz 3000 LVL/kW_e, bet Latvijas gadījumā īpatnējās kapitālizmaksas komercbanku finansētajiem projektiem ir 4100-4400 LVL/kW_e, kas ir par 27-32% augstākas nekā atsauces pētījumos, bet pēc iekārtu piegādātāja datiem šādas jaudas biogāzes projekta investīciju izmaksas ir sākot no 2450 LVL/kW_e.

Izvērtējot 1.51.attēlā redzamo īpatnējo investīciju izmaksu amplitūdu, pētījuma autori turpmākajā naudas plūsmu aprēķinā investīciju izmaksas pieņem iekārtu piegādātāja norādītajā izmaksu līmenī (skat. melnās krāsas punktus attēlā). Komercbanku finansēto projektu dati nevar tikt pieņemti kā atsauces vērtības, jo netika sniegtā precīza informācija par to, kādas izmaksas ir iekļautas projekta kapitālizmaksās (piemēram, vai projektā nav iekļautas papildus izmaksas zemes iegādei). Dati no iekārtu piegādātājiem var tikt ņemti par pamatu aprēķinam, jo, aptaujājot iekārtu piegādātājus, tika prasīta un saņemta informācija konkrētām kapitālizmaksu pozīcijām (projektēšana, iekārtu iegāde un piegāde, uzstādīšana un būvdarbi).

1.5.3. DARBINĀŠANAS IZMAKSU NOTEIKŠANA

Biogāzes staciju darbināšanas izmaksu noteikšanai tika aptaujāti biogāzes staciju operatori – elektroenerģijas ražotāji. Aptaujas tika izsūtītas sešiem biogāzes elektrostaciju operatoriem un līdz atskaites iesniegšanas brīdim tika saņemta informācija par trīs stacijām. Aptaujājamās biogāzes stacijas tika izvēlētas, konsultējoties ar Latvijas Biogāzes asociāciju un tika izvēlētas tādas stacijas, kas ir nostrādājušas vismaz vienu pilnu gadu un pārstāv dažādas uzstādītās jaudas. Salīdzinošs dažādo izmaksu kategoriju īpatsvars biogāzes stacijās ir parādīts 1.52.attēlā. Stacijas sakārtotas pēc to uzstādītām jaudām, attiecīgi, 1.stacija ir ar vismazāko uzstādīto jaudu, 3.stacija – ar vislielāko.



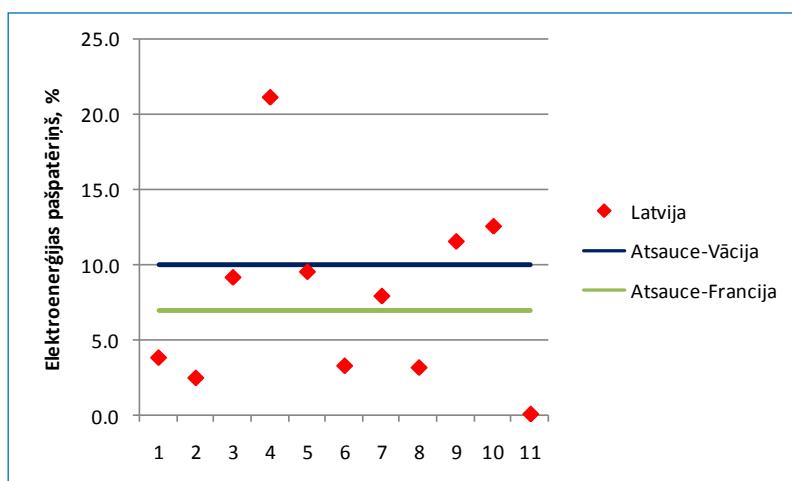
1.52.att. Darbināšanas izmaksu kategoriju īpatsvars aptaujātajās biogāzes stacijās

Kā ir redzams 1.52.attēlā, vislielāko izmaksu daļu veido izejvielu iegādes, transportēšanas un/vai audzēšanas izmaksas. Pirmās stacijas gadījumā liela izmaksu komponente ir iekārtu darbināšanas un apkopes izmaksas, savukārt 2.un 3.stacijā tās ir daudz zemākas. Tomēr pēdējām divām stacijām ir liela pārējo izmaksu komponente, kurā varētu būt iekļautas arī izmaksas saistītas ar stacijas darbināšanu. Pirmās stacijas gadījumā ir daudz zemākas administrācijas (personāla) izmaksas.

Elektroenerģijas ražotāji tika aptaujāti arī par izejvielu cenu. Saskaņā ar aptaujas datiem, kukurūzas skābbarības cena tirgū ir no 18-31 Ls/t. Lētāka izejvielu cena ir saimniecībās, kuri kukurūzu audzē paši, dārgāka tā ir tiem ražotājiem, kas to iegādājas no citiem piegādātājiem.

Turpmākajos aprēķinos tika izdarīti sekojoši pieņēmumi:

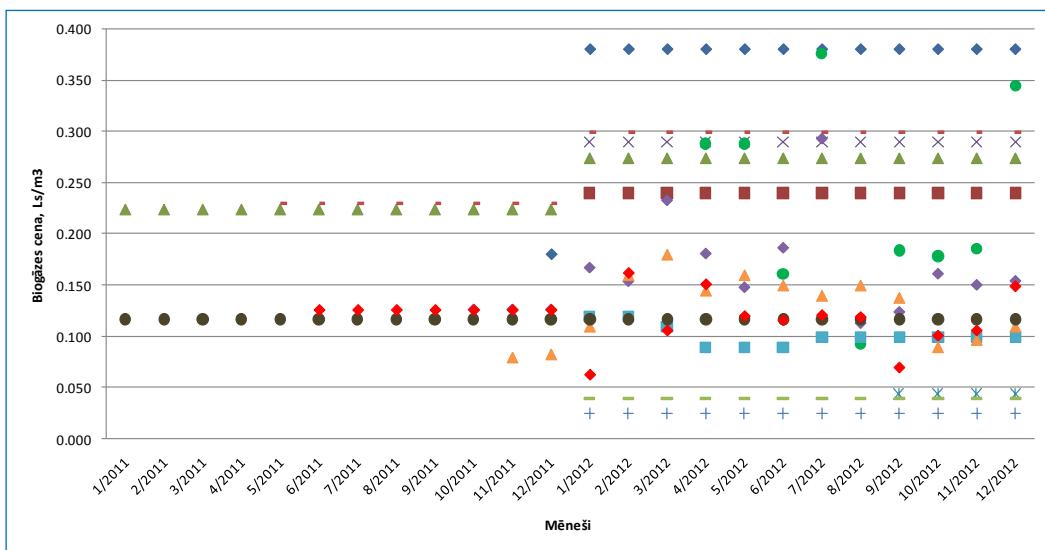
- Iekārtu darbināšana un apkope veido 2% no kapitālizmaksām + 0,0176 Ls/kWh_e koģenerācijas stacijas apkopei un remontiem (ieskaitot dzinēja kapitālo remontu pēc vidēji 6 gadiem). Rēķinot ar šiem pieņēmumiem, kopējās iekārtu apkopes un remonta gada izmaksas dažādu jaudu stacijām ir 6 līdz 10% robežās no kopējām kapitālizmaksām. Uzņēmums, kas Latvijā veic četru biogāzes staciju apkalpošanu norādīja, ka šīs izmaksas ir 5-11% robežās. Tādējādi var secināt, ka izdarītie pieņēmumi ir pamatoti.
- Administrācijas (personāla) izmaksas tiek rēķinātas kā 0,005 Ls/kWh_e (stacijai 1 tās ir 0,001; stacijai 2 – 0,005 un stacijai 3 – 0,009 Ls/kWh_e).
- Elektroenerģijas pašpatēriņu pieņem kā 8% no kopējā saražotā elektroenerģijas apjoma un to rēķina daļēji kā negūtos ieņēmumus no elektroenerģijas pārdošanas par stacijai piešķirto elektroenerģijas iepirkuma tarifu (pašpatēriņam koģenerācijas stacijā) un kā no tīkla pirkto elektroenerģiju (cena 81 Ls/MWh), kas nepieciešama biogāzes ražošanas iekārtu darbināšanai. 1.53.attēlā ir dots elektroenerģijas pašpatēriņš Latvijas biogāzes elektrostacijās, salīdzinājumā ar Vācijas un Francijas atsaucēs vērtībām. Dati par Latviju tika iegūti no komersantu iesniegtajiem gada pārskatiem. Trīs stacijās, kuras sniedza datus par to darbināšanas izmaksām, elektroenerģijas pašpatēriņš ir 3-5% robežās.



1.53.att. Elektroenerģijas pašpatēriņš Latvijas biogāzes elektrostacijās salīdzinājumā ar atsaucēs vērtībām

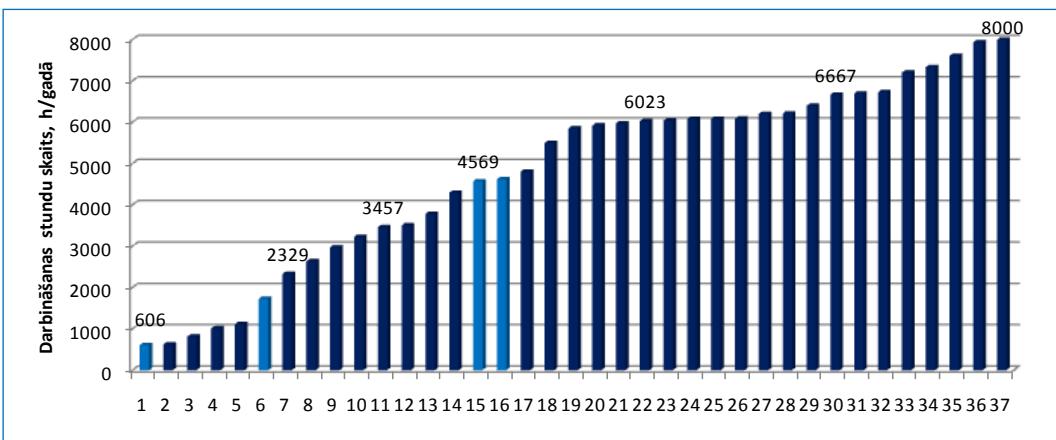
- Siltumenerģijas patēriņš stacijas vajadzībām tika pieņemts 35% apjomā no kopējā stacijā saražotā siltumenerģijas daudzuma.
- Attiecībā uz siltumenerģijas pārdošanu tika rēķināti divi varianti (ar šķērssubsīdiju un bez):
 - Variantā ar šķērssubsīdijām pieņemts, ka siltumenerģija tiek realizēta Joti lēti, tās pārdošanas cenu pielīdzinot biogāzes ražošanas pašizmaksai, kas ir aprēķināta kā 31,04 Ls/MWh. Koģenerācijas stacijās tiek realizēti 100%, bet elektrostacijās – 50% no kopējā saražotā siltuma daudzuma pēc pašpatēriņa.

- Variantā bez šķērssubsīdijām pieņemts, ka siltumenerģija tiek realizēta par cenu, kas pielīdzināma siltumenerģijas ražošanai biogāzes katlu mājā. Tā ir aprēķināta kā 41,38 Ls/MWh. Koģenerācijas stacijās tiek realizēti 100%, bet elektrostacijās – 50% no kopējā saražotā siltuma daudzuma pēc pašpatēriņa.
- Izejvielu iegādes izmaksas tiek rēķinātas kukurūzas skābbarības tonnu ekvivalentos, kas nepieciešami uzstādītās jaudas nodrošināšanai 8000 h darbībai. Pamata scenārijā tika pieņemta kukurūzas skābbarības cena 25 Ls/t un biogāzes iznākums 200 m³/t kukurūzas skābbarības. Pieņēmums balstīts uz elektroenerģijas ražotāju aptaujas datiem, kā arī faktu, ka augstākas kvalitātes kukurūza, kas dod augstu gāzes iznākumu maksās vairāk. Balstoties uz šādiem pieņēmumiem, saražotā biogāzes 1 m³ izmaksas ir aptuveni 0,13 Ls/m³ (atbilst cenai 24 Ls/MWh), kas iekļaujas 2011. un 2012.gada biogāzes stacijas operatoru pārskatos dotajās biogāzes izmaksu vidējās robežās (skat. 1.54.attēlā).



1.54.att. Biogāzes cenas no komersantu iesniegtajiem gada pārskatiem 2011. un 2012.gadā

- Pēdējais darbināšanas pieņēmums tika izdarīts attiecībā uz darbināšanas stundu skaitu. Darbināšanas stundu skaits ir viens no būtiskiem parametriem, kas ietekmē elektroenerģijas izstrādes apjomu un tādējādi arī biogāzes elektrostacijas vai koģenerācijas stacijas ekonomiskos rādītājus. Biogāzes staciju pilnas jaudas darbināšanas stundu skaits 2012.gadā ir dots 1.55.attēlā. No šiem datiem aprēķinātais vidējais darbināšanas stundu skaits ir 4792 h/gadā. Ja neņem vērā tās stacijas, kuras nav nostrādājušas pilnu gadu, tad vidējais pilnas jaudas darbināšanas stundu skaits ir 5332 h/gadā. Pēc atsauces pētījumiem vidējais pilnas jaudas darbināšanas stundu skaits gadā ir 7500 līdz 8000 stundas. Esošā atbalsta intensitātes vērtējums biogāzes stacijām tiek veikts, pieņemot, ka stacijas darbojas 8000 h/gadā. Šāds pieņēmums izdarīts, jo tas atbilst atsauces pētījumu robežām un ikviens elektroenerģijas ražotājs, kuram izsniegta kvota uz elektroenerģijas apjomu, kuru iespējams saražot 8000 stundās, ir ieinteresēts arī ar šo maksimālo stundu skaitu darboties. Lai novērtētu, kā darbināšanas stundu skaits ietekmē projekta ekonomiskos rādītājus, nākamajā nodaļā ir dota jūtīguma analīze uz biogāzes stacijas darbināšanas stundu skaitu.



1.55.att. Biogāzes staciju darbināšanas (ar uzstādīto jaudu) stundu skaits 2012.gadā

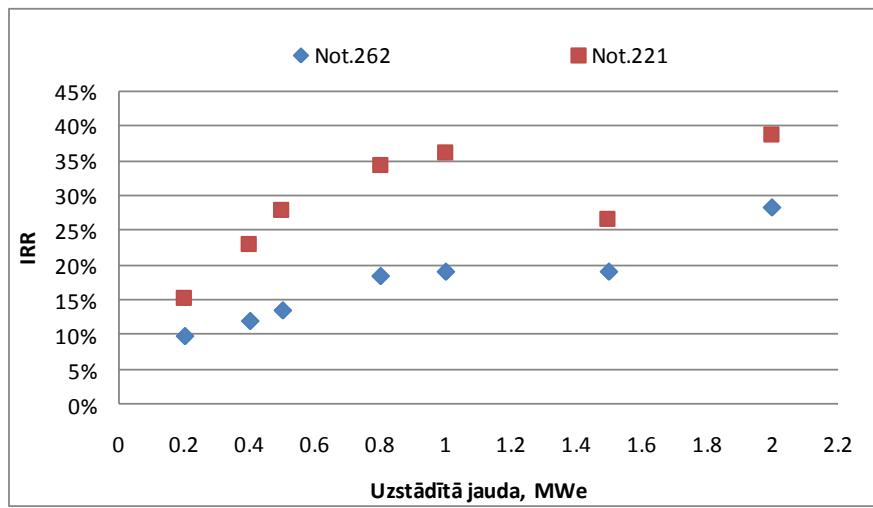
- Elektroenerģijas iepirkuma tarifs biogāzes koģenerācijas stacijām tiek rēķināts balstoties uz regulatora apstiprināto dabasgāzes tarifu maijā – 274,99 Ls/tūkst.m³ stacijām līdz 1MW_e, 261,10 Ls/tūkst.m³ stacijām virs 1 MW_e.

1.5.4. ATBALSTA INTENSITĀTES IZVĒRTĒJUMS BIOGĀZES ELEKTROSTACIJĀM UN KOĢENERĀCIJAS STACIJĀM LATVIJĀ AR ŠĶĒRSSLĪDZĪJĀM

Izmantojot iepriekšējās nodaļās aprakstītos pieņēmumus, tika veikts naudas plūsmas aprēķins dažādu jaudu stacijām. Naudas plūsmas aprēķins tika veikts uz 15 gadiem. Biogāzes koģenerācijas stacijām (darbojas 221.noteikumu ietvaros) naudas plūsma tika rēķināta, pieņemot, ka pēc pirmajiem 10 gadiem, koģenerācijas stacijā saražotā elektroenerģija turpmākos piecus gadus tiks realizēta par elektroenerģijas tirgus cenu. Šīs atskaites 9. un 10.pielikumā ir pievienoti naudas plūsmas aprēķina piemēri 1 MW_e stacijai, balstoties uz MK noteikumi Nr. 221 un 262.

Naudas plūsmas aprēķinā tika pieņemts, ka staciju būvniecība tiek veikta pirmā gada laikā, jo, ņemot vērā naudas plūsmas aprēķina vispārināto raksturu, katra projekta specifiku aprēķinā nav iespējams paredzēt. Pētījuma autori uzskata, ka elektrostacijas būvniecības izmaksu sadalījums divos gados, kā arī citas, piemēram, ar aizņēmumu saistītās papildus izmaksas nerada būtisku ietekmi uz projekta galvenajiem ekonomiskajiem rādītājiem. Tāpat netika paredzēti naudas plūsmā papildus apgrozāmie līdzekļi, kas nepieciešami pirmajos stacijas darbināšanas gados. Apgrozāmo līdzekļu nodrošinājums ir atkarīgs no konkrēta projekta. Apgrozāmie līdzekļi var tikt iegūti atverot kredītlīniju bankā, tos finansējot no pašu līdzekļiem vai citā veidā. Ja biogāzes stacijas projekts ir sākotnēji labi izplānots, tad nepieciešamo apgrozāmo līdzekļu apjoms būs neliels, salīdzinot ar projekta kopējām izmaksām. Līdzekļi, kas nepieciešami sākotnējo izejvielu sagādes izmaksu segšanai ir iekļauti stacijas palaišanas izmaksās un aprēķinā ir iekļauti investīciju izmaksās.

Naudas plūsmas aprēķinu bāzes scenārija gadījumā ir redzams (skat. 1.56.attēlu), ka biogāzes elektrostaciju IRR ir no 10% pie mazām jaudām līdz 28% lielu jaudu (2MW_e) gadījumā. Biogāzes koģenerācijas staciju IRR ir 15-39% ar būtisku kritumu pie 1,5MW_e, kas skaidrojams ar to, ka šī jauda atrodas uz robežas, kurā mainās dabasgāzes lietotāju grupa un samazinās dabasgāzes cena, no kurās ir atkarīgs elektroenerģijas iepirkuma tarifs.



1.56.att. Biogāzes elektrostaciju un koģenerācijas staciju IRR bāzes scenārija gadījumā

Bāzes scenārijā biogāzes projektu vienkāršais atmaksāšanās laiks ir 5-8 gadi. 1.9.tabulā ir doti biogāzes staciju projektiem veiktie pieņēmumi naudas plūsmas aprēķinos.

1.9. tabula

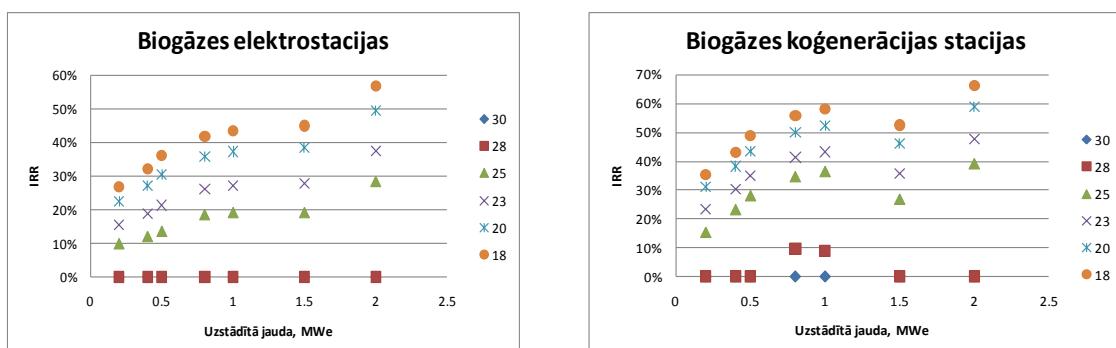
Biogāzes staciju projektiem veiktie pieņēmumi naudas plūsmas aprēķinos

Galvenie pieņēmumi (bāzes scenārijs):	262	221
Darbināšanas stundu skaits, h/gadā	8000	8000
Izejvielu (kukurūzas skābbarības ekvivalentu) izmaksas, Ls/t	25	25
Biogāzes iznākums no 1 t kukurūzas skābbarības ekvivalenta, m ³ /t	200	200
Siltumenerģijas lietderīga izmantošana, % no stacijā saražotās siltumenerģijas	50%	100%
Siltumenerģijas realizācijas cena, Ls/MWh	31,04	31,04
Investīciju subsīdija, %	0	0

Lai novērtētu izdarītos pieņēmumus un to, kādu ietekmi pieņēmumi atstāj uz kopējo aprēķinu, tika veikta jūtīguma analīze sekojošiem parametriem:

- izejvielu izmaksām, Ls/t;
- izejvielu kvalitātei jeb biogāzes iznākumam, m³/t;
- investīciju subsīdijām, %;
- darbināšanas stundu skaitam, h/gadā.

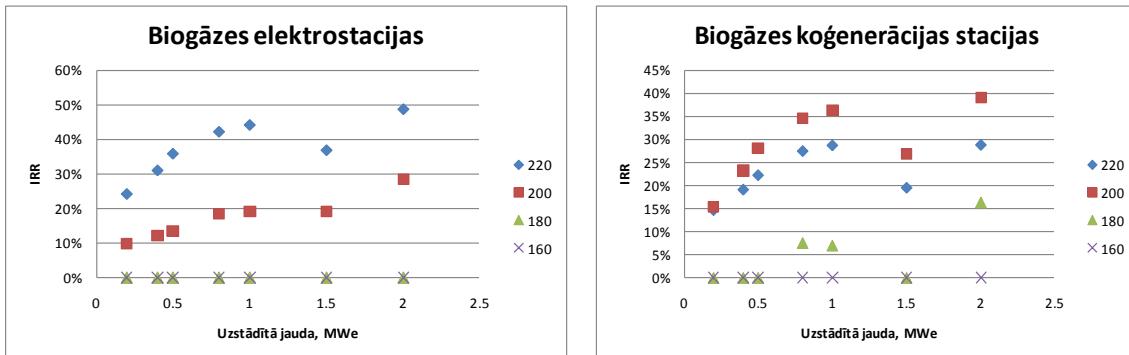
IRR izmaiņas biogāzes elektrostacijām un koģenerācijas stacijām atkarībā no izejvielu cenas (Ls/t) ir parādītas 1.57.attēlā.



1.57.att. IRR izmaiņas atkarībā no izejvielu cenas

Kā redzams attēlā, izejvielu cena ir būtisks parametrs, kas ietekmē kopējo projekta dzīvotspēju. Ja izejvielu (kukurūzas skābbarības) cena ir 28 un 30 Ls/t, tad IRR ir negatīvs visā jaudu diapazonā, izņemot biogāzes koģenerācijas stacijas, kurām pie izejvielu cenas 28 Ls/t 0,8 un 1MW_e gadījumā IRR ir pozitīvs (9-10%). Samazinoties izejvielu cenai no 25 Ls/t līdz 18 Ls/t IRR ir pozitīvs visu biogāzes elektrostaciju jaudu robežās.

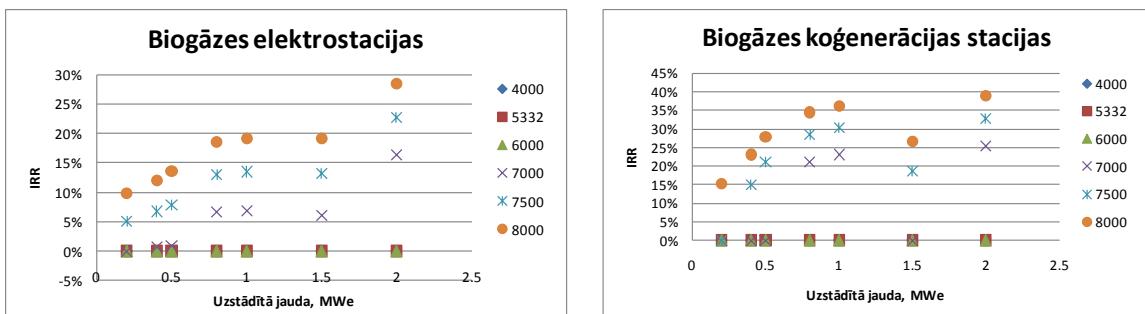
Otra jūtīguma analīze tika veikta attiecībā uz izejvielu kvalitāti jeb biogāzes iznākumu. Bāzes scenārijā tika pieņemts, ka biogāzes iznākums ir 200 m³/t kukurūzas skābbarības. 1.58.attēlā ir redzamas IRR izmaiņas atkarībā no biogāzes iznākuma.



1.58.att. IRR izmaiņas atkarībā no biogāzes iznākuma (izejvielu kvalitātes)

Analīze rāda, ka IRR ir pozitīvs biogāzes elektrostacijām pie biogāzes iznākuma 220 un 200 m³/t, savukārt biogāzes koģenerācijas stacijām 0,8-1MW_e robežās iegūt pozitīvu IRR ir iespējams jau pie 180 m³/t un visā jaudu diapazonā pie 200 un 220 m³/t.

Kā minēts iepriekšējā 1.5.3.nodaļā, tika veikta jūtīguma analīze arī darbināšanas stundu skaitam. IRR atkarībā no darbināšanas stundu skaita biogāzes elektrostacijām un biogāzes koģenerācijas stacijām ir redzams 1.59.attēlā.

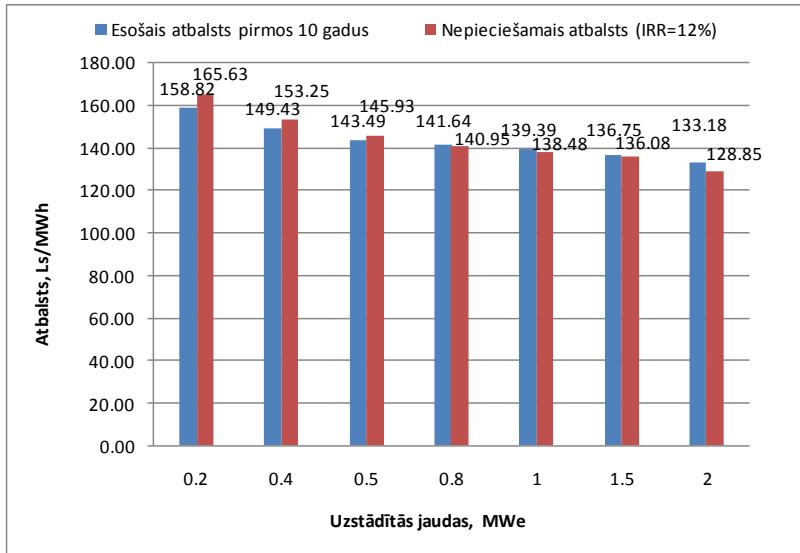


1.59.att. IRR izmaiņas atkarībā no darbināšanas stundu skaita, h/gadā

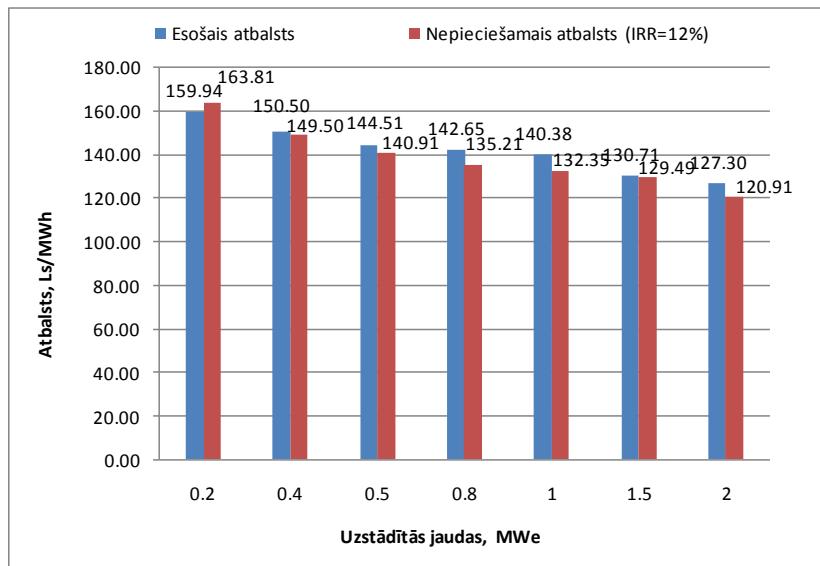
Analīze parāda, ka darbināšanas stundu skaits atstāj būtisku ietekmi uz projekta dzīvotspēju. Faktiski pie esošajiem pieņēmumiem, naudas plūsma ir negatīva biogāzes elektrostacijām, ja tās nedarbojas vismaz 7500 h/gadā. Mazu jaudu elektrostacijām (līdz 0,5 MW_e) darbināšanas stundu skaitam ir jābūt vēl lielākam, lai projekts atmaksātos. Biogāzes koģenerācijas stacijām ir nepieciešams darboties vismaz 7000 h/gadā, bet pie mazām jaudām un jaudas 1,5 MW_e, projektu IRR kļūst pozitīvi tikai virs 7500 pilnas jaudas darba stundām gadā.

Naudas plūsmu aprēķini 15 gadiem rāda, ka pie esošajiem pieņēmumiem un kad netiek subsidēti kapitālieguldījumi (piemēram, nav LAD subsīdijas), lai IRR būtu 12%, atbalsta intensitātei pie dažām jaudām būtu jābūt augstākai – gan biogāzes elektrostacijām, gan augstas efektivitātes biogāzes koģenerācijas stacijām, bet pie citām jaudām to varētu arī nedaudz samazināt. Atbalsta intensitātes, kas

atbilst 12% IRR ir parādītas 1.60.attēlā biogāzes elektrostacijām un 1.61.attēlā – biogāzes augstas efektivitātes koģenerācijas stacijām.



1.60.att. Esošais atbalsts biogāzes elektrostaciju projektiem pirmos 10 gadus un aprēķinātais nepieciešamais atbalsta līmenis ar nosacījumu, ka attiecīgā projekta IRR ir 12%



1.61.att. Esošais atbalsts augstas efektivitātes biogāzes koģenerācijas staciju projektiem pirmos 10 gadus un aprēķinātais nepieciešamais atbalsta līmenis ar nosacījumu, ka attiecīgā projekta IRR ir 12%

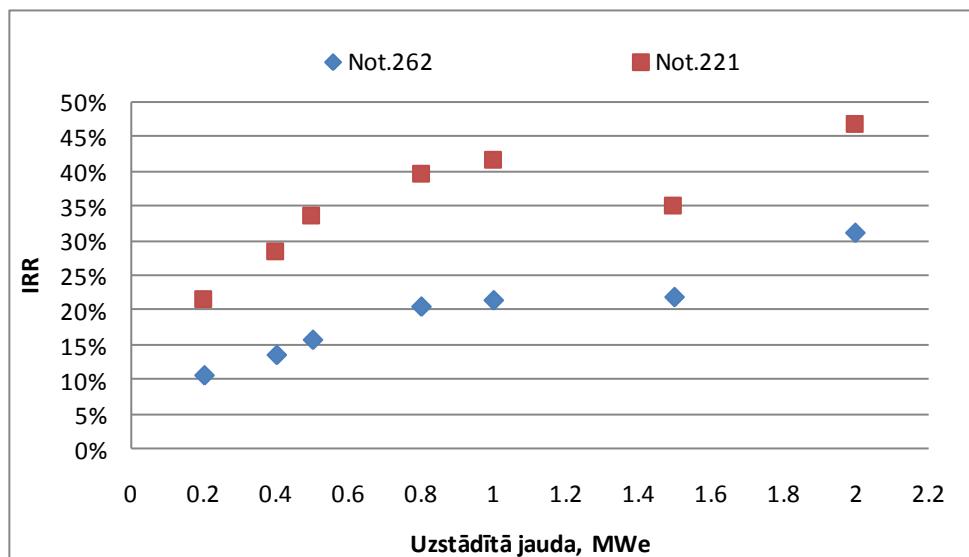
Attēlos redzams, ka, atbalstot biogāzes elektrostacijas 15 gadu periodā, atbalsts būtu jāpalielina mazas jaudas stacijām ($0.2\text{-}0.5\text{MW}_e$) un jāsamazina atbalsts vidējas un lielas jaudas biogāzes elektrostacijām ($0.8\text{-}2\text{ MW}_e$). Biogāzes koģenerācijas stacijām – mazas jaudas (0.2 MW_e) stacijām nepieciešams tarifu paaugstināt, pārējām stacijām iespējams tarifa samazinājums.

1.5.5. ATBALSTA INTENSITĀTES IZVĒRTĒJUMS BIOGĀZES ELEKTROSTACIJĀM UN KOĢENERĀCIJAS STACIJĀM LATVIJĀ BEZ ŠĶĒRSSUBSĪDIJĀM

Salīdzinot ar iepriekšējā nodalā dotajiem aprēķiniem, variantā bez šķērssubsīdijām tiek pieņemts, ka siltumenerģija tiek realizēta par cenu, kas sedz tās patiesās ražošanas izmaksas. Biogāzes gadījumā patiesās siltumenerģijas ražošanas izmaksas veidojas no izejvielu iegādes un transportēšanas izmaksām,

no biogāzes tehnoloģiskā procesa nodrošināšanas izmaksām un izmaksām, kas veidotos, ja biogāze tiktu izmantota katlu mājā tiešai siltumenerģijas ražošanai. Pēc pētījuma autoru veiktais aprēķiniem, biogāzes siltuma patiesā cena ir 41,38 Ls/MWh.

Naudas plūsmas aprēķinu bāzes scenārija gadījumā bez šķērssubsīdijām (pārdodot no biogāzes ražotu siltumu par tā patieso cenu) ir redzams (skat. 1.62.attēlu), ka biogāzes elektrostaciju IRR ir no 11% pie mazām jaudām līdz 31% lielu jaudu (2MW_e) gadījumā. Biogāzes koģenerācijas staciju IRR ir 22-47% ar būtisku kritumu pie $1,5\text{MW}_e$, kas skaidrojams ar to, ka šī jauda atrodas uz robežas, kurā mainās dabasgāzes lietotāju grupa un samazinās dabasgāzes cena, no kuras ir atkarīgs elektroenerģijas iepirkuma tarifs.



1.62.att. Biogāzes elektrostaciju un koģenerācijas staciju IRR bāzes scenārija gadījumā bez šķērssubsīdijām

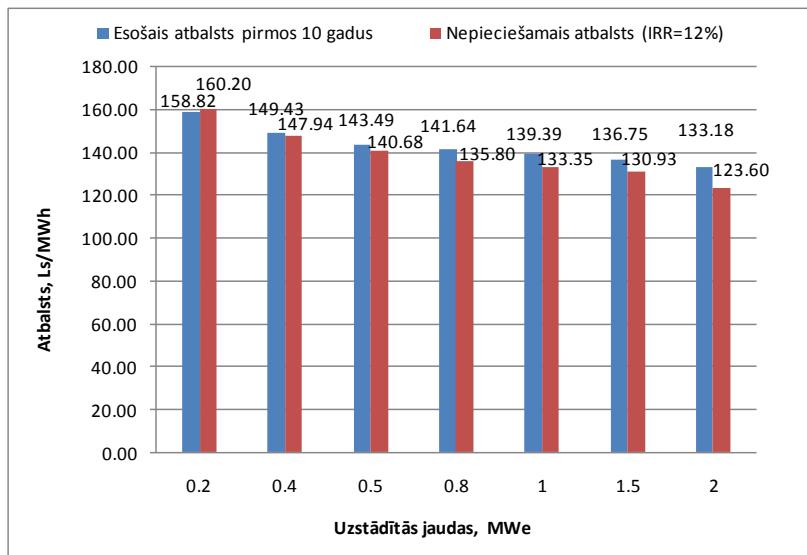
Bāzes scenārijā biogāzes projektu vienkāršais atmaksāšanās laiks bez šķērssubsīdijām ir 4-8 gadi. 1.10.tabulā ir doti biogāzes staciju projektiem veiktie pieņēmumi naudas plūsmas aprēķinos bez šķērssubsīdijām.

1.10. tabula

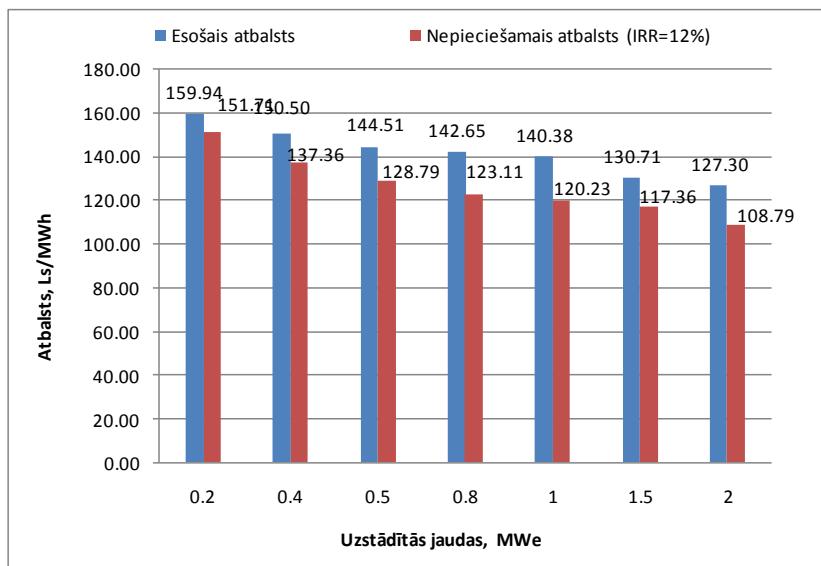
Biogāzes staciju projektiem veiktie pieņēmumi naudas plūsmas aprēķinos

Galvenie pieņēmumi (bāzes scenārijs):	262	221
Darbināšanas stundu skaits, h/gadā	8000	8000
Izejvielu (kukurūzas skābbarības ekvivalentu) izmaksas, Ls/t	25	25
Biogāzes iznākums no 1 t kukurūzas skābbarības ekvivalenta, m ³ /t	200	200
Siltumenerģijas lietderīga izmantošana, % no stacijā saražotās siltumenerģijas	50%	100%
Siltumenerģijas realizācijas cena, Ls/MWh	41,83	41,83
Investīciju subsīdija, %	0	0

Naudas plūsmu aprēķini 15 gadiem rāda, ka, ja siltumenerģija tiek realizēta par cenu, kas ietver tās patiesās ražošanas izmaksas un netiek subsidēti kapitālieguldījumi, lai IRR būtu 12%, atbalsta intensitātei biogāzes elektrostacijām pie $0,2\text{ MW}_e$ bet visos pārējos gadījumos – atbalsta intensitāte būtu jāsamazina. Atbalsta intensitātes, kas atbilst 12% IRR ir parādītas 1.63.attēlā biogāzes elektrostacijām un 1.64.attēlā – biogāzes augstas efektivitātes koģenerācijas stacijām.

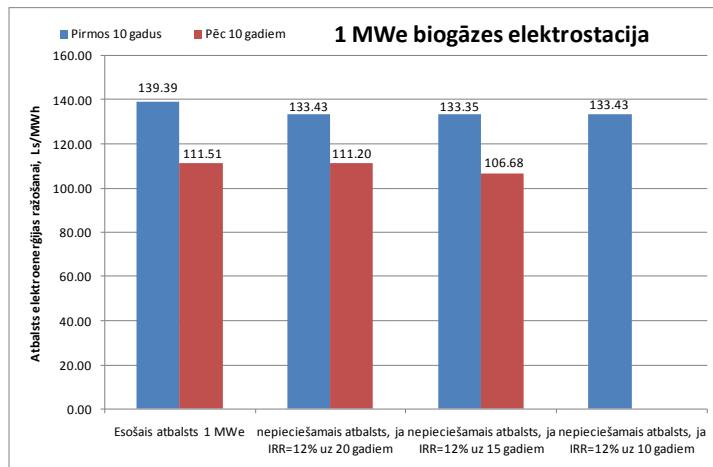


1.63.att. Esošais atbalsts biogāzes elektrostaciju projektiem (MK noteikumi Nr.262) pirmos 10 gadus un aprēķinātais nepieciešamais atbalsta līmenis ar nosacījumu, ka attiecīgā projekta IRR ir 12% un siltumenerģija tiek realizēta par tās patieso cenu

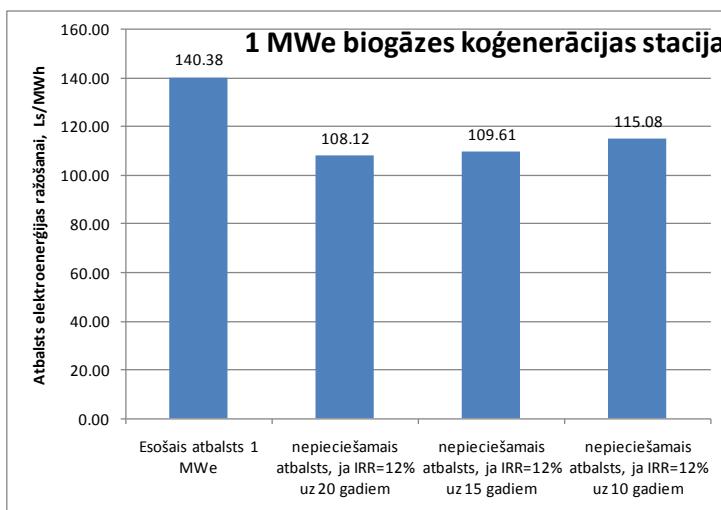


1.64.att. Esošais atbalsts augstas efektivitātes biogāzes koģenerācijas staciju projektiem pirmos 10 gadus un aprēķinātais nepieciešamais atbalsta līmenis ar nosacījumu, ka attiecīgā projekta IRR ir 12% un siltumenerģija tiek realizēta par tās patieso cenu

Lai noteiktu, kā atbalsta ilgums ietekmē nepieciešamā atbalsta lielumu, tika veikta analīze 1 MW_e jaudas biogāzes elektrostacijai un 1 MW_e jaudas biogāzes koģenerācijas stacijai. 1.65.attēlā ir dots salīdzinājums starp atbalsta likmēm atkarībā no tā piemērošanas ilguma 1 MW_e biogāzes elektrostacijai, 1.66.attēlā ir redzams analogs salīdzinājums 1MW_e biogāzes koģenerācijas stacijai. Salīdzinājums ir veikts gadījumam, kad siltums no biogāzes stacijas tiek realizēts par tā faktiskajām ražošanas izmaksām (netiek šķērssubsidēts).

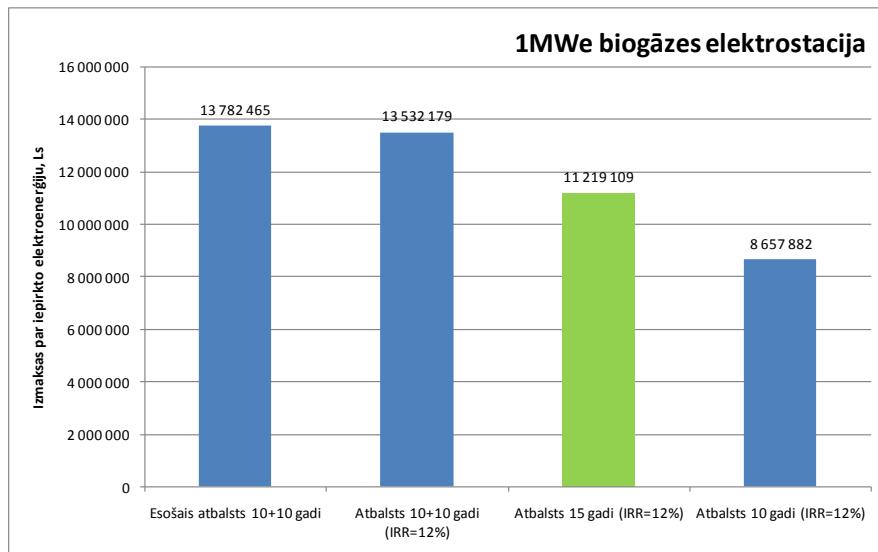


1.65.att. Atbalsta likmes 1 MW_e biogāzes elektrostacijai atkarībā no atbalsta ilguma (bez šķērssubsīdijām)



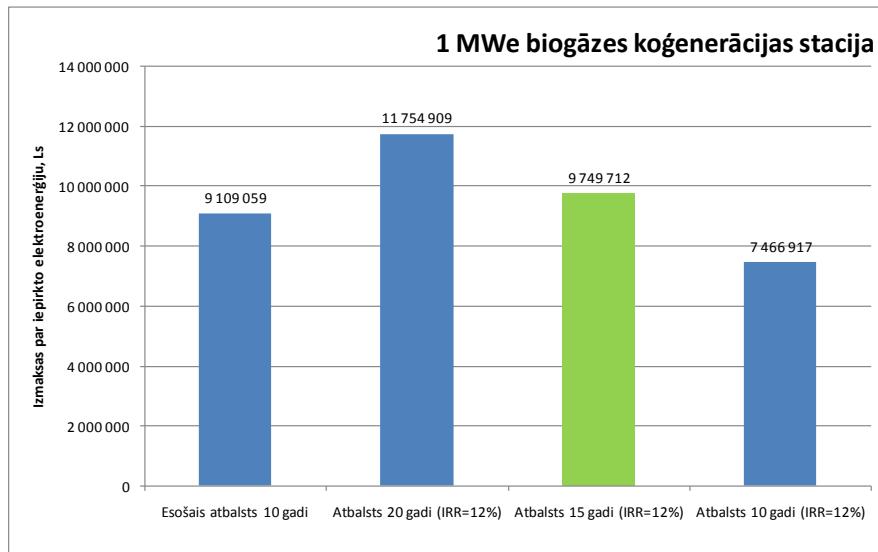
1.66.att. Atbalsta likmes 1 MW_e biogāzes koģenerācijas stacijai atkarībā no atbalsta ilguma

Kā redzams 1.65.attēlā, salīdzinot ar esošo atbalstu, nepieciešamais atbalsts 1 MW_e biogāzes elektrostacijai 10+10 gados ir mazāks nekā šobrīd esošais. Ja atbalsts tiek sniepts 15 gadu garumā un netiek mainīta esošā sistēma, kad pēc pirmajiem 10 gadiem tarifs tiek samazināts par 20%, 1 MW_e biogāzes elektrostacijai, ja tā pārdod siltumenerģiju par patieso tās ražošanas cenu, tad atbalstu var samazināt gan pirmajiem 10 gadiem, gan nākamajiem 5 gadiem. Finansiāli visizdevīgāk valstij būtu sniegt atbalstu tikai uz 10 gadiem, kuru laikā tiek atmaksātas ieguldītās investīcijas, bet šajā gadījumā biogāzes ražošana konkrētajā stacijā būtu garantēta tikai 10 gadus. Ja aprēķina kopējos izdevumus par obligātā iepirkuma ietvaros iepirkto elektroenerģiju, tad tie ir vislielākie tieši atbalsta maksājumiem 20 gadu garumā. Kopējās diskontētās izmaksas katrai no shēmām ir dotas 1.67.attēlā.



1.67.att. Izmaksas par iepirkto elektroenerģiju 1 MW_e biogāzes elektrostacijai atkarībā no atbalsta ilguma

Biogāzes koģenerācijas stacijām kā redzams 1.66.attēlā, salīdzinot ar esošo atbalstu, nepieciešamais atbalsts visos gadījumos ir mazāks par esošo. Finansiāli visizdevīgāk valstij būtu sniegt atbalstu tikai uz 10 gadiem. Ja aprēķina kopējos izdevumus par obligātā iepirkuma ietvaros iepirkto elektroenerģiju, tad tie ir vislielākie tieši atbalsta maksājumiem 20 gadu garumā (skat. 1.68.attēlu).



1.68.att. Izmaksas par iepirkto elektroenerģiju 1 MW_e biogāzes koģenerācijas stacijai atkarībā no atbalsta ilguma

1.6. AUGSTI EFEKTĪVAS DABAS GĀZES KOĢENERĀCIJAS STACIJAS

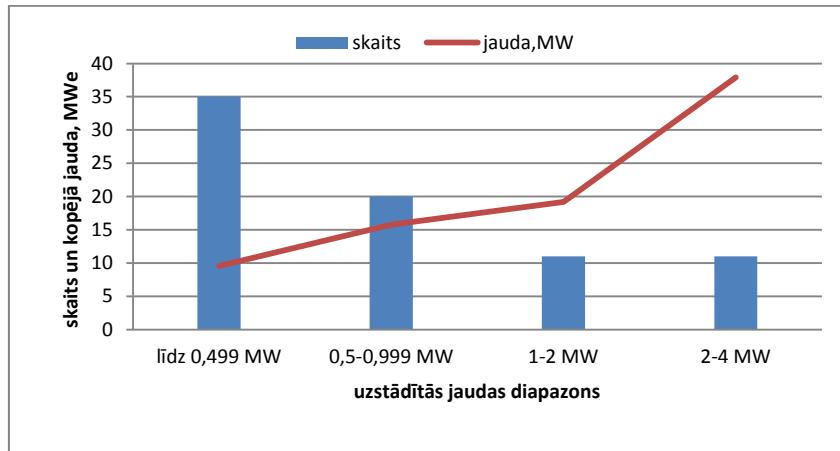
1.6.1. KOĢENERĀCIJAS STACIJU DALĪJUMS LATVIJĀ

Atbalstu elektroenerģijas ražošanai dabas gāzes koģenerācijas stacijās 2012.gadā kopā saņēma 81 iekārta. Iekārtas ir iedalītas divās grupās: mazas un nelielas jaudas un lielas jaudas koģenerācijas stacijas šādos jaudas diapazonos, kas turpmāk izmantoti iekārtu ražotāju un piegādātāju aptaujās:

- mazas un nelielas jaudas koģenerācijas stacijas:
 - līdz 0,5 MW (neieskaitot);
 - 0,5-1 MW (neieskaitot);

- 1-2 MW (neieskaitot);
- 2-4 MW (neieskaitot);
- lielas koģenerācijas stacijas, kuru kopējais skaits ir 4 ar kopējo jaudu 798,6 MWe:
 - 4 MW un vairāk.

Mazas un nelielas jaudas staciju kopskaits ir 77 ar kopējo jaudu 82,43 MW_e. Tās atšķiras gan ar uzstādīto jaudu, gan vecumu, gan iekārtu efektivitāti, gan ieguldījumu kopējā elektroenerģijas ražošanas apjomā. Esošo mazas un nelielas jaudas koģenerācijas iekārtu iedalījums četrās grupās, to skaits un katras grupas kopējā jauda ir apkopots 1.69.attēlā.



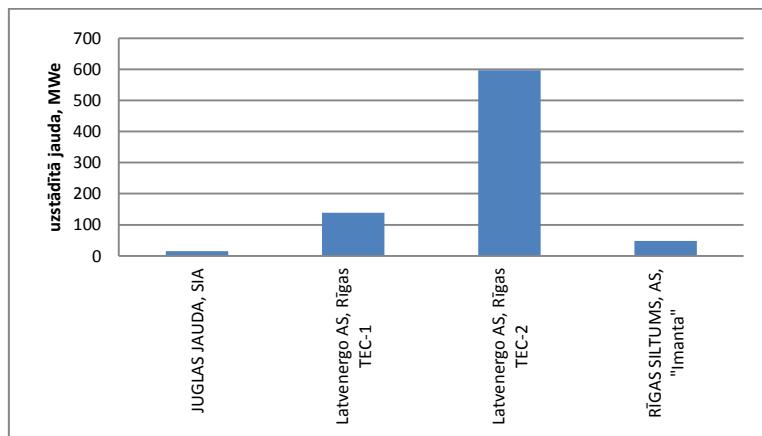
1.69.att. Dabas gāzes koģenerācijas staciju skaits un uzstādītās jaudas

Kā redzams no 1.69.attēla, lielākais staciju skaits ir ar jaudu līdz 1 MWe – 55 koģenerācijas stacijas. Savukārt, lielākā kopējā uzstādītā jauda ir grupai no 2-4 MW un to skaits ir 11. Šo grupu ieguldījums kopējā jaudā ir pretējs:

- 55 staciju (līdz 1 MWe) uzstādītā jauda ir 25,3 MW_e;
- 11 staciju (tuvu 4 MWe) uzstādītā jauda ir 37,9 MW_e.

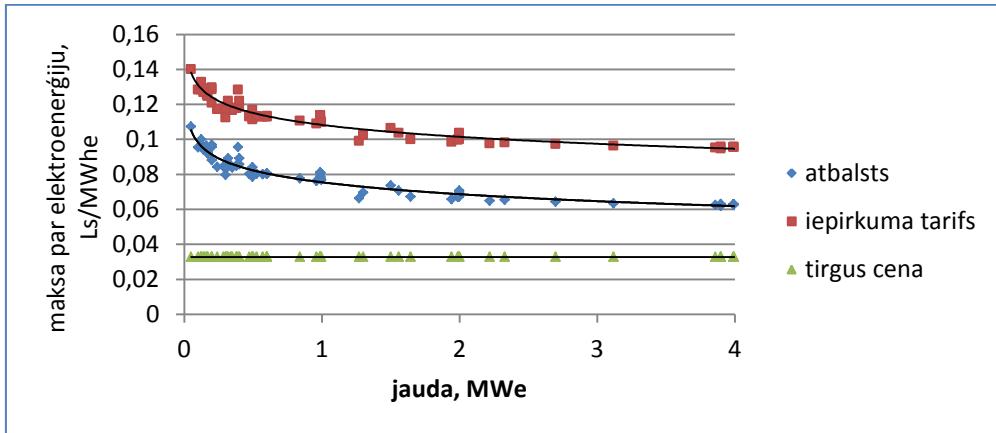
Visas šīs koģenerācijas stacijas izpilda kliedētas enerģijas koncepcijas nosacījumu: tās novietotas tuvu elektroenerģijas lietotājam un samazina kopējos zudumus elektrotīklā.

Latvijā ir četras lielas dabas gāzes stacijas, un tās visas ir izvietotas Rīgā, kas ir jāuzskata, kā slodzes koncentrācija un ir pretēja kliedētas enerģijas koncepcijai (skat. 1.70.attēlu). 2014.gadā tiks nodota ekspluatācijā Rīgas TEC 2 -2 (otrā kārta) ar uzstādīto jaudu 407 MW_e, kura nav iekļauta 1.70.attēlā.



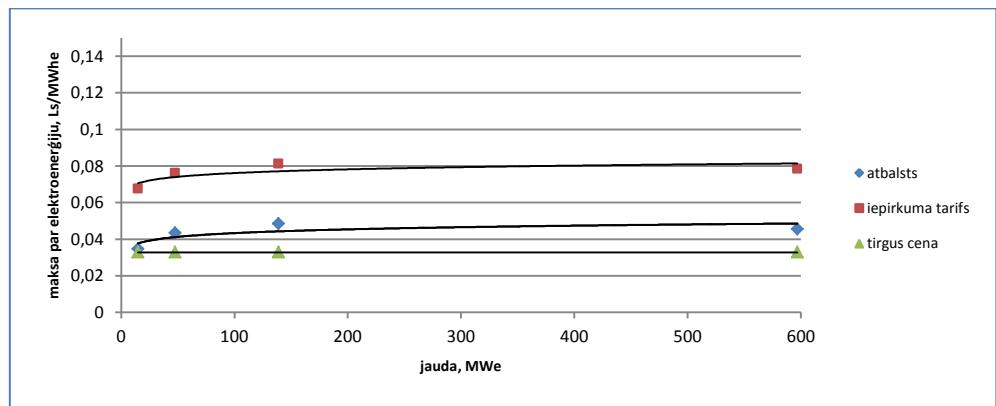
1.70.att. Dabas gāzes koģenerācijas staciju virs 4 MWe uzstādītās jaudas

Visas koģenerācijas stacijas saņem atbalstu, jo ir iekļautas atbalstāmo skaitā. Atbalsta lielums ir atkarīgs no jaudas, un tas ir robežas no 32,8 Ls/MWh lielas jaudas koģenerācijas stacijām līdz 141,1 Ls/MWh koģenerācijas stacijām ar jaudu līdz 0,08 MW. Balstoties uz Ekonomikas ministrijas publicētajiem OIK maksājumiem un veicot datu matemātisko apstrādi, iegūti divi empiriski vienādojumi, kuri ir attēloti 1.71. un 1.72.attēlā. legūtie rezultāti ir pretrunīgi.



1.71.att. Elektroenerģijas tirgus cena, iepirkuma tarifs un valsts atbalsts atkarībā no uzstādītās jaudas 2012.gadā mazas un nelielas jaudas koģenerācijas stacijām

Mazas un nelielas jaudas koģenerācijas stacijām atbalsts samazinās atkarībā no uzstādītās jaudas. Savukārt, lielas jaudas koģenerācijas stacijām atbalsts pieaug atkarībā no uzstādītās jaudas maksimumu sasniedzot, sākot ar 140 MWe jaudu.



1.72.att. Elektroenerģijas tirgus cena, iepirkuma tarifs un valsts atbalsts atkarībā no uzstādītās jaudas 2012.gadā lielas jaudas koģenerācijas stacijām

Atbalsta lielumi virs tirgus cenas iepirkuma tarifā:

- tuvu 4 MW_e jaudai ir 62 Ls/MWh;
- 140-600 MW_e jaudai ir 48 Ls/MWh.

Atšķirība starp atbalstu lielumu tarifā ir 24%, kas ir jāuzskata par nepamatoti nelielu, jo īpatnējie kapitālieguldījumi un īpatnējās uzturēšanas izmaksas, kas attiecinātas pret uzstādītās jaudas kW vai saražotās elektroenerģijas MWh, ir lielākas mazākas jaudas koģenerācijas stacijām.

1.6.2. KAPITĀLIEGULDĪJUMU NOTEIKŠANA

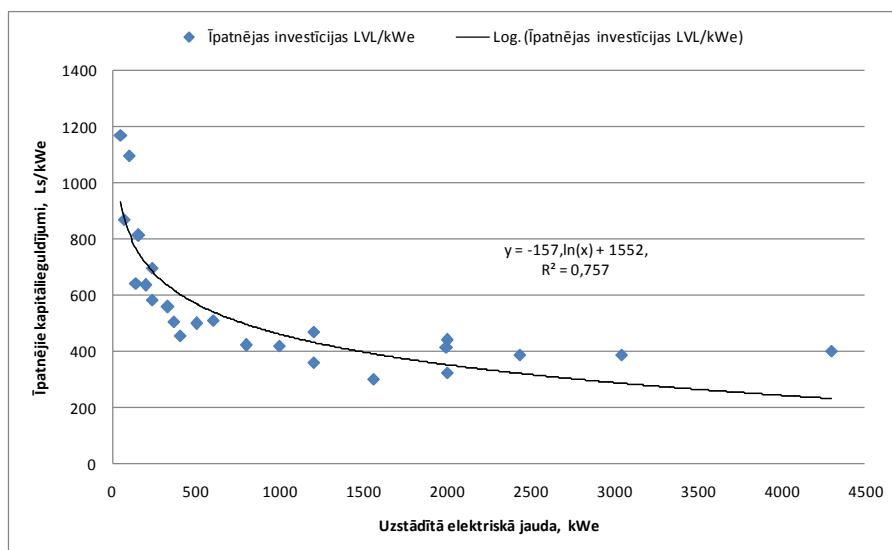
Pētījumos izmantotie dati ir apstrādāti tā, ka tos ir iespējams salīdzināt. Šoreiz tiek izmantoti īpatnējie kapitālieguldījumi Ls/MWe vai Ls/MWhe un īpatnējās uzturēšanas izmaksas Ls/MWe vai Ls/MWhe. Pētījumos iegūtie dati atšķiras un vienā no ES realizēto labās pieredzes projektu analīzes minēts, ka

kopējās īpatnējās investīcijas vienām un tām pašām tehnoloģijām atšķiras: Ziemeļeiropā tie ir vismazākie, bet Dienvidēiropas valstis – vislielākie. Austrumeiropas valstis īpatnējās izmaksas ir pa vidu.

Zemāk ir apkopoti tie dabas gāzes koģenerācijas staciju tehnoloģiju ražotāji, kuru iekārtas tiek piegādātas un uzstādītas Baltijas reģionā, kā arī šo iekārtu tirgotāji, kuri pētījuma ietvaros tika arī aptaujāti:

- *Jenbacher* (sertificētais izplatītājs EE, LV, LT ir SIA „FILTER”) – SIA „FILTER” informāciju sniedza, kā nemainīgas izmaksas visā jaudas diapazonā;
- *Caterpillar* (oficiālais dīleris Latvijā SIA “Witraktor”);
- *Wartsila Finland* (pārstāvis Latvijā Jussi Peltponens);
- *Rolls Royce* (oficiālais pārstāvis Bergen Energy AS, Norway vai Centrālās un Austrumeiropas birojs Čehijā) – informāciju nebija iespējams saņemt, jo nav oficiāla pārstāvniecība;
- *MWM* (Baltijas oficiālais pārstāvis UAB "Envija" Lietuvā) – līdz pētījuma izstrādes beigām informāciju nebija iespējams iegūt;
- *Weseman*;
- *TEDOM* – firmas pārstāvniecība Latvijā informāciju nesniedza, kaut arī ir realizēti pietiekami daudz projektu;
- UPB.

Mazo koģenerācijas staciju līdz 4 MW izmaksas labi korelē ar trenda līkni, kura apraksta īpatnējos kapitālieguldījumus (skat. 1.73.attēlu).



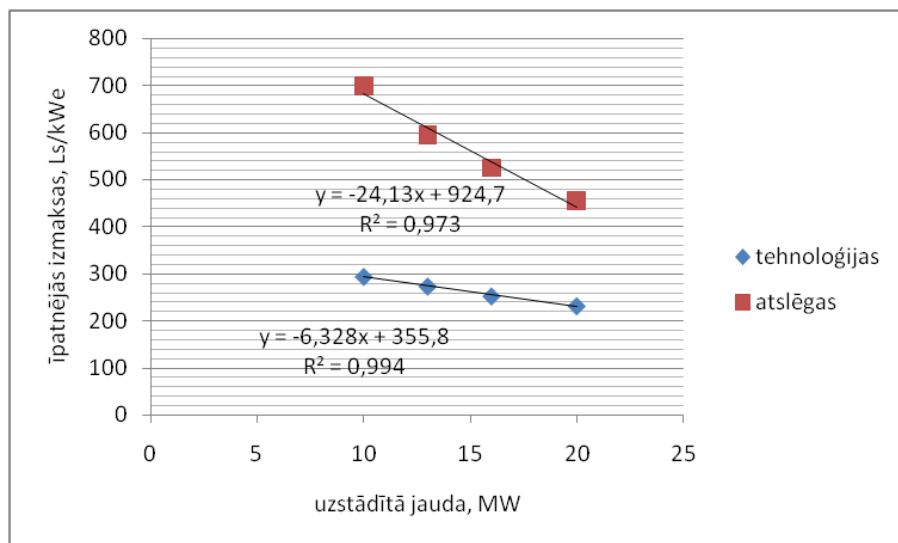
1.73.att. Iekārtu īpatnējie kapitālieguldījumi mazu jaudu diapazonā

Tomēr ražotāju sniegtā informācija par īpatnējiem kapitālieguldījumiem ir nepilnīga, jo neietver projektešanas un pieslēguma izmaksas.

Datu apkopošana no dažādiem tehnoloģiju ražotājiem liecina par datu izkliei, kas ir skaidrojams ar iekārtu un dažadas pakāpes montāžas un būvniecības izmaksām. Dārgākas ir tās koģenerācijas stacijas, kuras uzstādītas, noslēdzot „atslēgas projekta” realizāciju. Tomēr tie ir izdevīgāki iekārtu darbināšanas laikā, kad iekārtu uzstādītāji garantē augstu efektivitāti.

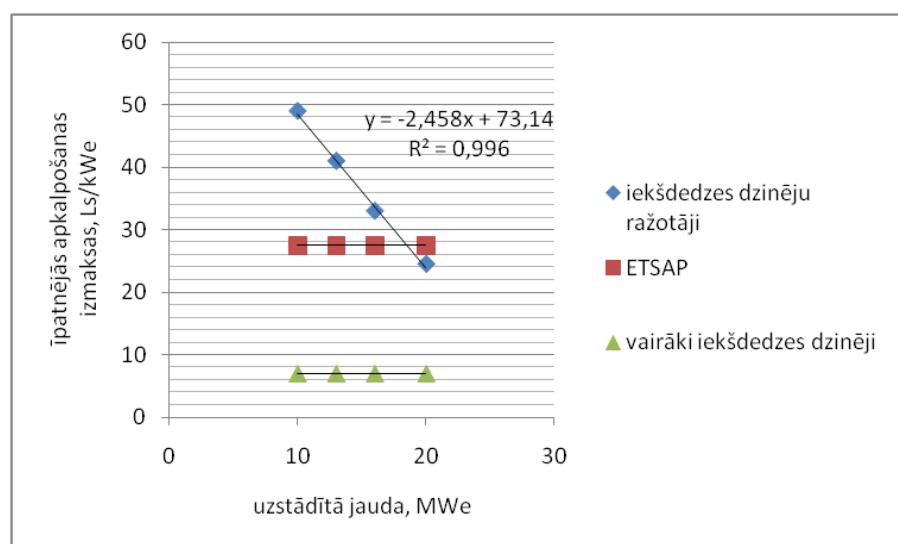
Informācija no tehnoloģiju ražotājiem atšķiras lielākām stacijām. Piemēram, dati, kas saņemti no firmas WARTSILA Finland, ir apkopoti 1.74.attēlā. Kā redzams no 1.74. attēla apkopotajiem datiem, ir svarīgi definēt, kādi uzdevumi tiek uzstādīti koģenerācijas stacijai. Apakšējā taisne rāda, ka, pērkot no tehnoloģiju piegādātājiem tikai tehnoloģijas, to izmaksas ir divas reizes mazākas, jo neietver

projektēšanas un būvniecības izmaksas. Augšējā taisne liecina, ka augstas efektivitātes iekārtas atslēgas projektos, kad projektu realizē no sākuma līdz beigām, kad tiek uzsākta stacijas darbība, izmaksas ir lielākas, kur projektos ar uzstādīto elektrisko jaudu 15 MWe šīs izmaksas ir 500 Ls/MWe.



1.74.att. Koģenerācijas staciju īpatnējās investīcijas

Apkalpošanas un uzturēšanas dati ilustrēti 1.75.attēlā. Tie rāda, ka tehnoloģiju piegādātāju pieredze atšķiras. Uzturēšanas un apkalpošanas izmaksas slodžu diapazonā no 10 – 20 MWe var uzskatīt par nemainīgām it īpaši gadījumos, kad koģenerācijas stacijas strādā ar daļēju un mainīgu slodzi, kā arī uzstādot vairākus iekšdedzes dzinējus dabas gāzes koģenerācijas stacijās. To apstiprina arī ETSAP (skat. tekstā zemāk). Iekšdedzes dzinēju ražotāji uzskata, ka gadījumos, ja ir uzstādīts tikai viens dzinējs trenda vienādojums, kas redzams 1.75. attēlā ir lineārs.



1.75.att. Koģenerācijas stacijās saražotās enerģijas apkalpošanas un uzturēšanas īpatnējās izmaksas

Nākamajā nodaļā pie darbināšanas izmaksām ir analizēti arī elektroenerģijas ražotāju sniegtie dati par īpatnējiem kapitālieguldījumiem un sasaisti ar iekārtu piegādātāju sniegtajiem datiem. Jāņem arī vērā, ka elektroenerģijas ražotāji iekārtas ir uzstādījuši laika posmā no 1998. līdz 2011.gadam, bet iekārtu piegādātāju cenas ir 2013.gada tirgus cenas. Sakarā ar to, ka Latvijā ir tikai viena dabas gāzes koģenerācijas stacija slodžu diapazonā no 4-45 MWe un šīs stacijas īpašnieki nesniedza informāciju datu analīzei, tad tālāk aprēķinos uzturēšanas un apkalpošanas izmaksas nemtas, veicot pieņēmumus, kas

sakrīt ar trenda vienādojumu un atrodas starp 0,1 - 4 MWe un 47,7 MWe stacijām. Šīs stacijas gadījumā tika pieņemts, ka īpatnējās izmaksas var noteikt balstoties uz noteikto trenda vienādojumu.

Nemot vērā, ka kapitālieguldījumu un darbināšanas izmaksu izvērtēšanā ir svarīgi iemt arī starptautisko praksi, jo dabas koģenerācijas stacijas Eiropā un pasaulē tiek uzstādītas jau vairākas dekādes, zemāk ir apkopoti īpatnējie kapitālieguldījumi un arī darbināšanas izmaksas no vairākiem starptautiski atzītiem pētījumiem.

1. *The Energy Technology Systems Analysis Program (ET SAP)²⁹*

Dabas gāzes koģenerācijas ar iekšdedzes dzinējiem ar jaudu 0,07-6 MWe izmaksas sadalās šādi:

- investīcijas 850-1950 \$/kWe: parasti ir 1150 \$/kWe;
- apkalpošanas (O&M) izmaksas ir 200 – 300 \$/kWe gadā.

Dabas gāzes koģenerācijas ar CCGT tehnoloģijām ar jaudu 12-300 MWe izmaksas sadalās šādi:

- investīcijas 1100- 1800 \$/kWe: parasti ir 1300 \$/kWe;
- apkalpošanas (O&M) izmaksas ir 50 \$/kWe gadā.

Aprēķinos tiek pieņemts, ka koģenerācijas staciju tehniskais darba mūžs ir 20 gadi, bet ekonomiskais – 15 gadi. Izpēte veikta arī prognoze investīcijām: 1100 \$/kWe – 2020.gadā; 1000 \$/kWe – 2030.gadā.

2. *Cogeneration case studies handbook³⁰*

Starptautiskā projekta CODE ietvaros tika izstrādāts labās prakses projektu piemēru rokas grāmatā. Balstoties uz publicētajiem datiem un to analīzes, 1.11.tabulā ir apkopotas īpatnējie kapitālieguldījumiem dažādas jaudas projektiem Eiropas Savienības dalībvalstīs.

1.11.tabula

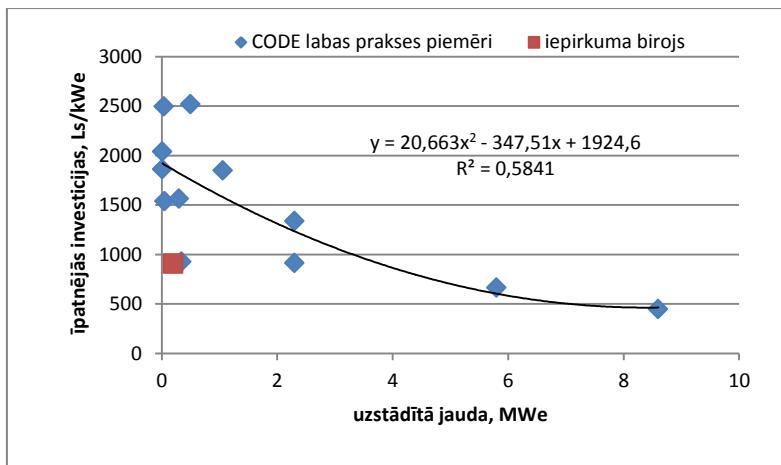
ES labās prakses projektu piemēru analīzes dati [projekta CODE]

MWe	MWth	Ls/kWe	Eiro/kWe	Eiro	Valsts	Kurināmais
0,012	0,024	2042	2917	35000	Belgija	dabas gāze
0,011	0,025	1862	2660	29260	UK	dabas gāze
8,6	9,54	448	640	5500000	Belgija	dabas gāze
2,3	2,4	1339	1913	4400000	UK	dabas gāze, biodīzelis
5,8	6,1	664	948	5500000	Spānija	dabas gāze
1,06	1,27	1849	2642	2800000	Itālija	dabas gāze
0,05	0,081	1540	2200	110000	Slovēnija	dabas gāze
0,3	0,45	1563	2233	670000	Čehija	dabas gāze
0,04	0,086	2497	3568	142700	Grieķija	dabas gāze
0,34	0,68	926	1324	450000	Grieķija	dabas gāze
0,5	0,5	2520	3600	1800000	Kipra	dabas gāze
2,3	2,3	913	1304	3000000	Vācija	dabas gāze

Tabulā apkopotie dati grafiski ir ilustrēti 1.76.attēlā. Katrs punkts raksturo vienu projektu Eiropas Savienībā. Tikai viens punkts ir no IUB.

²⁹ Pētījums pieejams: www.iea-etsap.org/web/E-TechDS

³⁰ IEE programmas projekta CODE pētījums, kas pieejams <http://www.code-project.eu/>



1.76.att. ES dabas gāzes koģenerācijas staciju labās prakses piemēru informācija

3. *Methodology for Determining the Reference Costs for High-Efficiency Cogeneration. Report. 2009 / Republic of Slovenia Ministry of the Economy. Ljubljana. 2009 -53 p*

Dzinēju lietderības koeficienti koģenerācijas stacijā pētījumā ir šādi:

	0,005 MWe	0,5 MWe	3 MWe
El/ne lietderības koeficients,%	27	38	40
Siltuma lietderības koeficients,%	63	47	42
Kopējais,%	90	85	82

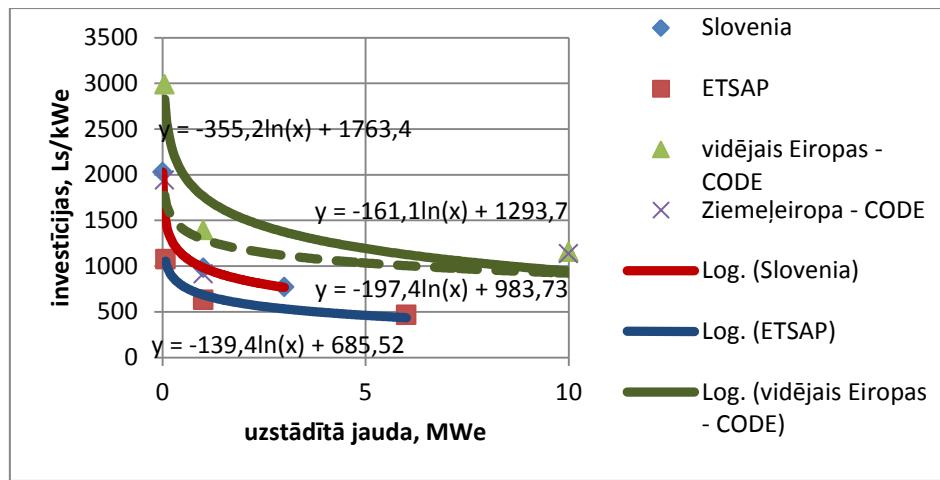
Koģenerācijas staciju izmaksas ir sekojošas:

	0,005 MWe	0,5 MWe	3 MWe
Investīcijas, €/kWe	2900	1400	1100
Apkalpošanas (O&M) izmaksas €/MWh	15	9	8
Darbinieku skaits	0	0,5	2
Apdrošināšana un citas izmaksas, % no kopējām investīcijām	1,5	1,5	1,5

4. *UK Electricity Generation Costs Update / Mott MacDonald*

Pētījumā noteiktie īpatnējie kapitālieguldījumi dabas gāzes CCGT tehnoloģijām, kuru efektivitāte ir 60%, ir 800 Eiro/kW_e. Apkalpošanas izmaksas tiek noteiktas 2,5% apjomā no kapitālieguldījumiem.

Apkopojot datus no augstāk minētajiem pētījumiem (skat. 1.77.attēlu), var teikt, ka mazas un nelielas jaudas dabas gāzes koģenerācijas staciju investīciju izmaksas (ieskaitot būvniecības izmaksas) ir diapazonā no 1000 Ls/kW_e (ar jaudu tuvu 4 MW_e) līdz 1900 Ls/kW_e (ar jaudu zem 0,2 MW_e).



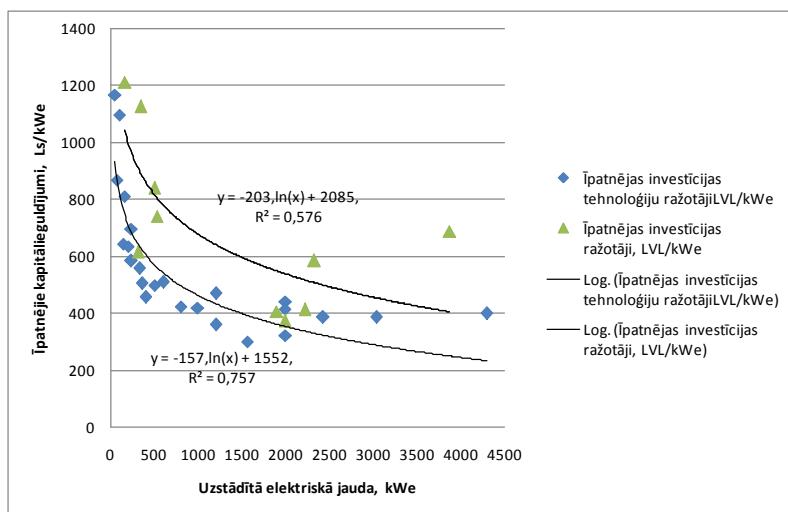
1.77.att. Investīcijas atkarībā no uzstādītās jaudas

Par kombinētā cikla gāzes turbīnu stacijām šobrīd ir ļoti pretrunīga informācija, it īpaši, ja salīdzina kombinētā cikla koģenerācijas stacijas ar iekšdedzes dzinēju stacijām. Iekšdedzes dzinēju stacijas ir lētākas, bet tām ir zemāks elektroenerģijas lietderības koeficients, tātad lielākas ir darbināšanas izmaksas.

1.6.3. DARBINĀŠANAS IZMAKSU NOTEIKŠANA

Pētījuma ietvaros tika aptaujāti 11 vietējie dabas gāzes koģenerācijas staciju operatori, lai noskaidrotu šo staciju darbināšanas izmaksas 2012.gadā. No aptaujātajiem savu izmaksu pārskatu līdz pētījuma iesniegšanas brīdim sniedza 6 elektroenerģijas ražotāji jaudas diapazonā 0,1-4 MWe, 1 elektroenerģijas ražotājs jaudas diapazonā 20-50 MWe un 3 elektroenerģijas ražotāji jaudas diapazonā virs 100 MWe. Pētījuma autori nesaņēma informāciju no dabas gāzes koģenerācijas stacijas ar uzstādīto jaudu 14,9 MWe, kura ir vienīgā stacija Latvijās jaudas diapazonā no 4-20 MWe.

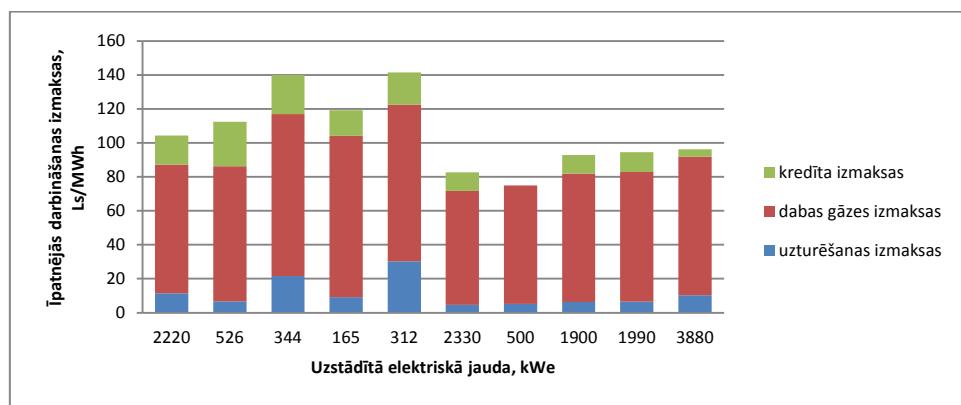
Iegūtie dati par kapitālieguldījumiem un darbināšanas izmaksām ir apkopoti 1.78.-1.81.attēlos.



1.78.att. Ipatnējie kapitālieguldījumi, kas apkopoti no vietējo elektroenerģijas ražotāju un koģenerācijas tehnoloģiju ražotāju informācijas

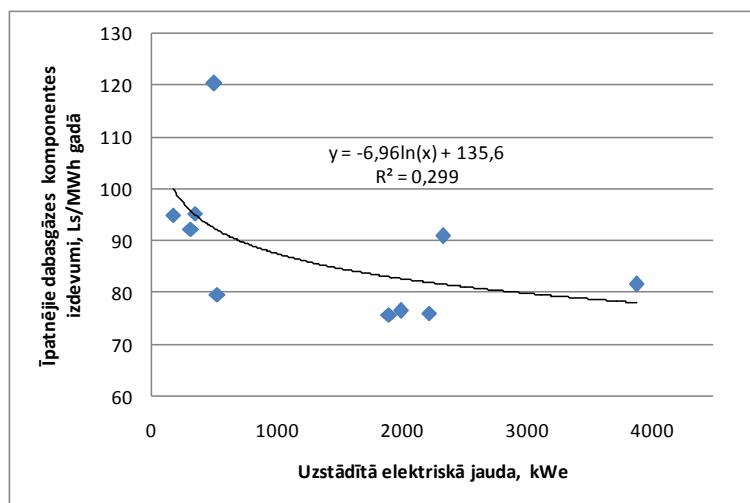
Kā redzams no grafikiem, visos gadījumos ir iespējams uzvilkīt īpatnējo kapitālieguldījumu līmenatzīmes (trendus), kuras labi apraksta koģenerācijas staciju izmaksas.

Investīcijas ir tieši saistītas ar kredītiem, dabas gāzes un uzturēšanas izmaksas, par kurām informāciju ir snieguši elektroenerģijas ražotāji ir ilustrētas 1.79.attēlā.



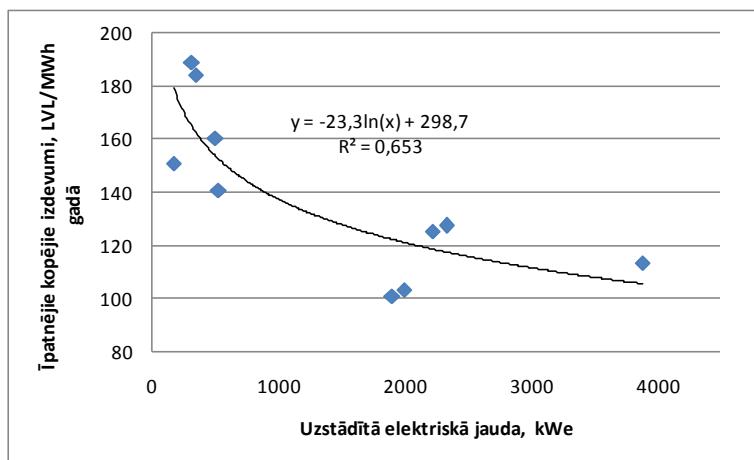
1.79.att. Elektroenerģijas ražotāju izmaksas

Lielākās mainīgās izmaksas, ir dabas gāzes izmaksas, tās ir ilustrētas 1.80.attēlā.



1.80.att. Dabas gāzes izmaksas atkarībā no uzstādītās jaudas

Dati 1.78.attēlā ilustrē absurdā situāciju, kas izveidojusies: lai iegūtu 1 MWh elektroenerģijas no valsts aizplūst naudas līdzekļi trīskāršā apjomā salīdzinājumā ar elektroenerģijas tirgus vērtību. Par to samaksā elektroenerģijas lietotājs, maksājot obligātā iepirkuma tarifu.



1.81.att Kopējie izdevumi, kas saistīti ar dabas gāzes koģenerāciju

Īpatnējie kopējie izdevumi ir ilustrēti 1.81.attēlā. Tie rāda, ka darbināšanas izdevumi ir lieli un galvenā komponente ir dabas gāzes cena. Tas liecina par to, ka šāda situācija nav ne ekonomiski, ne ekoloģiski, ne sociāli attaisnojama.

Trenda vienādojums šajā gadījumā ir:

$$T_{dg} = 298,7 - 23,3 \ln(P_{chp}), \text{ Ls/MWh},$$

kur

T_{dg}	-	dabas gāzes koģenerācijas stacijas kopējie izdevumi, Ls/MWh;
P_{chp}	-	koģenerācijas stacijas uzstādītā jauda, kWe.

1.6.4. ATBALSTA INTENSITĀTES IZVĒRTĒJUMS DABAS GĀZES KOĢENERĀCIJAS STACIJĀM LATVIJĀ

Atbalsta intensitātes izvērtēšanai dabas gāzes koģenerācijām tika veikti papildus pieņēmumi, kas apkopoti 1.12.tabulā.

1.12.tabula

Pieņēmumi dabas gāzes koģenerācijas stacijām atbalsta intensitātes noteikšanai

Parametrs	Pieņēmuma vērtība
Darbināšanas stundas, h	5500
O&M izmaksas, Ls/MWh	15
Iekārtas darbības mūžs, gadi	15
Darba alga (ar sociālo nodokli) 1 darbiniekam, Ls/gadā	8400
Elektroenerģijas pašpatēriņš, %	3

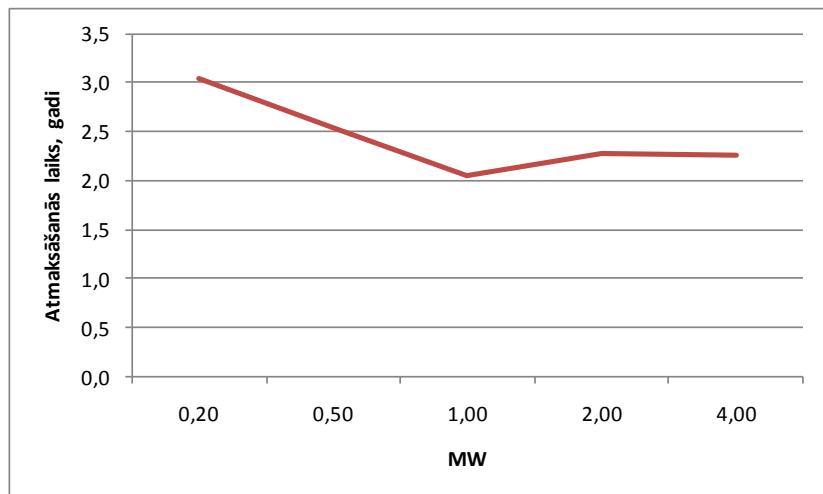
Svarīgs pieņēmums ir siltumenerģijas cenas noteikšana:

$$T_{se} = T_{dg}/\eta_{km},$$

kur

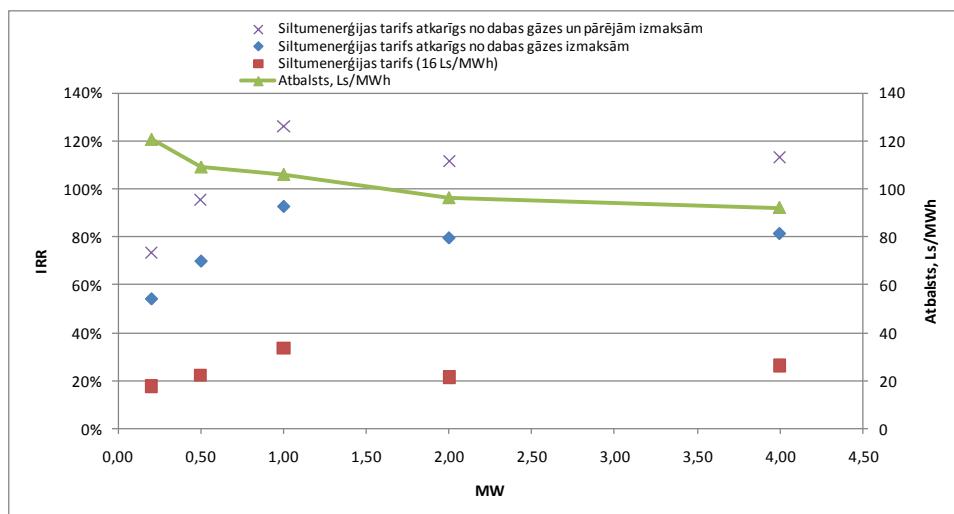
T_{se}	- tarifs siltumenerģijai, Ls/MWh _{th} ;
T_{dg}	- dabas gāzes tarifs, Ls/MWh;
$\eta_{km} = 0,92$	- katlu mājas lietderības koeficients.

Vienkāršais atmaksāšanās laiks ir aprēķināts, kopējās investīcijas dalot ar gada tīrajiem ienākumiem. Dabas gāzes vienkāršā atmaksāšanās laika aprēķinu rezultāti ilustrēti 1.82.attēlā, kur parādīts atmaksāšanās laiks atkarībā uzstādītās jaudas: jo lielāka jauda, jo investīcijas ātrāk atmaksājas.



1.82.att. Dabas gāzes koģenerācijas stacijas vienkāršais atmaksāšanās laiks

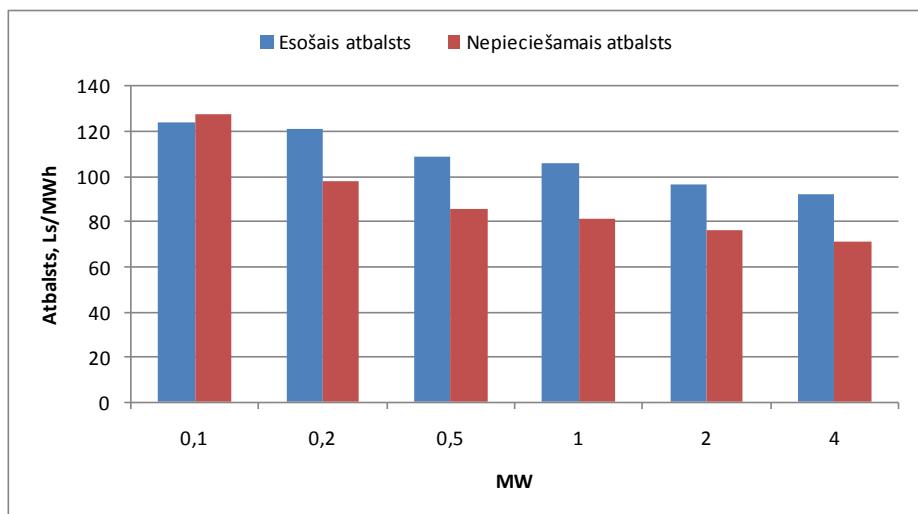
Zemāk ir salīdzināts IRR rādītājs dažādiem jaudas diapazoniem. IRR ir atkarīga no ekonomiskiem rādītājiem, kuri tiek pieņemti, lai būtu iespējams salīdzināt dažādus projektus (skat. 1.83.attēlu). Ar esošo atbalstu elektroenerģijas ražošanai augstākais IRR rādītājs ir sasniedzams tajā gadījumā, ja saražotā siltumenerģija tiek pārdota par cenu, kas sedz gan dabas gāzes, gan pārējās izmaksas un atspoguļo reālās siltumenerģijas ražošanas izmaksas. IRR rādītājs šajā gadījumā svārstās no 73% mazas jaudas koģenerācijas stacijām līdz pat 113% koģenerācijas stacijām ar jaudu 4 MW_e. IRR rādītājs ir 20% robežās gadījumā, ja siltumenerģija tiek pārdota par 16 Ls/MWh, kas nav pat puse no siltumenerģijas ražošanas izmaksām dabas gāzes katlu mājās.



1.83.att. Iekšējās peļņas vērtību analīze

Kā liecina aprēķinu dati, IRR ir būtiski atkarīgs no siltumenerģijas pārdošanas cenas, kuru samazinot, ir iespējams subsidēt siltumapgādes sistēmu. Šķērssubsīdijas veido necaurspīdīgu biznesa vidi un bremzē siltumenerģijas ražotāju attīstību. Naudas plūsmas piemērs 1 MW dabas gāzes koģenerācijas stacijai ir dots 11.pielikumā.

1.84.attēlā ir dots esošā un nepieciešamā atbalsta izvērtējums, pieņemot, ka ienākumi no siltumenerģijas veidojas, balstoties uz dabas gāzes pašizmaksu. Nepieciešamais atbalsts ir aprēķināts, pieņemot, ka projekta ienesīgums IRR=12%. Izmantotās vērtības ir dotas arī 1.13.tabulā.



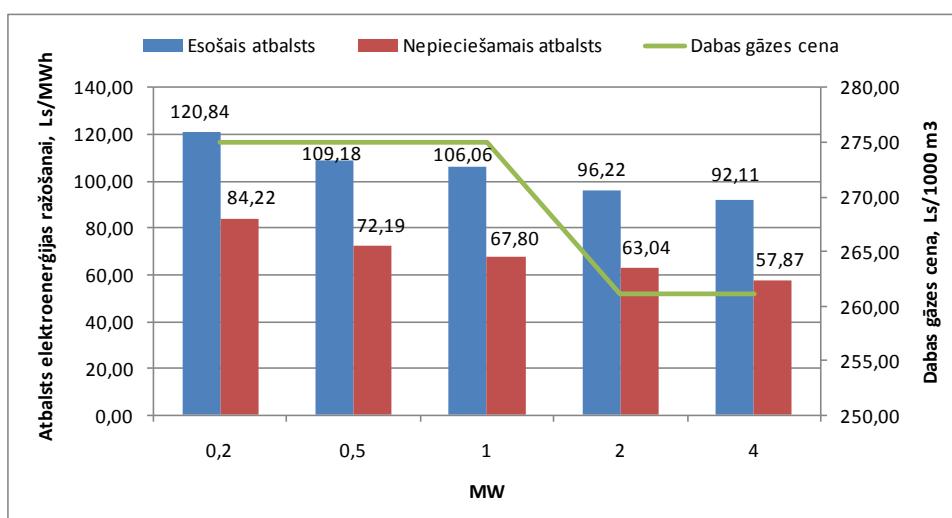
1.84.att. Esošais un nepieciešamais atbalsts elektroenerģijas ražošanai, pieņemot, ka saražotā siltumenerģija tiek pārdota par dabas gāzes pašizmaksu

1.13.tabula

Izmantotās vērtības esošā un nepieciešama atbalsta noteikšanai

	0,1	0,2	0,5	1	2	4
Esošais atbalsts, Ls/MWh	123,76	120,84	109,18	106,06	96,22	92,11
Nepieciešamais atbalsts, Ls/MWh	127,43	98,01	86,02	81,60	76,19	71,00
Dabas gāzes cena, Ls/1000 m ³	274,99	274,99	274,99	274,99	261,10	261,10
Siltumenerģijas tarifs, Ls/MWh	32,14	32,14	32,14	32,14	30,52	30,52

Kā redzams 1.84.attēlā, atbalsta maksājumam, sākot no 0,2 MW, ir jābūt mazākam nekā tas ir šobrīd. Tas galvenokārt ir saistīts ar ienākumiem, kas koģenerācijas stacijas operatoram rodas no siltumenerģijas pārdošanas par dabas gāzes pašizmaksu. Nemot vērā, ka siltumenerģijas kopējās izmaksas veido ne tikai kurināmā izmaksas, bet arī pārējās izmaksas, 1.85.attēlā un 1.14.tabulā ir doti rezultāti esošā un nepieciešamā atbalsta izvērtējumam, pieņemot, ka siltumenerģija patērētājiem tiek pārdota par tās patieso vērtību.



1.85.att. Esošais un nepieciešams atbalsts elektroenerģijas ražošanai, pieņemot, ka saražotā siltumenerģija tiek pārdota par patieso siltumenerģijas ražošanas cenu

1.14.tabula

Izmantotās vērtības esošā un nepieciešama atbalsta noteikšanai

	0,1	0,2	0,5	1	2	4
Esošais atbalsts, Ls/MWh	123,76	120,84	109,18	106,06	96,22	92,11
Nepieciešamais atbalsts, Ls/MWh	113,68	84,22	72,19	67,80	63,04	57,87
Dabas gāzes cena, Ls/1000 m ³	274,99	274,99	274,99	274,99	261,10	261,10
Siltumenerģijas tarifs, Ls/MWh	42,85	42,85	42,85	42,85	40,69	40,69

Kā redzams 1.85.attēlā, ja siltumenerģija no dabas gāzes koģenerācijas stacijām tiek pārdota par 40,69-42,85 Ls/MWh, nepieciešamais atbalsts samazinās līdz 57,87-113,68 Ls/MWh atkarībā no jaudas.

Neskaidra situācija ir izveidojusies ar koģenerācijas stacijām, kuras ir lielākas par 4 MW. Tām MK noteikumos Nr. 221 ir atvēlēta īpaša vieta. Šajā dokumentā ir noteikts, ka elektroenerģijas ražotājs var saņemt maksu par uzstādīto jaudu un specifisku samaksu par saražotajām MWh elektroenerģijas. Šie specifiskie nosacījumi neliek stacijām darboties ar pilnu slodzi maksimālu stundu skaitu. Tāpēc atmaksāšanās laiks ir atkarīgs gan no tā, cik ilgi stacija strādāja, gan investīciju apjoma, kreditēšanas nosacījumiem utt.

Analīzi sarežģīja situācija, kura izveidojās sakarā ar to, ka, kā jau iepriekš minēts, pētījuma autori nesaņēma informāciju no dabas gāzes koģenerācijas stacijas ar uzstādīto jaudu 14,9 MWe.

Provizoriskais atmaksāšanās laiks ir no 2,5 gadi (15 MW dabas gāzes koģenerācijas stacijai ar iekšdedzes dzinēju) līdz 6 un vairāk gadi Rīgas TEC 2 (ar modernu kombinēta cikla tehnoloģijām).

2. STARPTAUTISKĀS PIEREDZES IZVĒRTĒJUMS

Gandrīz katrā no Eiropas Savienības dalībvalstīm ir paredzēts atbalsts atjaunojamo energoresursu lietojumam elektroenerģijas ražošanā. Tas var būt izteikts dažādās formās: subsīdiju, aizņēmumu, iepirkuma tarifa, kvotu sistēmas un/vai nodokļu regulējuma veidā. Turpmāk apskatīti četrās valstīs – Austrijā, Vācijā, Nīderlandē un Zviedrijā – izmantotie atbalsta mehānismi atjaunojamās elektroenerģijas ražošanas un koģenerācijas nozarēs. Šīs Rietumeiropas valstis jau vairāku gadu garumā ir izveidojušas caurspīdīgus atbalsta mehānismus, un to pieredze var tikt pārnesta arī uz Latviju.

2.1. ATBALSTA LĪMEŅA INTENSITĀTES SALĪDZINOŠĀ ANALĪZE

2.1.tabulā ir apkopoti Austrijā, Vācijā, Nīderlandē un Zviedrijā izmantotie atbalsta mehānismi biogāzes, biomasas, hidro, Saules un vēja elektrostacijām. Apakšnodajās zemāk ir analizēta atbalsta līmena intensitāte katrā no pētījumā iekļautajām valstīm, kā arī identificēti galvenie parametri un izmantotās formulas (tur, kur tas bija iespējams) atbalsta intensitātes noteikšanai, nesmot vērā arī atbalsta intensitātes izmaiņas kopš 2011.gada.

2.1.tabula

Atbalsta mehānismi AER-E Austrijā, Vācijā, Nīderlandē un Zviedrijā³¹

VALSTS	SUBSĪDIJAS					AIZDEVUMI					IEPIRKUMA TARIFS					PREMIUM TARIFS					KVOTU SISTĒMA					NODOKĻU REGULĒJUMS				
	BG	BM	HY	SO	WI	BG	BM	HY	SO	WI	BG	BM	HY	SO	WI	BG	BM	HY	SO	WI	BG	BM	HY	SO	WI	BG	BM	HY	SO	WI
AT			✓	✓							✓	✓	✓	✓	✓															
DE						✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓									
NL				✓				✓	✓	✓							✓	✓	✓	✓	✓					✓	✓	✓	✓	✓
SE				✓																		✓	✓	✓	✓	✓				✓

2.1.1. AUSTRIJA

Iepirkuma tarifs. Elektroenerģijas ražošana no AER tiek atbalstīta galvenokārt caur iepirkuma tarifu, kura apmērs ir noteikts Austrijas Zaļās elektroenerģijas likumā (ÖSG 2012) un saistošajos normatīvajos aktos. Iepirkuma tarifa apmērs atkarīgs no AER veida un iekārtas tehnoloģiskajiem parametriem. Atkarībā no izmantotās tehnoloģijas iepirkuma tarifu maksā 13-15 gadus no iekārtas darbības uzsākšanas dienas. Atsevišķām tehnoloģijām (piemēram, Saules PV) iepirkuma tarifs var tikt pakāpeniski samazināts, nesmot vērā konkrētās tehnoloģijas izmaksu attīstību.

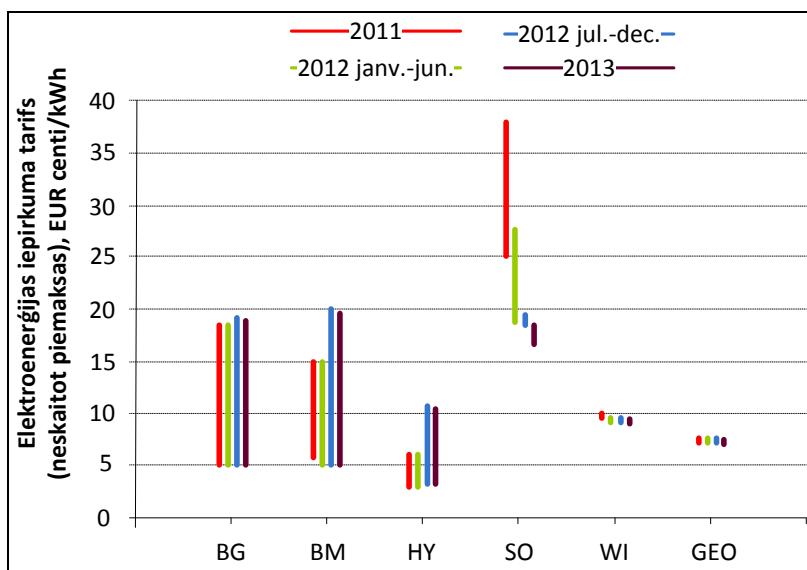
Elektroenerģijas iepirkuma tarifa izmaiņas Austrijā laika posmā no 2011.-2013.gadam atspoguļotas 2.1.attēlā. Maksimālais iekārtas darba stundu skaits, par kurām operators var saņemt iepirkuma tarifu, ir:

- Biogāze 7 000 h
- Cietā vai šķidrā biomasa 6 000 h
- Vēja turbīnas 2 150 h
- Saules PV sistēmas 950 h

³¹ Izmantotie apzīmējumi: BG – biogāzes, BM – biomasas, HY – hidro, SO – Saules, WI – vēja elektrostacijas

- Mazās HES 4 000 h
- Citas iekārtas 7 250 h

Elektroenerģijas ražošana koģenerācijā tiek atbalstīta piemaksas veidā. Piemaksas apmērs ir 2 €ct/kWh. Lai saņemtu piemaksu, iekārtai ir jānodrošina noteiktu efektivitātes kritēriju izpilde. Esošā iepirkuma tarifa detalizētāks salīdzinājums par Austriju un Vāciju ir dots 12.pielikumā.



2.1.att. Elektroenerģijas iepirkuma bāzes tarifi Austrija³²

Subsīdijas. Atjaunojamās elektroenerģijas iekārtu uzstādīšanas un rekonstrukcijas projekti tiek atbalstīti ar investīciju subsīdijām. Atbalsta intensitāte atkarīga no izmantotās tehnoloģijas un iekārtas jaudas (skat. 13.pielikumā).

Atbilstoši Austrijas Koģenerācijas likumam (KWK Gesetz 2009) un ÖSG 2012 esošas koģenerācijas iekārtas centralizētajā siltumapgādē un jaunu koģenerācijas iekārtu uzstādīšanas projekti (izņemot stacijas, kurām noteikts atbalsts saskaņā ar Zaļās elektroenerģijas likumu) var saņemt investīciju atbalstu, ja tiek nodrošināts noteikts energoresursu un oglēķa dioksīda emisiju ietaupījums, salīdzinot ar atsevišķu siltumenerģijas un elektroenerģijas ražošanu. Atbalsta apmērs esošām un modernizētām koģenerācijas stacijām tiek aprēķināts uz €ct/kWh bāzes atkarībā no dažādām stacijas izmaksu komponentēm: kurināmā izmaksas, darbināšanas un apkopes izmaksas, kapitāla atdeve, sociālās apdrošināšanas iemaksas, administratīvās izmaksas un nodokļi.

Jaunas koģenerācijas iekārtas, kas saņēmušas atļauju darbības uzsāksanai līdz 2012.gada 30.septembrim un ir nodotas ekspluatācijā līdz 2014.gada 31.decembrim, var saņemt investīciju subsīdijas līdz 10% no kopējām izmaksām atkarībā no uzstādītās jaudas.

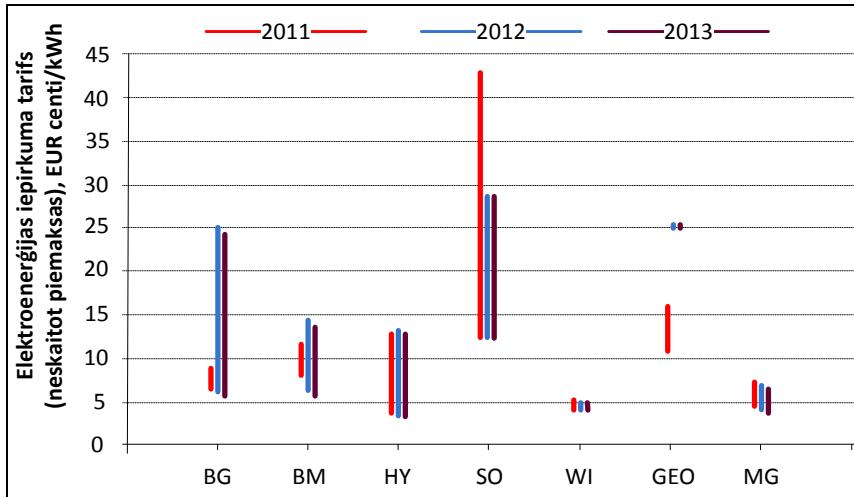
Piekļuve tīkliem. Vispārējā enerģētikas likumdošana un nediskriminējoši principi nosaka garantētu pieeju elektroenerģijas tīklam elektroenerģijai, kas ražota no AER.

2.1.2. VĀCIJA

Iepirkuma tarifs. Elektroenerģijas ražošana no AER un raktuvju gāzes tiek atbalstīta ar iepirkuma tarifu saskaņā ar kritērijiem, kas noteikti Atjaunojamo energoresursu likumā (EEG 2012). Iepirkuma tarifa apmērs tiek aprēķināts, no likumā noteiktā tarifa līmeņa atņemot samazinājuma likmi. Ikgadējā tarifa

³² Izmantotie apzīmējumi: GEO – ģeotermālās elektrostacijas

likmes sazinājuma mērķis ir veicināt ražošanas izmaksu samazinājumu, pateicoties tehnoloģiju attīstībai. Fiksētais iepirkuma tarifs atkarīgs no izmantotās tehnoloģijas, stacijas jaudas un atrašanās vietas. Tarifa aprēķinā tiek ķemtas vērā plānotās iekārtas būvniecības un ekspluatācijas izmaksas (kapitālizmaksas, darbināšanas izmaksas, monitoringa un darbaspēka izmaksas u.c.). Elektroenerģijas iepirkuma tarifu operatori var saņemt 20 gadus. Iepirkuma tarifa izmaiņas Vācijā laika posmā no 2011.-2013.gadam atspoguļotas 2.2.attēlā.



2.2.att. Elektroenerģijas iepirkuma bāzes tarifi Vācijā³³

2.2.attēlā dotajiem elektroenerģijas iepirkuma bāzes tarifiem atkarībā no tehnoloģijas tiek piemērotas piemaksas³⁴:

- Vējs:** Sauszemes vēja turbīnām pirmos 5 gadus, bet vēja turbīnām jūrā pirmos 12 gadus tiek piemērots paaugstināts iepirkuma tarifs. Paaugstinātā iepirkuma tarifa likme ir attiecīgi 8,93 €ct/kWh (sauszemes VES) un 15-19 €ct/kWh (VES jūrā). Papildus piemaksas: 0,48-0,5 €ct/kWh par sistēmas apkopi un 0,5 €ct/kWh par nokalpojušo iekārtu atjaunošanu.
- Biomasa:** Par noteiktu biomasa izejvielu izmantošanu tiek piemērota piemaksa 2,5-8 €ct/kWh apmērā. Lai saņemtu piemaksu, vismaz 60% no elektroenerģijas jābūt ražotai koģenerācijā un ir jānodrošina lietderīga siltuma izmantošana atbilstoši likumā noteiktām siltuma izmantošanas iespējām:
 - apkures, dzesēšanas un karstā ūdens apgādei ēkās;
 - ievadīšanai siltumtīklos, ja vidējie zudumi nepārsniedz 25% no pieprasītā siltuma daudzuma;
 - ražošanas procesos;
 - koksnes žāvēšanai ar siltuma patēriņu līdz 0,9 kWh uz kilogramu koksnes;
 - lopu novietņu apkurei (dots ierobežojums attiecībā uz enerģijas patēriņu katram no dzīvnieku veidiem);
 - atkritumu pārstrādes procesos.

Lauksaimniecības kultūru izmantošana izejvielās ir ierobežota līdz 60%.

- Ģeotermālā enerģija:** Piemaksa 5 €ct/kWh apmērā, izmantojot noteikta veida tehnoloģijas.

³³ Izmantotie apzīmējumi: MG – raktuvju gāzes elektrostacijas

³⁴ Saīdzinot ar EEG 2004 un EEG 2009, jaunajā likuma versijā daļa no līdz šim pastāvējušām piemaksām ir vai nu atceltas, vai to likmes ir samazinātas

Iepirkuma tarifs un piemaksas, sākot ar 2013.gadu (vai 2018.gadu atsevišķām tehnoloģijām), katru gadu tiek samazinātas par šādām likmēm:

- Hidroenerģija: 1%;
- Atkritumu poligona gāze, noteikudeņu attīrišanas dūnu gāze un raktuvju gāze: 1,5%;
- Biomasa: 2%;
- Ģeotermālā enerģija (no 2018.g.): 5%;
- Vēja enerģija: turbīnām uz sauszemes – 1,5% (no 2013.g.) un turbīnām jūrā – 7% (no 2018.g.);
- Saules enerģija: samazinājuma likme atkarīga no kopējās sasnietgās jaudas.

Atbalsts elektroenerģijas ražošanai koģenerācijā ir noteikts Vācijas Koģenerācijas likumā (KWK 2012). Atbilstoši KWK 2012 koģenerācijas elektrostacijas, kas nesaņem atbalstu saskaņā ar EEG, papildus tirgus cenai (nosaka vienošanās starp ražotāju un tīkla operatoru) saņem koģenerācijas piemaksu 1,8-5,41 €ct/kWh apmērā.

Premium (paaugstinātais) iepirkuma tarifs. Lai veicinātu atjaunojamās elektroenerģijas ražotājus tiešā veidā pārdot saražoto elektroenerģiju tirgū, EEG 2012 nosaka tirgus piemaksu elektroenerģijai, kas ražota no AER un kas tiek pārdota tirgū (nevis sadales sistēmas operatoriem par fiksētu iepirkuma tarifu). Elektroenerģijas ražotāji tādējādi papildus tirgus cenai saņem tirgus piemaksu, ko aprēķina kā starpību starp elektroenerģijas iepirkuma tarifu un atsauces cenu (sk.2.1.formulu):

$$MP = EV - RW \quad (2.1)$$

kur:

- MP – tirgus piemaksa, €ct/kWh;
 EV – bāzes iepirkuma tarifs atbilstoši likumā noteiktajam, €ct/kWh;
 RW – atsauces cena, €ct/kWh.

Atsaunes elektroenerģijas cena tiek aprēķināta, ņemot vērā iepriekšējā mēneša elektroenerģijas cenu un izmaksas, kas saistās ar elektroenerģijas pārdošanu tirgū (atšķiras atkarībā no tehnoloģijas).

Operatori, kas ražo elektroenerģiju no biogāzes, papildus tirgus piemaksai 10 gadus var saņemt piemaksu par papildus uzstādīto jaudu, lai segtu elektroenerģijas patēriņa pieaugumu. Piemaksas apmērs tiek noteikts katru gadu par papildus nodrošināto jaudu atbilstoši 2.2.formulai:

$$FP = \frac{P_{add} \cdot KK \cdot 100 \frac{\text{cent}}{\text{EUR}}}{P_{bem} \cdot 8760h} \quad (2.2)$$

kur:

- FP – piemaksa par papildus uzstādīto jaudu, €ct/kWh;
 P_{add} – papildus uzstādītā jauda atbilstoši elektroenerģijas pieprasījumam, kW;
 KK – jaudas komponente;
 P_{bem} – vidējā svērtā jauda gada griezumā, kW.

Subsīdijas. 2012.gadā Vācijā tika ieviesta jauna atbalsta programma mikro-koģenerācijai ar uzstādīto jaudu līdz 20 kW. Programmas ietvaros tiek piešķirti vienreizēji investīciju granti koģenerācijas iekārtu uzstādīšanai esošās ēkās. Finansējuma apmērs (1500-3450 Eiro) atkarīgs no elektroenerģijas gala iznākuma sistēmā.

Aizdevumi. Elektroenerģijas ražošanai no AER, kā arī enerģijas ražošanai koģenerācijā pieejami zemas procentu likmes aizdevumi dažādu KfW programmu ietvaros.

Piekļuve tīkliem. Elektroenerģijai, kas ražota no AER un raktuvju gāzes, un elektroenerģijai, kas ražota koģenerācijā, tiek nodrošināts prioritārs pieslēgums elektroenerģijas tīkliem.

Elektroenerģijas tarifa aprēķina piemērs

Hidroelektrostacija ar uzstādīto jaudu 3,5 MW un plānoto darba stundu skaitu gadā 5 000 h (pie maksimālās slodzes). Vidējā svērtā jauda šādai stacijai ir 2 MW ($5\ 000\text{ h} * 3,5\text{ MW} / 8\ 784^1$).

Jauda līdz 500 kW: 25%

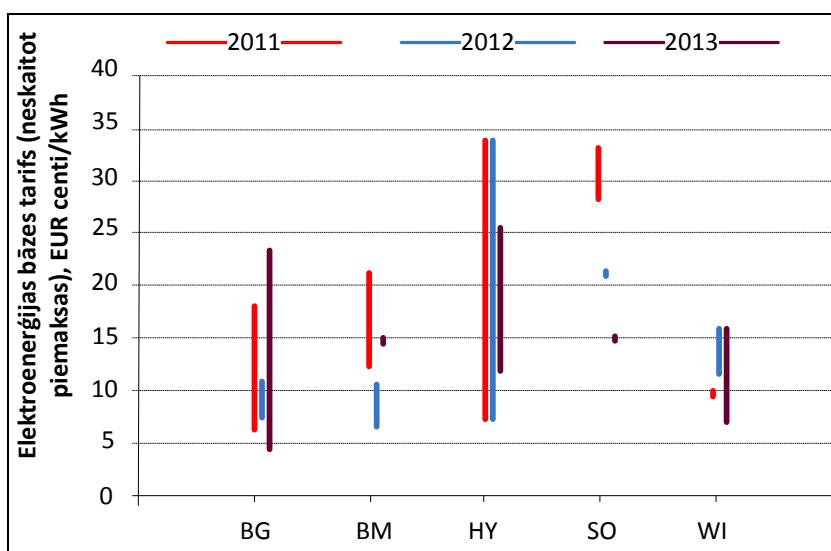
Jauda no 500 kW līdz 2 MW: 75%

$$\text{Tarifs} = + 0,75 * 8,3 \text{ €ct/kWh} = 9,4 \text{ €ct/kWh}$$

2.1.3. NĪDERLANDE

Premium iepirkuma tarifs. Galvenais atjaunojamās enerģijas atbalsta instruments ir SDE+ iepirkuma tarifu shēma (nosaka piemaksu virs tirgus cenas). Shēma atbalsta atjaunojamo energoresursu izmantošanu gan elektroenerģijas un siltumenerģijas, gan gāzes ražošanā. Atbalsta mehānisms kompensē starpību starp AER elektroenerģijas ražošanas izmaksām un enerģijas tirgus cenu. Subsīdijas lielums ir atkarīgs no izmantotās tehnoloģijas un saražotā elektroenerģijas apjoma. SDE+ ir vienots budžets visām tehnoloģiju kategorijām, un pieteikšanās atbalsta saņemšanai notiek vairākās fāzēs ar atšķirīgiem bāzes tarifiem, sākot ar mazāko. Tehnoloģijas, kuru izmantošana nodrošina zemākas elektroenerģijas ražošanas izmaksas, atbalstu saņem pirmajās pieteikšanās fāzēs. Ar katru nākamo pieteikumu saņemšanas posmu subsīdijas lielums pieaug. 2013.gadā bāzes tarifs palielinās no 7 €ct/kWh 1.posmā līdz 15 €ct/kWh 6.posmā.

Bāzes tarifs dažādās tehnoloģiju kategorijās tiek noteikts katru gadu, balstoties uz naudas plūsmas aprēķinu³⁵. Elektroenerģijas bāzes tarifa izmaiņas 2011.-2013.gadā ilustrētas 2.3.attēlā.



2.3.att. Elektroenerģijas iepirkuma bāzes tarifi Nīderlandē

Atbalsta intensitāte ir atkarīga no atjaunojamo energoresursu veida un iekārtas jaudas. Atbalsta mehānisma darbības ilgums ir 5, 12 vai 15 gadi atkarībā no tehnoloģijas no stacijas ekspluatācijā palaišanas dienas. Maksimālais iekārtas darba stundu skaits, par kurām operators var saņemt iepirkuma tarifu, ir:

- Biomasa 4 241 – 8 000 h
- Geotermālā enerģija 4 158 – 5 500 h
- Hidroenerģija 2 800 – 8 000 h
- Vēja turbīnas 1 760 – 3 200 h

³⁵ stundu skaits 2012.gadā (garais gads, 366 dienas): $8760\text{h} + 24\text{h} = 8\ 784\text{ h}$

- Saules enerģija 700 – 1 000 h

Elektroenerģijas tarifa aprēķina piemērs

Hidroelektrostacija ar uzstādīto jaudu 3 MW un darba stundu skaitu gadā 7 000 h.

Pamata tarifs konkrētajā pieteikšanās fāzē: 11,8 €ct/kWh

Elektroenerģijas tirgus cena: 5,2 €ct/kWh

Tarifs = 11,8 - 5,2 = 6,6 €ct/kWh

Izmaksātais atbalsts=3 MW * 7 000 h *66 €/MWh = 1 386 000 €.

Subsīdijas. Subsīdijas investīcijām saules PV iekārtās (skat.13.pielikumā).

Nodokļu regulējošais mehānisms. Atjaunojamās elektroenerģijas ražotāji, kas ražo elektroenerģiju savam patēriņam, ir atbrīvoti no Vides aizsardzības nodokļa. Nodokļa likme ir atkarīga no elektroenerģijas patēriņa:

- līdz 10 000 kWh: 11,21 €ct/kWh;
- 10 000 kWh - 50 000 kWh: 4,08 €ct/kWh;
- 50 000 kWh - 10 000 000 kWh: 1,09 €ct/kWh;
- vairāk kā 10 000 000 kWh: 0,1 €ct/kWh (privātam patēriņam) un 0,05 €ct/kWh (komerciālam patēriņam).

Aizdevumi. Investīcijām atjaunojamās elektroenerģijas ražotnēs (neskaitot biomasu un biogāzi) ir pieejami aizdevumi ar samazinātām procentu likmēm.

Neto uzskaitē. Atbalsts atkarīgs no tīklā nodotās elektroenerģijas daudzuma un klienta enerģijas patēriņa.

2.1.4. ZVIEDRIJA

Kvotu sistēma. Galvenais atbalsta mehānisms elektroenerģijas ražošanai no atjaunojamiem energoresursiem ir kvotu sistēma, kas nosaka kvotu saistības un zaļo elektroenerģijas sertifikātu tirdzniecības sistēmas darbību. Valsts likumdošanā (2011:1200) ir noteikts, ka elektroenerģijas piegādātājiem, noteiktiem elektroenerģijas patērētājiem un uzņēmumiem energointensīvajās nozarēs ir jānodrošina, ka noteikts elektroenerģijas daudzums, ko tie piegādājuši tirgū vai patērējuši, ir ražots no AER. Par pierādījumu kalpo elektroenerģijas sertifikāti, kas tiek piešķirti ražotājam, kas ražo elektroenerģiju no AER un ir tiesīgs tos pārdot zaļo elektroenerģijas sertifikātu tirgū. Viens sertifikāts tiek izsniegt par vienu saražoto megavatstundu neatkarīgi no izmantotās AER tehnoloģijas. Par saistību neizpildi tiek piemērota soda nauda 150% apmērā no sertifikāta vidējās vērtības attiecīgajā saistību periodā.

Nodokļu regulējošais mehānisms. Saskaņā ar Nekustamā īpašuma nodokļa likumu vēja elektrostacijām tiek piemērota samazināta nekustamā īpašuma nodokļa likme, bet hidroelektrostacijām – paaugstināta.

Nekomerciāla elektroenerģijas ražošana un piegāde no VES ir atbrīvota no enerģijas nodokļa, kura likmes ir 0,05 €ct/kWh industriālam patēriņam, 2 €ct/kWh atsevišķām pašvaldībām un 3 €ct/kWh pārējiem patērētājiem.

Subsīdijas. Subsīdijas saules PV uzstādīšanai. Attiecināmās izmaksas ietver darbaspēka izmaksas, materiālu un plānošanas izmaksas. Kopējais atbalsta apjoms līdz 2016.g.beigām ir € 25 milj.

2.2. GALVENĀS IDENTIFICĒTĀS LATVIJAS UN ĀRVALSTU ATBALSTA MEHĀNISMU ATŠĶIRĪBAS

Elektroenerģijas iepirkuma tarifa noteikšanas metodika. Austrijā un Vācijā elektroenerģijas iepirkuma tarifs ir balstīts uz bāzes likmi (€ct/kWh), kas noteikta valsts likumos un saistošajos noteikumos un ir atkarīga no AER veida un iekārtas uzstādītās jaudas. Atkarībā no tehnoloģiskā risinājuma, procesa efektivitātes un citiem kritērijiem bāzes tarifam var tikt piemērotas dažādas piemaksas. Līdzīgi arī Nīderlandē, balstoties uz naudas plūsmas aprēķinu, katru gadu tiek noteikta elektroenerģijas iepirkuma tarifa bāzes likme katrai no AER tehnoloģijām. Gala iepirkuma tarifu aprēķina kā starpību starp bāzes likmi un elektroenerģijas tirgus cenu.

Zīmīgi, ka visās no minētajām valstīm normatīvajos aktos un saistošajos dokumentos ir norādītas elektroenerģijas iepirkuma bāzes tarifa gala vērtības, nevis aprēķina formulas ar atkarīgajiem mainīgajiem. Tādējādi elektroenerģijas ražotājs saņem skaidru informāciju par gaidāmo atbalsta mehānisma intensitāti. Latvijas gadījumā normatīvie akti nosaka virkni elektroenerģijas iepirkuma tarifa aprēķina formulu ar dažādiem atkarīgajiem mainīgajiem un vērtībām, kas atbalsta mehānismu padara sarežģītu.

Elektroenerģijas iepirkuma tarifa ilgtermiņa intensitāte. Latvijā elektroenerģijas iepirkuma tarifs tiek maksāts 20 gadus, atbalsta intensitāti samazinot pēdējos 10 gadus. Vācijas un Austrijas prakse rāda, ka elektroenerģijas iepirkuma tarifa ikgadējs samazinājums par noteiktu procentu likmi ļauj samazināt izmaksas, kas saistās ar atbalsta mehānisma uzturēšanu un motivē ražotājus īstenot pasākumus elektroenerģijas ražošanas izmaksu samazināšanai.

Kvotu sistēma. Latvijā kopējo operatoriem izmaksāto atbalsta apjomu obligātā iepirkuma tarifa ietvaros ierobežo kvotu sistēma, kas atbilstoši nepieciešamajai AER daļai enerģijas gala patēriņā nosaka operatoriem izsniedzamo elektroenerģijas iepirkuma tiesību atļauju apjomu. Neskatoties uz saņemtajām kvotām, operatoriem bieži ir problēmas ar iekārtu darbības uzsākšanu, tādējādi valsts bilancē neparādās plānotais AER īpatsvara pieaugums. Kvotu sistēma atjaunojamās elektroenerģijas ražošanas veicināšanai darbojas arī Zviedrijā, tomēr tur tā ir saistīta ar elektroenerģijas zaļo sertifikātu tirdzniecības sistēmu, tādējādi nodrošinot, ka nepieciešamā AER daļa tiek sasniegta.

Austrijā, Vācijā un Nīderlandē kvotu sistēmas netiek saistītas ar elektroenerģijas iepirkuma tarifu. Austrijā katram AER veidam ir noteikts gadā pieejamais finansējuma apjoms elektroenerģijas iepirkuma tarifa atbalsta mehānisma uzturēšanai. Nīderlandē visu AER tehnoloģiju atbalstam iepirkuma tarifa atbalsta sistēmas ietvaros ir noteikts vienots budžets. Vācijā (attiecībā uz Saules PV) ir noteikti uzstādītās jaudas giesti (52 GW), pēc kuru sasniegšanas iepirkuma tarifu jaunām iekārtām vairs nav plānots maksāt.

Atbalsts elektroenerģijas ražošanai koģenerācijā. Elektroenerģijas ražošana koģenerācijā Vācijā un Austrijā tiek atbalstīta koģenerācijas piemaksas veidā, nevis ar atsevišķu iepirkuma tarifu, kā tas tiek darīts Latvijā. Koģenerācijas iekārtu uzstādīšanai vai modernizācijai ir pieejams investīciju atbalsts. Lai saņemtu atbalstu, iekārtām ir jānodrošina efektivitātes kritēriju izpilde un lietderīgā siltuma izmantošana.

3. OIK FORMULU PAMATOTĪBAS IZVĒRTĒŠANA

OIK formulu pamatotība tiek vērtēta, balstoties uz atbalsta intensitātes analīzes rezultātiem. 3.1.nodaļā ir noteikti tiešie un netiešie vērtēšanas kritēriji, pēc kuriem 3.2.-3.6.nodaļās ir vērtēta OIK formulu pamatotībai katrai AER tehnoloģijai un dabas gāzes koģenerācijas stacijām.

3.1. GALVENIE PARAMETRI, KAS TIEŠI UN NETIEŠI IETEKMĒ OIK FORMULU

Atbalsta intensitāti elektroenerģijas ražošanai AER tehnoloģijām un dabas gāzes koģenerācijas stacijām tiek noteikta pēc MK noteikumiem Nr.221 un/vai Nr.262. Atbalsta līmenis abos noteikumos ir definēts atšķirīgi, kā arī izmantotās aprēķina formulas ir dažadas. Turpmāk ir uzskaņoti galvenie parametri, kas ietekmē un var ietekmēt atbalsta līmenim attiecīgajai tehnoloģijai.

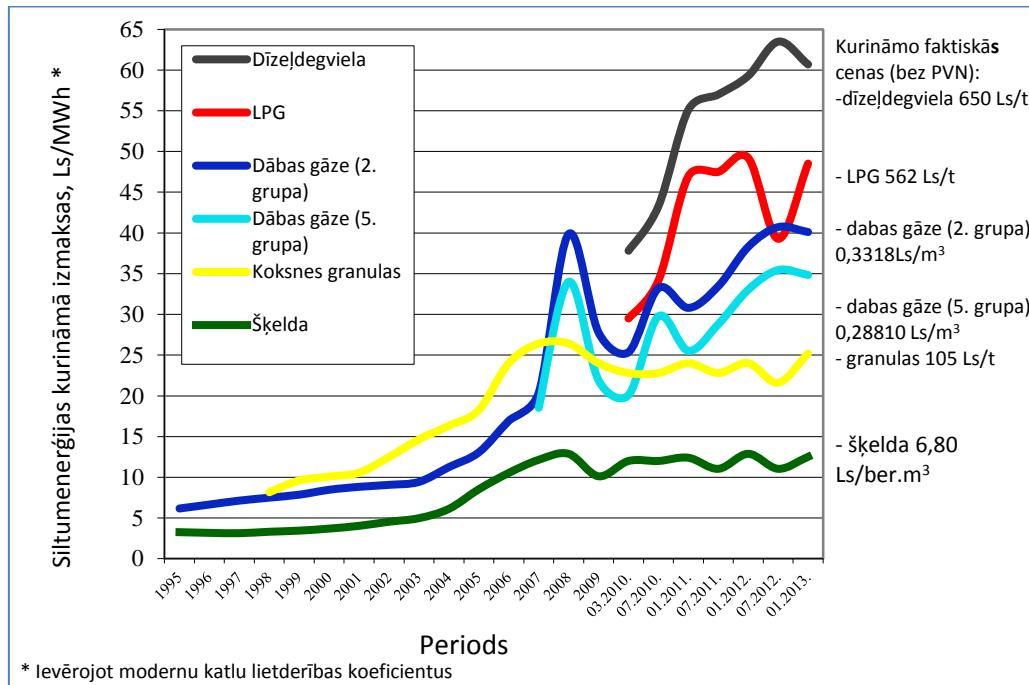
1. FORMULU PIESAISTE DABASGĀZES CENAI (MK NOTEIKUMOS NR.221)

atbalsta intensitātes aprēķina formulā tiek izmantots lielums **Tg/9,3**

kur

Tg	-	dabas gāzes tarifs, Ls/1000m ³ ;
9,3	-	dabas gāzes sadegšanas siltums, MWh/1000 m ³ .

Vērtēšanas laikā ir jāatbild uz jautājumiem par dabas gāzes tarifa vērtības iekļaušanu elektroenerģijas tarifa noteikšanas vienādojumā un to nepieciešamību katram energoresursu veidam (biogāzei, biomasai un dabas gāzei). Vērtēšanā var tikt izmantots 3.1.attēls, kas sniedz dažādu kurināmo izmaksas kopš 1995.gada, ņemot vērā modernu katlu māju lietderības koeficientus.



3.1.att. Dažādu kurināmo izmaksas kopš 1995.gada, ņemot vērā modernu katlu māju lietderības koeficientus³⁶

³⁶ J.Ziemele Latvijas siltumapgādes uzņēmumu darbības rezultātu analīze /maģistra darbs. RTU, 2013.

Biomasas un dabas gāzes vērtēšana balstīsies energoresursu cenu izmaiņu salīdzinājumu, kurš ilustrēts 3.1.attēlā.

Svarīgi ir nemt vērā to, ka, kā liecina statistikas dati, kopš 2009. gada enerģētiskās koksnes cenu izmaiņu tendenci var uzskatīt par nemainīgu, kaut arī ir vērojami brīži, kad cenas samazinās vai pieaug. Savukārt dabas gāzes cenu pieaugums šajā pašā periodā ir gandrīz divkāršojies, piemēram, 5. dabas gāzes lietotāju grupai tas ir pieaudzis no 20 līdz 35 Ls/MWh (nemot vērā, ka abos gadījumos dabas gāzi izmanto modernos energoavotos ar vienādu lietderības koeficientu).

2. CENAS DIFERENCĒŠANAS KOEFICIENTA NEPIECIEŠAMĪBA (MK NOTEIKUMI NR.221 UN 262)

atbalsta intensitātes aprēķina formulā tiek izmantots lielums $k = f(dN)$

kur

k - koeficients, kas atkarīgs no uzstādītās elektriskās jaudas;
 dN - uzstādītās elektriskā jaudas diapazons.

Vērtēšanas laikā ir jāatbild uz jautājumiem par koeficienta vērtību, to iekļaušanu elektroenerģijas tarifa noteikšanas vienādojumā un to nepieciešamību katram energoresursu veidam. Šobrīd MK noteikumos Nr.262 koeficients ir noteikts 19 jaudu diapazoniem, kas nodrošina lielāku atbalstu mazas jaudas elektrostacijām.

3. JAUDAS UN ENERĢIJAS KOMPONENTES SADALĪJUMS (MK NOTEIKUMI NR.221)

atbalsta intensitātes aprēķina formulā tiek izmantoti lielumi C , C_E un C_J

kur

C - koģenerācijas stacijā saražotās elektroenerģijas cena koģenerācijas stacijām līdz 4 MW, Ls/MWh;
 C_E - iepirkuma cenas enerģijas komponente koģenerācijas stacijām virs 4 MW, Ls/MWh;
 C_J - iepirkuma cenas jaudas komponente, koģenerācijas stacijām virs 4 MW, Ls/MW/gadā.

Vērtēšanas laikā ir jāatbild uz jautājumiem par esošo vienādojumu nepieciešamību, ar kuru palīdzību nosaka maksu par jaudu un maksu par enerģiju, ražojot elektroenerģiju koģenerācijas ciklā.

4. ENERGOEFEKTIVITĀTE (MK NOTEIKUMI NR.221 UN 262)

atbalsta intensitātes aprēķina formulā tiek izmantots lielums **1,2**

kur

$1,2$ - C_E vienādojums ietver lietderības koeficientu 0,83, kuru iegūst 1/1,2.

Vērtēšanas laikā ir jāatbild uz jautājumiem par lietderības koeficientiem, kuri ir iekļauti formulā C_E noteikšanai, kā arī par nepieciešamību iekļaut lietderības koeficientu arī MK262 noteikumos, kas nozīmētu koģenerācijas stacijām prasību izmantot siltumu.

5. PRIMĀRĀS ENERĢIJAS IETAUPĪJUMS (MK NOTEIKUMI NR.221 UN 262)

atbalsta intensitātes aprēķina formulā netieši tiek izmantots lielums **PEI**

kur

PIE - primāro energoresursu ietaupījums, %.

Vērtēšanas laikā ir jāatbild uz jautājumiem par atsauces lielumiem, kuri iekļauti PIE noteikšanas vienādojumā.

6. DARBINĀŠANAS STUNDAS (MK NOTEIKUMI NR.221 UN 262)

atbalsta intensitātes aprēķina formulā netieši tiek izmantots lielums, piemēram, 3000 stundas/gadā kur

3000 - koģenerācijas staciju darbināšanas ilgums, stundas/gadā.

Vērtēšanas laikā ir jāatbild uz jautājumiem par īslaicīgas (1/3 gada) koģenerācijas staciju darbināšanas veicināšanu ar OIK ir lietderīga, kā arī maksimālais darbināšanas ilgums, kam tiek nodrošināts atbalsta elektroenerģijas iepirkums.

7. ŠĶĒRSSUBSĪDIJAS SILTUMENERĢIJAS TARIFA NOTEIKŠANĀ (MK NOTEIKUMI NR.221)

Vērtēšanas laikā ir jāatbild uz jautājumiem par to vai neierobežota siltumenerģijas cena nav papildus slogs obligātā iepirkuma tarifam.

8. NOVĒRSTO TĪKLA ZUDUMU KOEFICIENTS (MK NOTEIKUMI NR.221)

atbalsta intensitātes aprēķina formulā netieši tiek izmantots lielums z kur

z - korekcijas koeficients novērstajiem tīkla zudumiem

Vērtēšanas laikā ir jāatbild uz jautājumiem par kliedētas enerģijas ražošanas pietiekamu atbalstu obligātā iepirkuma tarifa aprēķinu vienādojumos.

3.2. PAMATOTĪBAS IZVĒRTĒJUMS HES ATBALSTA FORMULAI

Hidroelektrostaciju OIK noteikšanas parametru pamatoības vērtējums ir apkopots 3.1.tabulā. Iepirkuma tarifa aprēķina formula elektroenerģijai, kas saražota mazās hidroelektrostacijās, saskaņā ar MK noteikumi Nr.262 ietver bāzes tarifu (EUR/MWh), cenas diferencēšanas koeficientu un lata kursu pret eiro. MK noteikumos Nr.262 ir noteikts arī limits iekārtas darba stundu skaitam, par kurām operators var saņemt iepirkuma tarifu.

3.1.tabula

OIK formulas pamatoības izvērtējums mazajām HES

Npk	Parametrs	MK Nr.262	Pamatotības vērtējums	piezīmes
1.	Cenas diferencēšanas koeficiente nepieciešamība	k ir atkarīgs no 19 jaudu diapazoniem	Jaudu diapazonus samazināt: <ul style="list-style-type: none"> • zem 0,2MW, • 0,2-0,5 MW, • 0,5-1 MW • 1-2 MW • 2-5 MW 	Līdz 5MW
2.	Bāzes tarifs	159 Eiro/MWh	Pārāk liels, un tam ir jāsamazinās ik gadu, nevis vienreiz pēc 10 gadiem	Līdz 5MW
3.	Darbināšanas stundas	5000 h/gadā noteiktas, kā robežlielums	Darbināšanas stundu skaitam nevajadzētu būt lielākam par 3000 stundām gadā	Līdz 5MW
4.	Novērsto tīklu zudumu koeficients	z koeficientu neizmanto	z jāizmanto kā piemaksu komponente	Līdz 5MW

3.3. PAMATOTĪBAS IZVĒRTĒJUMS VES ATBALSTA FORMULAI

Vēja elektrostaciju OIK noteikšanas parametru pamatotības vērtējums ir apkopots 3.2.tabulā. Iepirkuma tarifa aprēķina formula elektroenerģijai, kas saskaņā ar MK noteikumiem Nr.262 ietver bāzes tarifu (EUR/MWh), cenas diferencēšanas koeficientu un lata kursu pret eiro. MK noteikumos Nr.262 ir noteikts arī limits iekārtas darba stundu skaitam, par kurām operators var saņemt iepirkuma tarifu.

3.2.tabula

OIK formulas pamatotības izvērtējums mazajām HES

Npk	Parametrs	MK Nr.262	Pamatotības vērtējums	piezīmes
1.	Cenas diferencēšanas koeficienta nepieciešamība	k ir atkarīgs no 19 jaudu diapazoniem	Jaudu diapazonus samazināt: • līdz 1 MW, • 1-2 MW, • 2-5 MW • virs 5 MW	
2.	Bāzes tarifs	147 Eiro/MWh (līdz 0,25 MW) 120 Eiro/MWh (virs 0,25 MW)	Nav pamatojuma, kāpēc bāzes tarifam mazas jaudas VES ir jābūt lielākam nekā pārējām Atbalsta intensitātes analīzes rezultāti rāda, ka esošais bāzes tarifs ir nepietiekams, lai sasniegtu IRR=12%	
3.	Darbināšanas stundas	3500 h/gadā noteiktas, kā robežlielums	Darbināšanas stundu skaitam nevajadzētu būt lielākam par 2500 stundām gadā	
4.	Novērsto tīklu zudumu koeficients	z koeficientu neizmanto	z jāizmanto kā piemaksu komponente, jo VES var nodrošināt tīklu zudumu samazinājumu, jo atrodas tuvu patērētājam	

3.4. PAMATOTĪBAS IZVĒRTĒJUMS BIOMASAS KOĢENERĀCIJAS STACIJĀM

Cietās biomasas elektrostaciju gadījumā komersants var saņemt atbalsta maksājumu elektroenerģijas ražošanai atbilstoši MK noteikumu Nr. 221 un 262 prasībām. MK noteikumu ietvaros komersants var saņemt atbalsta maksājumu atbilstoši iepērkamās elektroenerģijas cenas un garantētās maksas par elektrostacijā uzstādīto elektrisko jaudu formulām. Augstāk minētajos MK noteikumos, lai saņemu atbalsta maksājumu atbilstoši iepērkamās elektroenerģijas cenai, biomasas elektrostacijām līdz 4MWe tiek pielietota viena un tā pati aprēķinu formula, kura sastāv no sekojošiem parametriem un kuri turpmāk tiek analizēti:

- dabas gāzes komponente (tarifs un zemākais sadegšanas siltums);
- cenas diferencēšanas koeficients (atkarīgs no elektriskās jaudas);
- efektivitātes koeficients.

MK noteikumu Nr.221 atšķirīga formula tiek noteikta biomasas elektrostacijām lielākām par 4MWe elektrisko jaudu.

Papildus MK noteikumos tiek paredzēti nosacījumi, kuriem komersantam ir jākvalificējas, lai saņemtu atbalsta maksājumu. Šie nosacījumi ietver sekojošus parametrus, kas turpmāk tiek analizēti:

- primārās enerģijas ietaupījums;
- elektrostaciju darbināšanas stundu skaits;
- tīkla novērstie zudumi;

- šķērssubsīdijas lietderīgai siltumenerģijai.

Augstāk aprakstīto parametru pamatošības novērtējums biomasa elektrostaciju gadījumā tiek sniepts 3.3.tabulā.

3.3.tabula

OIK formulas pamatošības izvērtējums biomasa kogenerācijas stacijām

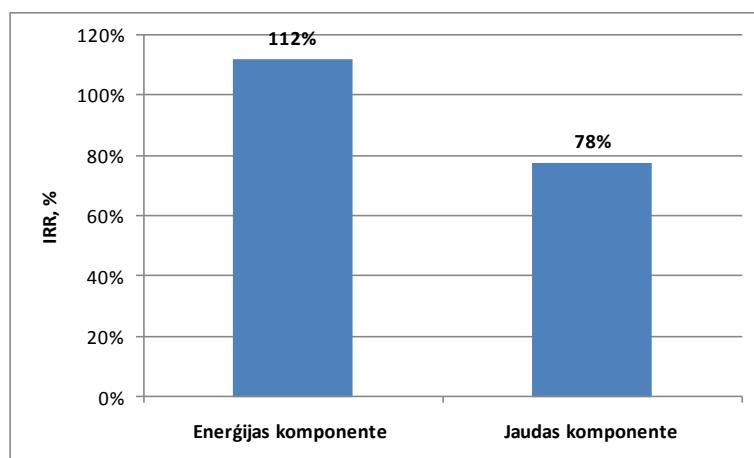
Nr.	Parametrs	MK Nr.221	MK Nr.262	Vērtējums	Piezīmes
1.	Formulu piesaiste dabasgāzes cenai	Tg/9,3	Tg/9,3	Neatbilstoši, jo koksnes kurināmās cenas pieaugums nav tik straujš kā dabas gāzes gadījumā (skat. 3.1.attēlu)	Visām jaudām
2.	Cenas diferencēšanas koeficienta nepieciešamība	k atkarīgs no 16 jaudu diapazoniem	k atkarīgs no 19 jaudu diapazoniem	Jaudu diapazonus samazināt uz: 1. zem 0,2 MWe; 2. 0,2-0,5 MWe; 3. 0,5-1 MWe; 4. 1-2 MWe; 5. 2-4 MWe; 6. 4 – 10 MWe; Detalizētāks iedalījums nav nepieciešams, jo starp šiem jaudu diapazoniem nav būtisku atšķirību gan kapitālieguldījumos, gan darbināšanas izmaksās.	Līdz 10 MWe
3.	Jaudas un energijas komponentes sadalījums	C_E un C_J	C un M	MK Nr.221: Enerģijas komponente atbilstoši. Jaudas komponente neatbilstoši, jo maksājums tiek piešķirts gadījumā, ja stacija netiek darbināta. MK Nr.262: Atbilstoši	MK Nr. 221: Maksa par uzstādīto elektrisko jaudu elektrostacijām virs 4 MWe MK Nr.262: Maksa par uzstādīto elektrisko jaudu biomasa elektrostacijām virs 1 MWe un 8000 h/gadā
4.	Energoefektivitāte: Kopējais stacijas un elektroenerģijas izstrādes lietderības koeficients	1,2 nosakot C_E un 4,5 nosakot C_J	4,5 un 3,4 nosakot C	Dalēji atbilstošs. Ar Šī parametra pašīdzību nepieciešams veicināt efektīvu kurināmā izmantošanu. MK Nr.221: C_E ne lielāks par 1,1 ($\eta_{kop.} = 0,9$) un C_J ne lielāks par 4,0 ($\eta_{el.} = 0,25$). MK Nr.262: ne lielāks par 4,0 un 3,3 ($\eta_{el.} = 0,3$).	Virs 4 MW. Šo rādītāju būtu nepieciešams iekļaut piemaksu komponentēs .
5.	Primārās energijas ietaupījums	PEI >1% mazas jaudas līdz 1 MWe PEI > 10% pārējām jaudām	Neattiecas	PEI vērtības nav pamatojas, jo PEI noteikšanai izmanto laikā nemainīgas references vērtības, kas noteiktas MK pielikumos	Visām jaudām. Šo rādītāju būtu nepieciešams iekļaut piemaksu komponentēs
6.	Darbināšanas stundas	3000 h/gadā nosaka, kā robežlielumu un tas ietekmē C_J	8000 h/gadā, nosaka kā robežlielumu	MK Nr.221: Nav pamatots, jo netiek atbalstīta efektīva kurināmā izmantošana. Samazinās lietderīgās siltumenerģijas izmantošanas daļa. MK Nr.262: Dalēji atbilstošs, jo ar 8000 h/gadā var strādāt elektroenerģijas ar mazu elektrisko jaudu galvenokārt karstā ūdens slodzes segšanai (piem., siltumapgādes sistēmās), bet šādas stacijas ir nerentablākas, kā lielākas jaudas elektroenerģijas. Optimālais darba stundu skaits biomasa elektrostacijām būtu 5500 h/gadā (skat. 1.19.attēlu).	Visām jaudām
7.	Šķērssubsīdijas siltumam	Neparedz siltumenerģijas tarifa noteikšanu ar dalēju stacijas izdevumu	Neparedz siltumenerģijas tarifa noteikšanu ar dalēju stacijas izdevumu	Neattaisnots atbalsts elektroenerģijai, jo nav proporcionāls izmaksu sadalījums siltumenerģijas ražošanai	Visām jaudām. Šo rādītāju būtu nepieciešams iekļaut piemaksu komponentēs

	segšanu	segšanu		
8. Tīklu novērstie zudumi	Neattiecas	Neattiecas	Atbilstoši, bet var iekļaut pie piemaksu komponentes.	Visām jaudām

Lai izvērtētu jaudas komponentes pamatotību MK noteikumu Nr.262 gadījumā, par pamatu tiek ņemts ekonomiskais aprēķinu modelis 6,5 MWe TC biomasas elektrostacijai, kas izmantots šī pētījuma 1.4.nodaļā atbalsta intensitātes novērtēšanai.

Izvērtējot jaudas komponenti, tiek ņemts vērā, ka stacijas darbojas 8000 stundas gadā un atbalsta maksājums tiek piešķirts 15 gadu periodam. Enerģijas komponentes gadījumā stacija darbojas 5500 stundas gadā un atbalsta maksājums pirmos 10 gadus ir par 25% lielāks nekā nākamos piecus gadus. Abos gadījumos tiek ņemts vērā, ka siltumenerģija tiek pārdota par reālo cenu – 19,38 Ls/MWh.

No iegūtajiem aprēķiniem var secināt, ka biomasas elektrostacijām, kas saņem atbalsta maksājumu par uzstādīto jaudu 15 gadu garumā, projekta IRR ir 78%. Projekta ienesīguma rādītājs atbalstam ar jaudas komponenti ir zemāks (skat.3.2.attēlu) nekā piemērojot atbalsta formulu enerģijas komponentei.



3.2.att. Biomasas elektrostaciju tvaika cikla ar elektrisko jaudu 6,5 MWe bāzes scenāriju projektu IRR, izmantojot dažadas komponenšu pieejas atbilstoši MK noteikumiem Nr.262

Nemot vērā MK noteikumos noteikto ierobežojumu, kas ir 8000 darba stundas gadā, lai saņemtu maksājumu par uzstādīto jaudu, tas izslēdz to, ka biomasas elektrostacijām netiek papildus saņemta piemaksa par tās nedarbināšanu. Līdz ar to šīs komponentes aprēķina formulu var uzskatīt par atbilstošu un turpmāk piemērojamu elektroenerģijas piemaksas noteikšanai par uzstādīto jaudu.

Tomēr abos gadījumos IRR vērtības ir daudzkārt lielākas par 12%. Līdz ar to var secināt, ka lielākas jaudas biomasas elektrostacijām atbalsta maksājums elektroenerģijas ražošanai no AER iespējams nav nepieciešams.

3.5. PAMATOTĪBAS IZVĒRTĒJUMS BIOGĀZES KOGENERĀCIJAS STACIJĀM

Biomāses OIK noteikšanas parametru pamatotības vērtējums ir apkopots 3.4.tabulā. Iepirkuma tarifa aprēķina formula elektroenerģijai, kas saražota biogāzes elektrostacijās, saskaņā ar MK noteikumiem Nr.262 ietver bāzes tarifu (EUR/MWh), cenas diferencēšanas koeficientu un lata kursu pret eiro. MK noteikumos Nr.262 ir noteikts arī limits iekārtas darba stundu skaitam, par kurām operators var saņemt iepirkuma tarifu. Biogāzei tās ir 8000 h/gadā.

3.4.tabula

Biogāzes OIK noteikšanas parametru pamatošības vērtējuma apkopojums

Nr.	Parametrs	MK Nr.221	MK Nr.262	Vērtējums	Piezīmes
1.	Formulu piesaiste dabasgāzes cenai	Tg/9,3	Nav piesaistīts	Piesaiste dabasgāzes cenai ir nepamatota, mainīgā gāzes cena veicina nenoteiktību un grūti prognozējamu iepirkuma tarifu	Visām jaudām
2.	Bāzes tarifs	Nav noteikts (atkarīgs no dabasgāzes cenas)	188 EUR/MWh jeb 132 Ls/MWh	Bāzes tarifs varētu tikt arī samazināts līdz 130 Ls/MWh (pie nosacījuma, ka koģenerācijas stacijas kopējā efektivitāte ir vismaz 67,5%) vai līdz 125 Ls/MWh (pie nosacījuma, ka koģenerācijas stacijas kopējā efektivitāte ir vismaz 80,5%). Lietderīgas siltumenerģijas izmantošanas nosacījumam jābūt ietvertam atbalsta piešķiršanas nosacījumos.	Visām jaudām
3.	Cenas diferencēšanas koeficienta nepieciešamība	k ir atkarīgs no 13 jaudu diapazoniem	k ir atkarīgs no 19 jaudu diapazoniem	Jaudu diapazonus samazināt <ul style="list-style-type: none"> • zem 0,2MW, • 0,2-0,5 MW, • 0,5-1 MW, • 1-2 MW, • 2-4 MW. 	Visām jaudām
4.	Izmaiņas cenas diferencēšanas koeficientā	k pakāpeniski samazinās mazāku jaudu virzienā	k pakāpeniski samazinās mazāku jaudu virzienā	Nepieciešams pārvērtēt koeficientu k vērtības pēc naudas plūsmas aprēķinu rezultātiem	Visām jaudām
5.	Jaudas un enerģijas komponentes sadalījums	C_E un C_J virs 4 MW (būtībā neattiecas uz biogāzes stacijām)	C un M virs 1 MW un darbināšanas stundu skaits lielāks par 8000 h/gadā	Attaisnots atbalsts	Virs 1 MW
6.	Energoefektivitāte	Ietverta formulā, nosakot C kā koeficients 4,5; Prasība nodrošināt faktisko kopējo enerģijas ražošanas lietderības koeficientu vienādu vai lielāku par 75%.	Nav energoefektivitātes prasības	Koeficients C aprēķina formulā neatbilstošs modernām tehnoloģijām, koeficientam jābūt ne lielākam par 3,0. Energoefektivitātes prasībām jābūt ietvertām atbalsta piešķiršanas nosacījumos	Zem 4 MW
7.	Primārās enerģijas ietaupījums	PEI noteikšanai izmanto laikā nemainīgas references vērtības. PEI >1% mazas jaudas PEI >_10% pārējām	Nav definētas energoefektivitātes prasības	PEI vērtība nav pamatota un tās lietojums nepieciešams OIK piemaksu daļā.	Visām jaudām
8.	Darbināšanas stundas	Nav noteiktas	8000 h/gadā	Darbināšanas stundu skaits ir pamatots un tiek samazināts, ja netiek sasniegts 90% no OIK iepērkamā elektroenerģijas daudzuma. Biogāzes stacijām jāsamazina 90% prasība pirmajā gadā (tehnoloģiju specifikas)	Visām jaudām

			dēļ) vai jānosaka, ka 90% ir jāsasniedz 2.gadā.	
9.	Šķērssubsīdijas siltumam	Neparedz siltumenerģijas tarifa noteikšanu ar daļēju stacijas izdevumu segšanu	Netiek noteikts siltumenerģijas tarifs	Neattaisnots atbalsts elektroenerģijai, jo nav proporcionāls izmaksu sadalījums siltumenerģijas ražošanai
10.	Tīklu novērstie zudumi	Biogāzei z neizmanto PEI noteikšanai	Nav noteikts	z jāizmanto OIK piemaksu daļā

3.6. PAMATOTĪBAS IZVĒRTĒJUMS DABAS GĀZES KOGENERĀCIJAS STACIJĀM

Pirmais un galvenais jautājums ir atbalsta ideja dabas gāzes koģenerācijas stacijai. Grūti to pamatot vispār. Pirmkārt, dabas gāze ir fosilais kurināmais un tātad nav iespējams izveidot enerģijas ražotni, kurai CO₂ emisijas ir vienādas ar nulli (MK noteikumos Nr.221 CO₂ savākšana un uzglabāšana pazemes krātuvēs nav aplūkota). Otrkārt, dabas gāze nav vietējais kurināmais un šajā gadījumā tās izmantošana palielina Latvijas un Eiropas Savienības atkarību no importētiem fosiliem energoresursiem. Treškārt, dabas gāzes cena par 1 MWh (ar 100% lietderības koeficientu) ir augstāka nekā elektroenerģijas tirgus cena. Nav iespējams atrast argumentus, ar kuriem būtu iespējams pamatot atbalstu ar dārgu dabas gāzi ražotai elektroenerģijai.

Dabas gāzes OIK noteikšanas parametru pamatotības vērtējuma apkopojums ilustrēts 3.5.tabulā. Tieši un netieši atbalsta līmeni dabas gāzes koģenerācijas stacijām ietekmē astoņi parametri.

3.5.tabula

Dabas gāzes OIK noteikšanas parametru pamatotības vērtējuma apkopojums

Npk	Parametrs	MK 221	Pamatotības vērtējums	piezīmes
1.	Formulu piesaiste dabasgāzes cenai	Tg/9,3	atbilstoši	Visām jaudām
2.	cenas diferencēšanas koeficiente nepieciešamība	k ir atkarīgs no 13 jaudu diapazoniem	jaudu diapazonus samazināt 7. zem 0,2MW, 8. 0,2-0,5 MW, 9. 0,5-1 MW 10. 1-2 MW 11. 2-4 MW	Mazām jaudām
3.	jaudas un enerģijas komponentes sadalījums	C _E un C _J	neattaisnots atbalsts, neizdevīgi valstij, jo dabas gāzi importē un elektroenerģijas lietotājam, jo ir dārgāka par importēto elektroenerģiju.	Virs 4 MW
4.	energoefektivitāte	nosakot C _E , koeficients 1,2 iegūts 1/0,83.	neattaisnoti zems lietderības koeficients modernām tehnoloģijām, šim koeficientam ir jābūt ne lielākam par 1,1	Virs 4 MW
5.	Primārās enerģijas ietaupījums	PEI noteikšanai izmanto laikā nemainīgas references vērtības. PEI >1% mazas jaudas PEI >_10% pārējām	PEI vērtība nav pamatota un tās lietojums nepieciešams OIK bonusu daļā	Visām jaudām
6.	Darbināšanas stundas	3000 st/gadā nosaka, kā robežlielumu un tas ietekmē C _J	Dabasgāzes izmantošana koģenerācijas stacijā nav izdevīga valstij, darbināšanas stundas no vienādojuma jāizņem	Virs 4 MW
7.	Šķērssubsīdijas siltumam	Neparedz siltumenerģijas tarifa noteikšanu ar daļēju stacijas izdevumu segšanu	Neattaisnots atbalsts elektroenerģijai, jo nav proporcionāls izmaksu sadalījums	Mazas un lielas stacijas

siltumenerģijas ražošanai			
8. Tīklu novērstie zudumi	z izmanto PEI noteikšanai	z jāizmanto OIK bonusu daļā	Visām jaudām

Dabas gāzes koģenerācijas staciju gadījumā secinājumi ir vairāki:

- kopumā nav iespējams pamatot atbalstu dabas gāzes izmantošanai ne ekonomiski, ne ekoloģiski;
- kliedētas enerģijas galvenā priekšrocība ir koģenerācijas stacijas novietojums elektroenerģijas lietotāja tuvumā un ar to saistītie novērstie zudumi tīklos, tomēr atbalsta aprēķinos šī priekšrocība netiek ņemta vērā – tā izmantota tikai kā līmeņatzīmes indikators;
- atbalsts neparedz prasību, kura nosaka ilgstošu un energoefektīvu dabas gāzes koģenerācijas staciju darbību;
- nepieļaujamas ir šķērssubsīdijas no elektroenerģijas atbalsta tarifa siltumenerģijas tarifam.

4. REKOMENDĀCIJAS OIK FORMULU MAIŅAI PĀREJAS PERIODĀ

4.1. AER OIK FORMULAS MAIŅAS PRIEKŠNOSACĪJUMI

Lai sasniegtu AER mērķi, kā arī veicinātu AER ilgtspējīgu attīstību, esošā atbalsta shēma ir jāmaina. Pirmais nosacījums ir atbalsta pārskatīšana dabas gāzes koģenerācijas stacijām neatkarīgi no tā, vai attiecīgā koģenerācijas stacija nodrošina kādas pašvaldības siltumapgādi vai nē. Savukārt atbalsts elektroenerģijas ražošanai no AER ir jāorganizē tā, lai tas būtu ekonomiski pamatots (aprēķinos ir iekļauts projekta ienesīguma parametrs ($IRR=12\%$)) un tiktu atbalstīti energoefektīvi energoavoti. Šobrīd ir arī jāapzina un jāizvērtē tie elektroenerģijas ražotāji, kas iekārtu iegādei un uzstādīšanai ir piesaistījuši subsīdijas un saņēmuši līdzfinansējumu no valsts un/vai ES struktūrfondiem.

Strādājot pie OIK formulas maiņas, tās piemērošanai būtu nepieciešami trīs laika periodi:

- pārejas periods 3-5 gadu garumā gan AER tehnoloģijām, gan visām dabas gāzes koģenerācijas stacijām;
- atbalsts tiem, kuri ir saņēmuši atļaujas, bet nav pabeiguši būvniecību un nodevuši staciju ekspluatācijā;
- jauns atbalsts jaunajām AER stacijām, kas vairāk ir aprakstīts 5.nodaļā.

ATBALSTA NOTEIKŠANAS MODELIS PĀREJAS PERIODAM

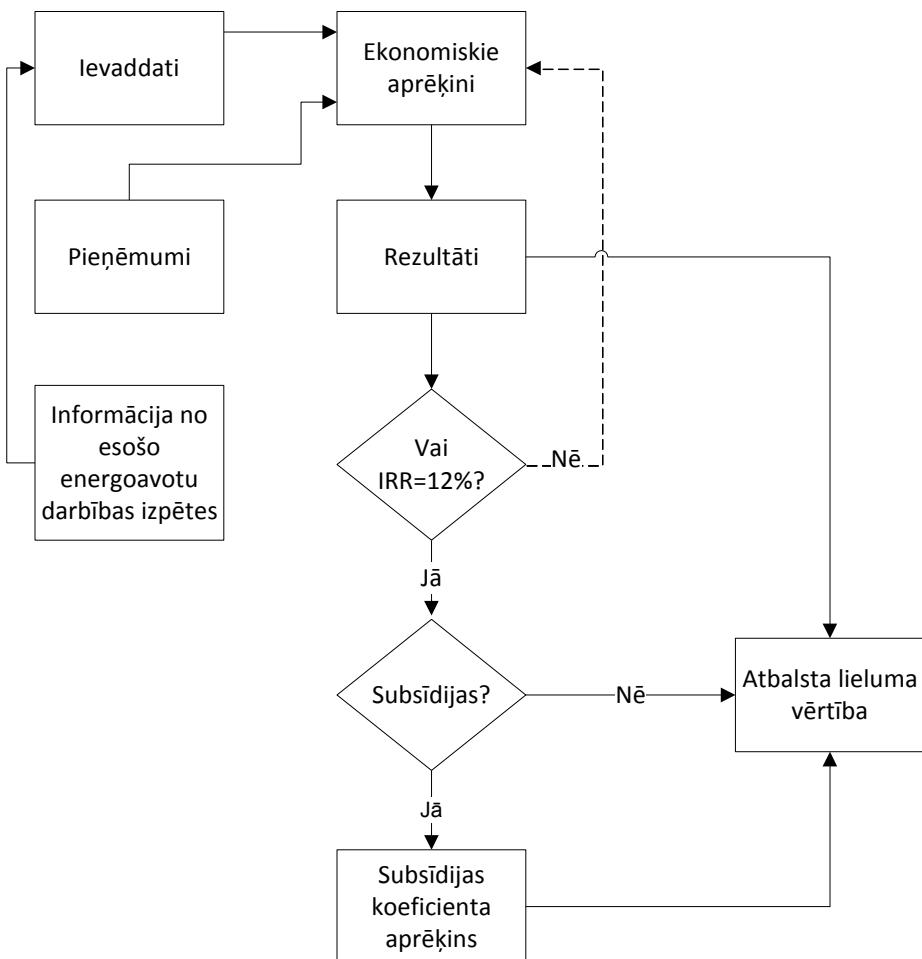
Atbalsta noteikšana pārejas periodā ir balstīta uz 1.nodaļā aprakstītajiem pieņēmumiem un veiktajiem aprēķiniem. Atbalsta vērtības ir noteiktas, izmantojot naudas plūsmas analīzi un pieņemot, ka projektu ienesīguma rādītājam IRR ir jābūt 12% . Atbalsta noteikšanas modeļa algoritms ir attēlots 4.1.attēlā.

Pētījuma autori, balstoties uz ilggadējo pieredzi enerģētikas sektorā, pārejas periodā piedāvā sekojošu atbalsta modeli:

1. atbalsta likme saražotajai elektroenerģijai katrai AER tehnoloģijai tiek aprēķināta, piemērojot pētījuma 1.nodaļā izstrādāto un aprakstīto naudas plūsmas analīzi attiecīgajam tehnoloģijas veidam, kā arī to dažādām jaudām. 4.2.nodaļā ir dots apraksts par aprēķina formulu izstrādi un arī formulas visiem esošajiem jaudu diapazoniem, turklāt nemot vērā subsīdijas komponenti (ja attiecināma);
2. atbalsts kapitālieguldījumu atmaksai dabas gāzes koģenerācijas stacijām vai atbalsta likme saražotajai elektroenerģijai dabas gāzes koģenerācijas stacijās līdz 4 MW, kas aprēķināta kā AER tehnoloģijām. 4.3.nodaļā ir piedāvāta abu minēto risinājumu analīze;
3. atbalsts kapitālieguldījumu atmaksai dabas gāzes koģenerācijas stacijām virs 4 MW.

Atbalsta modeļa maiņa dabas gāzes koģenerācijas stacijām ir nepieciešama, jo elektroenerģijas, kas saražota šajā stacijā, izmantojot importētu kurināmo, cena ir augstāka nekā importētas elektroenerģijas MWh cena. Ja AER gadījumā tiek izmantots vietējais energoresurss un tas valsts ekonomikā sniedz ieguldījumu (piemēram, nodarbināts vietējais darba spēks utt.), tad dabas gāzes gadījumā šis princips nestrādā. Tādējādi atbalsta modelis dabas gāzes koģenerācijas stacijām ir jānodala no atjaunojamo energoresursu atbalsta tarifa modeļa.

Gadījumā, ja valsts spēj vienoties ar koģenerācijas stacijas operatoru, dabas gāzes koģenerācijas stacijas atbalsta noteikšanas modeli ir jāietver vairāki robežnosacījumi: pārejas periodā dabas gāzes koģenerācijas stacija nestrādā, tās īpašniekiem tiek izmaksāta atlikusī vērtība un nelielu stacijas uzturēšanas izdevumi. Ir svarīgi, lai brīdī, kad tas ir ekonomiski izdevīgi, koģenerācijas stacijas operators saražoto elektroenerģiju pārdod par tirgus cenu.



4.1.att. Atbalsta noteikšanas modeļa algoritms

Atbalsta likmes noteikšanas modelis ir līdzīgs esošā atbalsta ekonomiskās analīzes modelim. Tikai atšķirība ir tā, ka atbalsta lieluma maksimālās vērtības tiek noteiktas pie iepriekš definētas un noteiktas iekšējās peļņas vērtības, ja $IRR=12\%$. Šajā aprēķina modelī sestais modulis ir salīdzinājuma modulis. Ja atbalsta vērtības IRR nav 12% , tad ekonomiskie aprēķini ir jāatkārto. To var īstenot divos matemātiskā tuvinājuma metodes lietojuma veidos:

- izmantojot mērķa meklēšanas (*goal seek*) funkciju;
- izmantojot investīciju komponentes izmaiņas koeficientu.

Abi tuvinājuma metodes lietojumi nodrošina vienu un to pašu rezultātu.

Lai izvairītos no tā, ka siltumenerģija tiek šķērssubsidēta no elektroenerģijas atbalsta, siltumenerģijas tarifa vērtība tiek nemta vērā, aprēķinot atbalsta lielumu. Aprēķinos ir nemts vērā, ka tās elektrostacijas, kurām atbalsts ir piešķirts MK noteikumu Nr.262 ietvaros, pārejas periodā meklē risinājumu siltumenerģijas efektīvai utilizācijai. Tas ir svarīgs priekšnosacījums, lai saražotā elektroenerģija un siltumenerģija no vietējiem energoresursiem (biomasas un biogāzes) būtu ar lietderības koeficientu, kas atbilst augstas efektivitātes kogenerācijai.

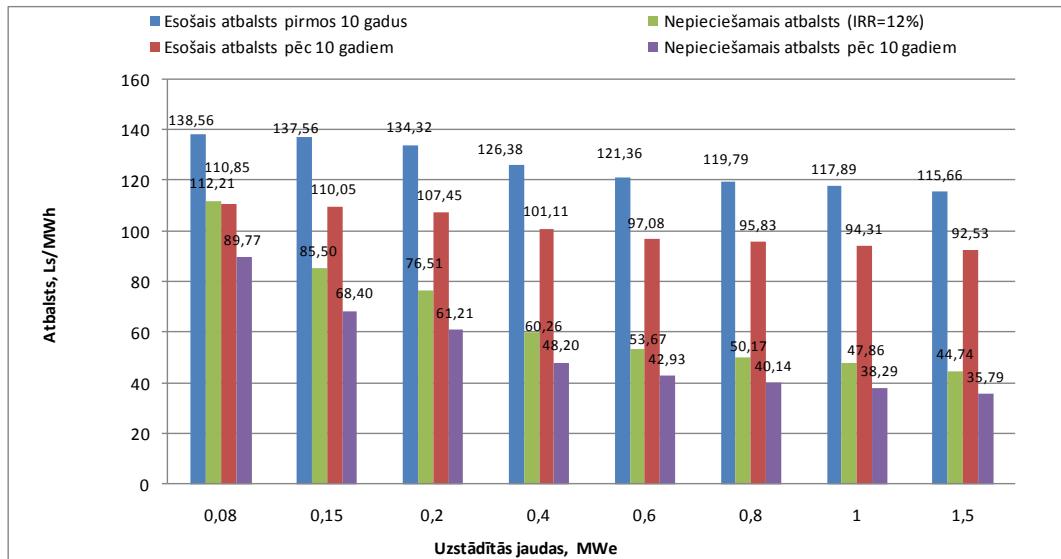
Pētījuma autoru izstrādātais modelis ir viegli lietojams un ļauj samērā vienkārši veikt izmaiņas ievades datos un pieņēmumos, piemēram, ja Ekonomikas ministrijas vadība vai LR Ministru kabinets pieņem lēmumu IRR vērtību mainīt (palielināt vai samazināt), tad ar autoru izstrādāto ekonomisko aprēķinu modeli to var veikt.

4.2. ATBALSTA NOTEIKŠANA AER TEHNOLOGIJĀM PĀREJAS PERIODĀ

4.2.1. HIDROELEKTROSTACIJAS

Turpmākais atbalsts hidroelektrostacijām ir nopietni jāizsver. Latvijā darbojas 146 mazās HES, kuru kopējā uzstādītā jauda ir 27,23 MW. Šādās stacijās ražotā elektroenerģija pirmos 10 gadus tiek atbalstīta ar tarifiem no 137,56 līdz 139,56 Ls/MWh, bet nākamos 10 gadus atbalsts ir par 20% mazāks.

4.2.attēlā un 4.1.tabulā ir sniegs esošā un nepieciešamā atbalsta līmeņa salīdzinājums dažādas jaudas hidroelektrostacijām pirmos 10 gadus un nākamos 10 gadus.



4.2.att. Esošā un nepieciešamā atbalsta līmeņa salīdzinājums pirmos 10 gadus un pēc 10.gada (rēķinot naudas plūsmu 10+10 gadiem)

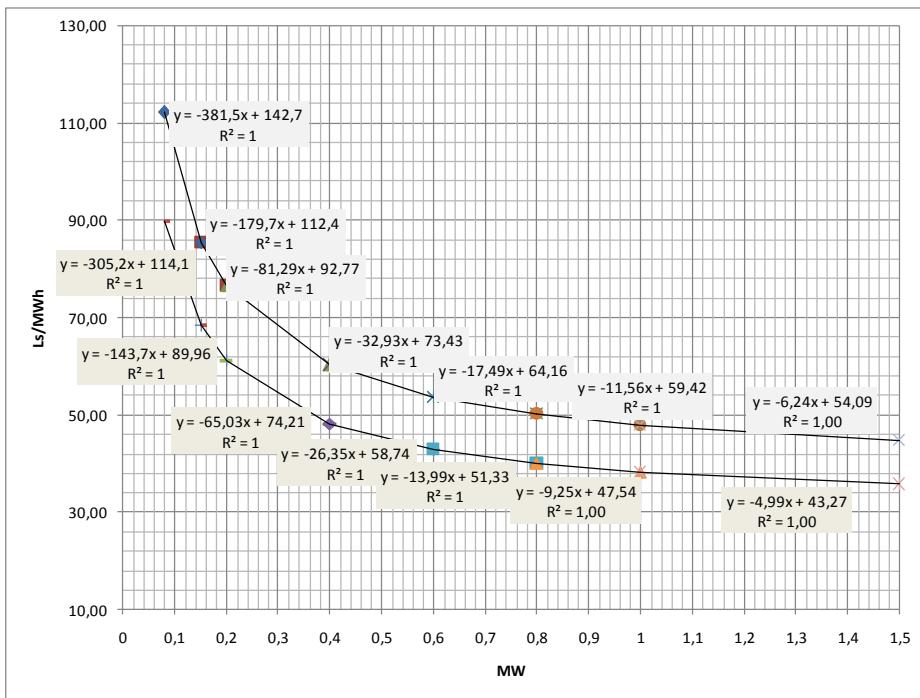
4.1.tabula

Esošā un nepieciešamā atbalsta līmeņa salīdzinājums HES

Uzstādītā jauda, MW	0,08	0,15	0,2	0,4	0,6	0,8	1	1,5
Esošais atbalsts pirmos 10 gadus	138,56	137,56	134,32	126,38	121,36	119,79	117,89	115,66
Esošais atbalsts pēc 10 gadiem	110,85	110,05	107,45	101,11	97,08	95,83	94,31	92,53
Nepieciešams atbalsts (IRR=12%) pirmos 10 gadus	112,21	85,50	76,51	60,26	53,67	50,17	47,86	44,74
Nepieciešams atbalsts (IRR=12%) nākamos 10 gadiem	89,77	68,40	61,21	48,20	42,93	40,14	38,29	35,79

Balstoties uz 4.2.attēlā un 4.1.tabulā redzamajiem atbalsta apjomiem pie dažādām jaudām, tika veikta regresijas analīze un iegūti divi regresijas vienādojumi, kas apraksta nepieciešamo atbalsta apjomu atkarībā no uzstādītās jaudas. Regresijas vienādojumi doti 4.3.attēlā. Punkti ir aprakstīti ar lineāru sakarību, iegūstot pirmās pakāpes vienādojumus katrā jaudas diapazonā (skat. 4.3.attēlu). Vienādojumi uz augšējās nogriežņu kopas apraksta nepieciešamā atbalsta formulas pirmajiem 10 gadiem, apakšējā nogriežņu kopa parāda nepieciešamā atbalsta aprēķina sakarības nākamo 10 gadu periodā.

No šiem vienādojumiem tika iegūtas nepieciešamā atbalsta aprēķina formulas dažādu jaudu diapazonos (skat. 4.2.tabulu).



4.3.att. Regresijas analīze nepieciešamam esošo HES atbalstam 10+10 gadu periodā

4.2.tabula

Nepieciešamā atbalsta aprēķina formulas HES

Jaudas diapazons, MW	Atbalsta aprēkins 1.-10.gads	Atbalsta aprēkins 11.-20.gads
$P < 0,08$	$C = 112,22 \cdot K_a$	$C = 89,68$
$0,08 \leq P < 0,15$	$C = (142,7 - 381,5 \cdot P) \cdot K_a$	$C = 114,1 - 305,2 \cdot P$
$0,15 \leq P < 0,2$	$C = (112,4 - 179,7 \cdot P) \cdot K_a$	$C = 89,96 - 143,7 \cdot P$
$0,2 \leq P < 0,4$	$C = (92,77 - 81,29 \cdot P) \cdot K_a$	$C = 74,21 - 65,03 \cdot P$
$0,4 \leq P < 0,6$	$C = (73,43 - 32,93 \cdot P) \cdot K_a$	$C = 58,74 - 26,35 \cdot P$
$0,6 \leq P < 0,8$	$C = (64,16 - 17,49 \cdot P) \cdot K_a$	$C = 51,33 - 13,99 \cdot P$
$0,8 \leq P < 1$	$C = (59,42 - 11,56 \cdot P) \cdot K_a$	$C = 47,54 - 9,25 \cdot P$
$1 \leq P \leq 1,5$	$C = (54,09 - 6,24 \cdot P) \cdot K_a$	$C = 43,27 - 4,99 \cdot P$

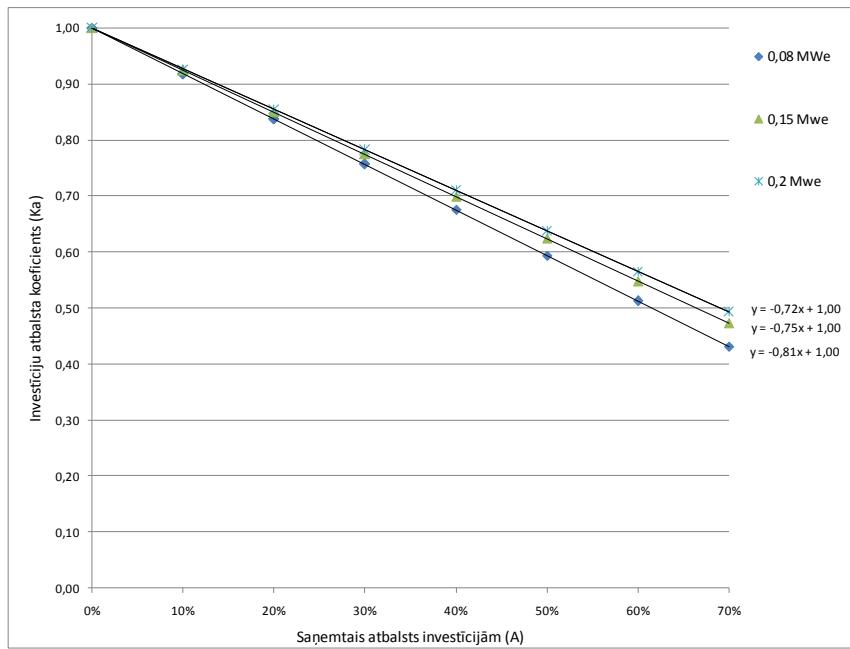
Kur

C – elektroenerģijas iepirkuma cena, Ls/MWh;

P – stacijas uzstādītā elektriskā jauda, MW_e;

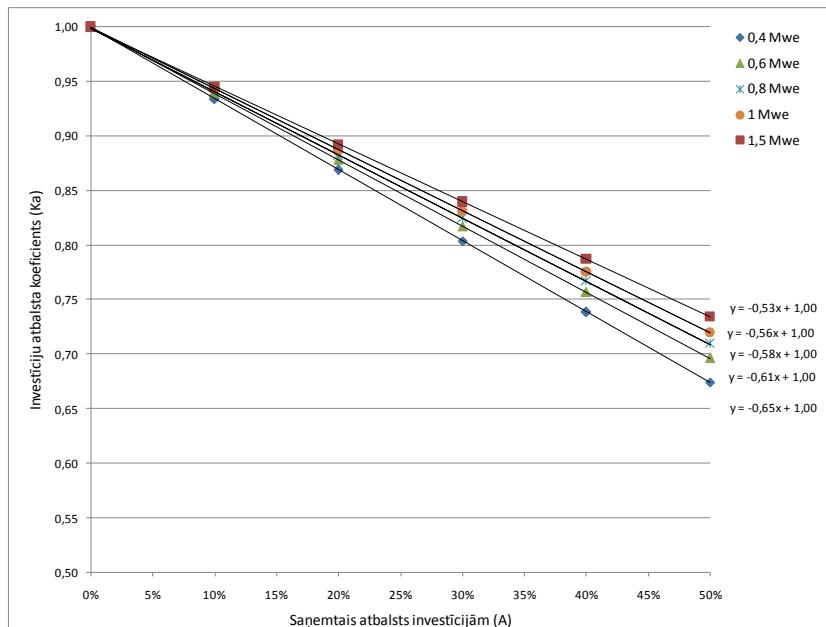
K_a – koeficients saņemtā investīciju atbalsta ietekmes aprēķinam.

Koeficients K_a ir atkarīgs no uzstādītās jaudas un tika noteikts, rēķinot HES projekta naudas plūsmas IRR, ja projekts ir saņēmis subsīdiju investīcijām. Aprēķinātie koeficienti parāda, par cik būtu jāsamazina bāzes iepirkuma cena, ja HES projekts ir saņēmis investīciju subsīdiju. Koeficientu rēķina pēc formulām, kas dotas 4.3.tabulā. Formulas iegūtas no regresijas analīzes, kas grafiskā veidā parādīta 4.4.attēlā un 4.5.attēlā.



4.4.att. Regresijas analīze koeficienta K_a formulas noteikšanai HES ar jaudu līdz 0,39 MW

Aprēķini rāda, ka HES ar uzstādīto jaudu 0,4 MW un lielāku nav pamatoti vienlaicīgi piešķirt subsīdijas virs 50% un paaugstināto iepirkuma tarifu, jo tādā gadījumā nepieciešamais atbalsta līmenis būtu zem esošās elektroenerģijas tirgus cenas.



4.5.att. Regresijas analīze koeficienta K_a formulas noteikšanai HES ar jaudu no 0,4 MW un lielāku

4.3.tabula

Investīciju atbalsta ietekmes koeficienta K_a aprēķina formulas HES jaudu diapazonos

Jaudas diapazons, MWe	K_a aprēķins
$P < 0,08$	$K_a = 1 - 0,81 \cdot A$
$0,08 \leq P < 0,15$	$K_a = 1 - 0,81 \cdot A$
$0,15 \leq P < 0,2$	$K_a = 1 - 0,75 \cdot A$
$0,2 \leq P < 0,4$	$K_a = 1 - 0,72 \cdot A$

$0,4 \leq P < 0,6$	$K_a = 1 - 0,65 \cdot A$
$0,6 \leq P < 0,8$	$K_a = 1 - 0,61 \cdot A$
$0,8 \leq P < 1$	$K_a = 1 - 0,58 \cdot A$
$1 \leq P < 1,5$	$K_a = 1 - 0,56 \cdot A$
$1,5 \leq P$	$K_a = 1 - 0,53 \cdot A$

Kur

K_a – koeficients saņemtā investīciju atbalsta ietekmes aprēķinam;

A – saņemtā investīciju atbalsta (subsīdijas) apjoms, % (ja saņemta subsīdija 30% apmērā, formulā jāliek $A = 0,3$).

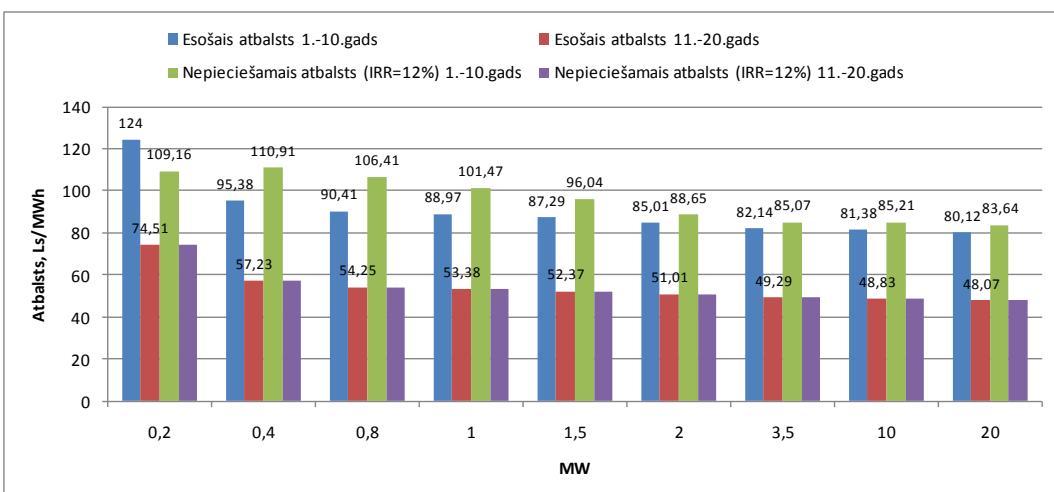
4.2.2. VĒJA ELEKTROSTACIJAS

4.4.tabulā un 4.6.attēlā ir sniegs esošā un nepieciešamā atbalsta līmeņa salīdzinājums dažādas jaudas vēja elektrostacijām pirmos 10 gadus un nākamos 10 gadus.

4.4.tabula

Esošā un nepieciešamā atbalsta līmeņa salīdzinājums vēja elektrostacijām

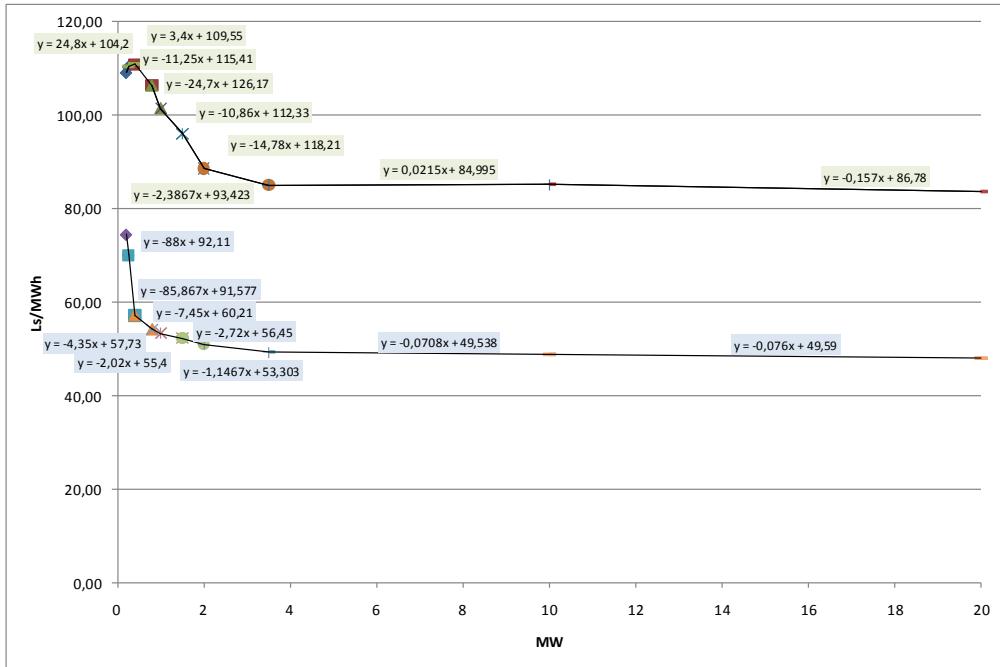
Uzstādītā jauda, MW	0,2	0,4	0,8	1	1,5	2	3,5	10	20
Esošais atbalsts pirmos 10 gadus	124,	95,38	90,41	88,97	87,29	85,01	82,14	81,38	80,12
Esošais atbalsts pēc 10 gadiem	74,51	57,23	54,25	53,38	52,37	51,01	49,29	48,83	48,07
Nepieciešamais atbalsts (IRR=12%)	109,16	110,91	106,41	101,47	96,04	88,65	85,07	85,21	83,64
Nepieciešamais atbalsts pēc 10 gadiem	74,51	57,23	54,25	53,38	52,37	51,01	49,29	48,83	48,07



4.6.att. Esošā un nepieciešamā atbalsta līmeņa salīdzinājums pirmos 10 gadus un pēc 10.gada (rēķinot naudas plūsmu 10+10 gadiem)

Balstoties uz 4.6.attēlā un 4.4.tabulā redzamajiem atbalsta apjomiem pie dažādām jaudām, tika veikta regresijas analīze un iegūti divi regresijas vienādojumi, kas apraksta nepieciešamo atbalsta apjomu atkarībā no uzstādītās jaudas. Regresijas vienādojumi doti 4.7.attēlā. Punkti ir aprakstīti ar lineāru sakarību, iegūstot pirmās pakāpes vienādojumus katrā jaudas diapazonā (skat. 4.7.attēlu). Vienādojumi uz augšējās nogriežņu kopas apraksta nepieciešamā atbalsta formulas pirmajiem 10 gadiem, apakšējā nogriežņu kopa parāda nepieciešamā atbalsta aprēķina sakarības nākamo 10 gadu periodā.

No šiem vienādojumiem tika iegūtas nepieciešamā atbalsta aprēķina formulas dažādu jaudu diapazonos (skat. 4.5.tabulu).



4.7.att. Regresijas analīze nepieciešamam esošo vēja elektrostaciju atbalstam 10+10 gadu periodā

4.5.tabula

Nepieciešamā atbalsta aprēķina formulas vēja elektrostacijām

Jaudas diapazons, MW _e	Atbalsta aprēķins 1.-10.gads	Atbalsta aprēķins 11.-20.gads
$P < 0,2$	$C = 109,16 \cdot K_a$	$C = 74,51$
$0,2 \leq P < 0,25$	$C = (104,2 + 24,8 \cdot P) \cdot K_a$	$C = 92,11 + 88 \cdot P$
$0,25 \leq P < 0,4$	$C = (109,5 + 3,4 \cdot P) \cdot K_a$	$C = 91,58 - 85,87 \cdot P$
$0,4 \leq P < 0,8$	$C = (115,41 - 11,25 \cdot P) \cdot K_a$	$C = 60,21 - 7,45 \cdot P$
$0,8 \leq P < 1$	$C = (126,7 - 24,7 \cdot P) \cdot K_a$	$C = 57,73 - 4,35 \cdot P$
$1 \leq P < 1,5$	$C = (112,33 - 10,86 \cdot P) \cdot K_a$	$C = 55,4 - 2,02 \cdot P$
$1,5 \leq P < 2$	$C = (118,21 - 14,78 \cdot P) \cdot K_a$	$C = 56,45 - 2,72 \cdot P$
$2 \leq P \leq 3,5$	$C = (93,42 - 2,39 \cdot P) \cdot K_a$	$C = 53,3 - 1,15 \cdot P$
$3,5 \leq P \leq 10$	$C = (84,995 + 0,0215 \cdot P) \cdot K_a$	$C = 49,54 - 0,07 \cdot P$
$10 \leq P \leq 20$	$C = (86,78 - 0,157 \cdot P) \cdot K_a$	$C = 49,59 - 0,076 \cdot P$

Kur

C – elektroenerģijas iepirkuma cena, Ls/MWh;

P – stacijas uzstādītā elektriskā jauda, MW_e;

K_a – koeficients saņemtā investīciju atbalsta ietekmes aprēķinam.

Koeficients K_a ir atkarīgs no uzstādītās jaudas un tika noteikts, rēķinot vēja elektrostacijas projekta naudas plūsmas IRR, ja projekts ir saņēmis subsīdiju investīcijām. Aprēķinātie koeficienti parāda, par cik būtu jāsamazina bāzes iepirkuma cena, ja VES projekts ir saņēmis investīciju subsīdiju. Koeficienta vērtība atkarībā no subsīdiju apjoma (%) ir dota 4.6.tabulā.

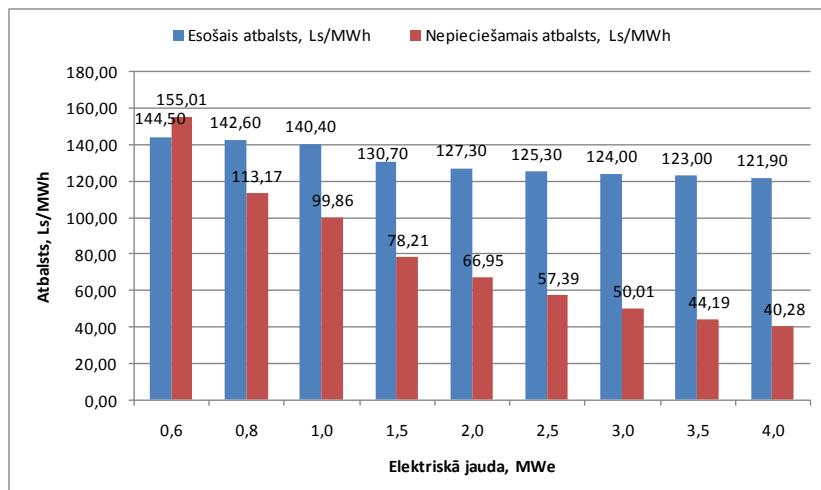
4.6.tabula

Investīciju atbalsta ietekmes koeficienta K_a vērtības atkarībā no subsīdiju apmēra

	Subsīdiju apjoms no kopējām investīcijām								
	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	
K_a	1,00	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	

4.2.3. BIOMASAS ELEKTROSTACIJAS UN KOĢENERĀCIJAS STACIJAS

Līdz 2012.gada beigām Latvijā bija uzstādītas 5 tvaika cikla koģenerācijas stacijas, kuru jaudu diapazons ir robežas no 0,6 MWe līdz 6,492 MWe un kuras ir kvalificējušās atbalsta saņemšanai elektroenerģijas ražošanai no AER. Šādu staciju naudas plūsmas aprēķinu rezultāti ar esošo atbalsta līmeni un nepieciešamo pie nosacījuma, ka projekta IRR ir 12%, ir parādīti 4.8.attēlā un 4.7.tabulā. legūtie rezultāti rāda, ka koģenerācijas stacijām, sākot no 0,8 MW_e un vairāk, ir nepieciešams mazāks atbalsts, salīdzinot ar esošā atbalsta līmeni. Aprēķini rāda, ka koģenerācijas stacijām ar jaudu 0,6 MW_e, esošais atbalsts ir nepietiekams, lai projektu naudas plūsma būtu pozitīva un IRR 12%. Balstoties uz aprēķiniem, 0,6 MW tvaika cikla koģenerācijas stacijas atbalstam būtu jābūt 155,01 Ls/MWh, kas ir augstāks par 0,8 MW_e.



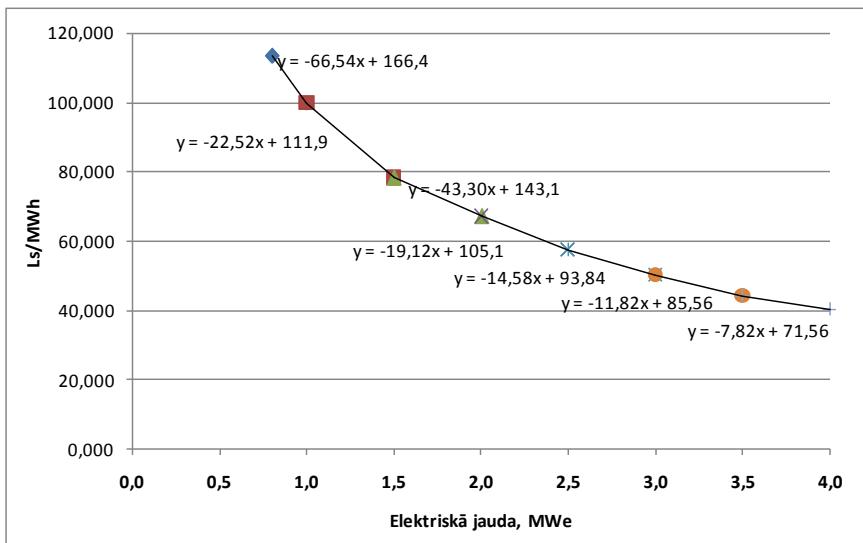
4.8.att. Esošā un nepieciešamā atbalsta līmeņa salīdzinājums TC koģenerācijas stacijām (MK Nr.221)

4.7.tabula

Esošā un nepieciešamā atbalsta līmeņa salīdzinājums TC koģenerācijas stacijām

Elektriskā jauda, MW _e	0,6	0,8	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
Esošais atbalsts, Ls/MWh	144,5	142,6	140,4	130,7	127,3	125,3	124,0	123,0	121,9
Nepieciešamais atbalsts, Ls/MWh	155,01	113,17	99,86	78,21	66,95	57,39	50,01	44,19	40,28

Lai noteiktu formulu, pēc kuras būtu iespējams noteikt nepieciešamo atbalstu TC koģenerācijas stacijām pārejas perioda laikā, tika veikta regresijas analīze un iegūti regresijas vienādojumi atkarībā no elektriskās jaudas diapazona (skatīt 4.9.attēlu). Pārejas perioda atbalsta lieluma noteikšanai atbilstoši MK noteikumiem Nr.221 TC biomassas koģenerācijas stacijām ir sagatavotas četras formulas atkarībā no jaudu diapazona, kas redzamas 4.8.tabulā.



4.9.att. Regresijas analīze atbalsta līmenim pārejas periodā TC koģenerācijas stacijām

4.8.tabula

Nepieciešamā atbalsta aprēķina formulas TC koģenerācijas stacijām

Elektrisko jaudu diapazons, MWe	Atbalsta aprēķins
$P < 0,8$	$C = 113,17 \cdot K_a$
$0,8 \leq P < 1,0$	$C = (166,4 - 66,54 \cdot P) \cdot K_a$
$1,0 \leq P < 1,5$	$C = (111,9 - 22,52 \cdot P) \cdot K_a$
$1,5 \leq P < 2,0$	$C = (143,1 - 43,30 \cdot P) \cdot K_a$
$2,0 \leq P < 2,5$	$C = (105,1 - 19,12 \cdot P) \cdot K_a$
$2,5 \leq P < 3,0$	$C = (93,84 - 14,58 \cdot P) \cdot K_a$
$3,0 \leq P < 3,5$	$C = (85,56 - 11,82 \cdot P) \cdot K_a$
$3,5 \leq P \leq 4,0$	$C = (71,56 - 7,82 \cdot P) \cdot K_a$

Kur:

C – elektroenerģijas iepirkuma cena, Ls/MWh;

P – stacijas uzstādītā elektriskā jauda, MWe;

K_a – koeficients saņemtā investīciju atbalsta ietekmes aprēķinam.

Lai noteiktu investīciju atbalsta ietekmes koeficientu K_a naudas plūsmas aprēķinos, tiek ņemtas vērā subsīdijas projektu īstenošanai. Projekta naudas plūsmas aprēķini tiek veikti pie 30%, 50% un 70% subsīdiju apjomiem. Balstoties uz iegūtajiem rezultātiem, ir iegūta formula, pēc kurās var noteikt investīciju atbalsta ietekmes koeficientu. Ar vienādojuma palīdzību ir iespējams noteikt, cik lielam ir jābūt atbalsta maksājumam gadījumā, kad ir saņemtas subsīdijas biomasa koģenerācijas staciju projektu īstenošanai.

4.9.tabula

Investīciju atbalsta ietekmes koeficiente K_a aprēķina formulas TC koģenerācijas staciju jaudu diapazonos

Jaudas diapazons, MWe	K_a aprēķins
$P = 0,6$	$K_a = 1 - 0,90 \cdot A$
$0,6 < P \leq 0,8$	$K_a = 1 - 1,12 \cdot A$
$0,8 < P \leq 1,0$	$K_a = 1 - 1,18 \cdot A$

$1,0 < P \leq 1,5$	$K_a = 1 - 1,32 \cdot A$
$1,5 < P \leq 2,0$	$K_a = 1 - 1,51 \cdot A$

Kur:

K_a – koeficients saņemtā investīciju atbalsta ietekmes aprēķinam;

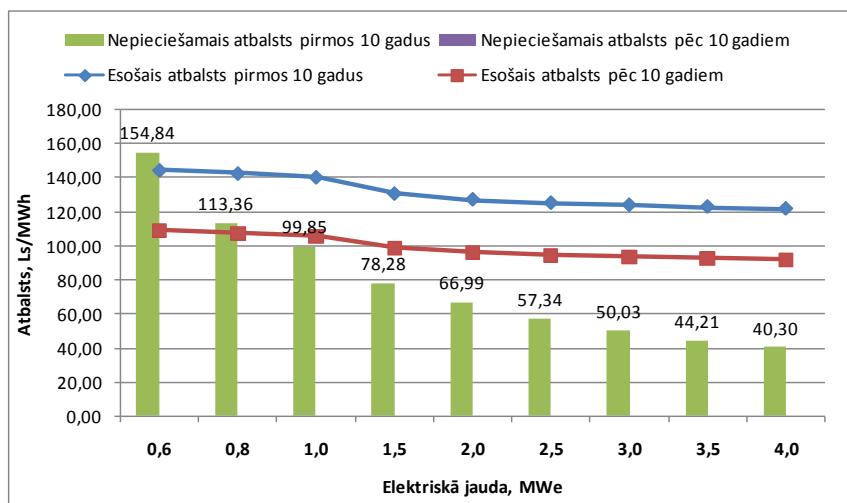
A – saņemtā investīciju atbalsta (subsīdijas) apjoms, % (ja saņemta subsīdija 30% apmērā, formulā jāliek $A = 0,3$).

Dotās koeficientu aprēķinu formulas var izmantot sekojošos gadījumos:

- $P = 0,6 \text{ MWe}$ – subsīdiju atbalsta apjoms līdz 100%;
- $0,6 \leq P \geq 1,0 \text{ MWe}$ – subsīdiju atbalsta apjoms līdz 50%;
- $1,0 < P \geq 2,0 \text{ MWe}$ – subsīdiju atbalsta apjoms līdz 30%.

TC biomasas koģenerācijas stacijām ar uzstādīto elektrisko jaudu virs 2,0 MWe un, kuras ir saņēmušas subsīdijas projektu īstenošanai, atbalsta maksājums par elektroenerģijas ražošanu koģenerācijas stacijās ir jāizvērtē individuāli.

Atbilstoši MK noteikumiem Nr.262 tvaika cikla biomasas elektrostacijām atbalsts tiek piešķirts uz 10+10 gadiem. Sākot no 11. stacijas darbības gada, atbalsta maksājums samazinās par 25%. Nepieciešamā atbalsta maksājumu lielums salīdzinājumā ar esošo atbalsta līmeni ir parādīts 4.10.attēlā un 4.10. tabulā. No dotā attēla redzams, ka tikai 0,6 MWe biomasas staciju gadījumā būtu nepieciešams nedaudz lielāks esošais atbalsts, kā arī samazināts atbalsta maksājums, sākot ar 11.gadu. Visos pārejos jaudas diapazonos esošais atbalsts ir daudz lielāks kā būtu nepieciešams. Turklat atbalsta maksājums pēc 10 gadiem biomasas TC stacijām ar jaudu lielāku par 0,8 MWe vispār nav nepieciešams. Stacijām ar jaudu mazāku par 0,8 MWe atbalsta maksājums pēc 10 gadiem būs zemāks kā prognozētā elektroenerģijas tirgus cena. Biomasas koģenerācijas stacijām, kuru jauda ir lielāka par 3,0 MWe atbalsta maksājums ir tuvu esošajai elektroenerģijas tirgus cenai.



4.10.att. Esošā un nepieciešamā atbalsta līmeņa salīdzinājums TC elektrostacijām (MK noteikumi Nr.262)

4.10.tabula

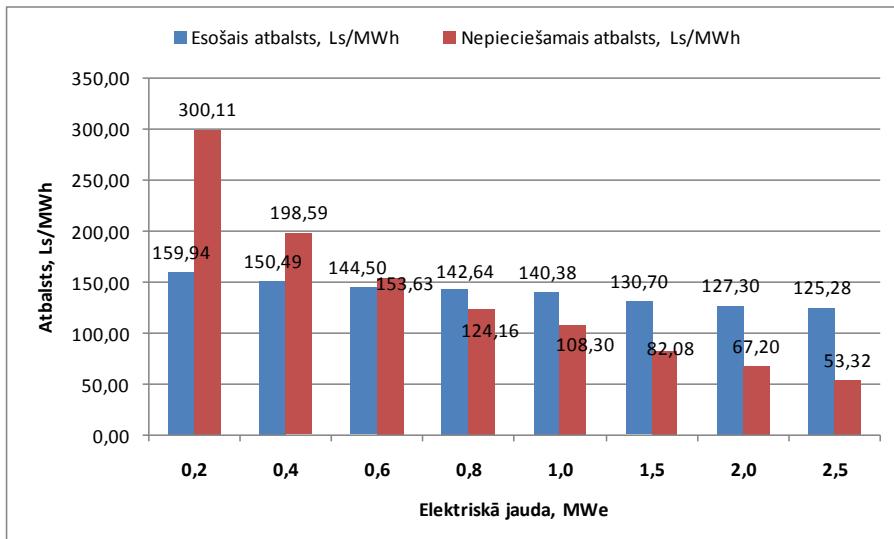
Esošā un nepieciešamā atbalsta līmeņa salīdzinājums TC koģenerācijas stacijām (MK Nr.262)

Uzstādītā elektriskā jauda, MWe	0,6	0,8	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,50	4,00
Esošais atbalsts pirmos 10 gadus	144,50	142,64	140,38	130,71	127,30	125,28	124,02	123,01	121,87
Esošais atbalsts pēc 10 gadiem	109,24	107,84	106,13	98,82	96,24	94,71	93,76	92,99	92,13

Nepieciešamais atbalsts pirmos 10 gadus	154,84	113,36	99,85	78,28	66,99	57,34	50,03	44,21	40,30
--	--------	--------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Līdz ar to TC biomases koģenerācijas staciju gadījumā, pārejas periodam varētu izmantot tos pašus regresijas vienādojumus un subsīdiju koeficientus kā TC biomases elektrostaciju gadījumā.

Līdz 2012.gada beigām Latvijā bija uzstādītas 7 ORC tipa biomases koģenerācijas stacijas, kuru elektriskās jaudas diapazoni bija robežas no 0,6 MWe līdz 2,294 MWe. Šādu koģenerācijas staciju esošais un nepieciešamais atbalsta līmenis, ķemot vērā MK noteikumus Nr.221, ir noteikts, balstoties uz naudas plūsmas aprēķiniem. Iegūtie rezultāti ir parādīti 4.11.attēlā. No dotā attēla redzams, ka koģenerācijas stacijām zem 0,8 MW_e, esošais atbalsta līmenis ir nepietiekams, lai projekta IRR būtu 12%.



4.11.att. Esošā un nepieciešamā atbalsta līmeņa salīdzinājums ORC koģenerācijas stacijām (MK Nr.221)

Atbalsta līmeņa noteikšanai ir veikta regresijas analīze un sastādīti vienādojumi, kas doti 4.11.tabulā. Sakarā ar nepieciešamo nesamērīgi augsto atbalsta līmeni ORC biomases koģenerācijas stacijām līdz 0,4 MW_e, pētījuma autori piedāvā pārejas periodā sniegt atbalstu piešķirt līmeni vienādu ar 0,6 MW_e biomases koģenerācijas stacijām.

4.11.tabula

Nepieciešamā atbalsta aprēķina formulas ORC koģenerācijas stacijām

Elektrisko jaudu diapazons, MWe	Atbalsta aprēķins
$P < 0,6$	$C = 153,63 \cdot K_a$
$0,6 \leq P < 0,8$	$C = (242,0 - 147,3 \cdot P) \cdot K_a$
$0,8 \leq P < 1,0$	$C = (187,5 - 79,28 \cdot P) \cdot K_a$
$1,0 \leq P < 1,5$	$C = (160,7 - 52,43 \cdot P) \cdot K_a$
$1,5 \leq P < 2,0$	$C = (126,7 - 29,76 \cdot P) \cdot K_a$
$2,0 \leq P \leq 2,5$	$C = (122,7 - 27,76 \cdot P) \cdot K_a$

Tā kā lielākā daļa no ORC stacijām ir saņēmušas līdzfinansējumu projektu īstenošanai, atbalsta līmeņa noteikšanai ir ļemts vērā investīciju atbalsta ietekmes koeficients, kas tiek noteikts, balstoties uz regresijas analīzi. Iegūtie rezultāti ir redzami 4.12.tabulā. Dotajā tabulā ir atspoguļotas investīciju atbalsta ietekmes koeficiente aprēķina formulas elektrisko jaudu diapazoniem no 0,2 MWe līdz 2,5 MWe.

4.12.tabula

Investīciju atbalsta ietekmes koeficiente K_a aprēķina formulas ORC koģenerācijas staciju jaudu diapazonos

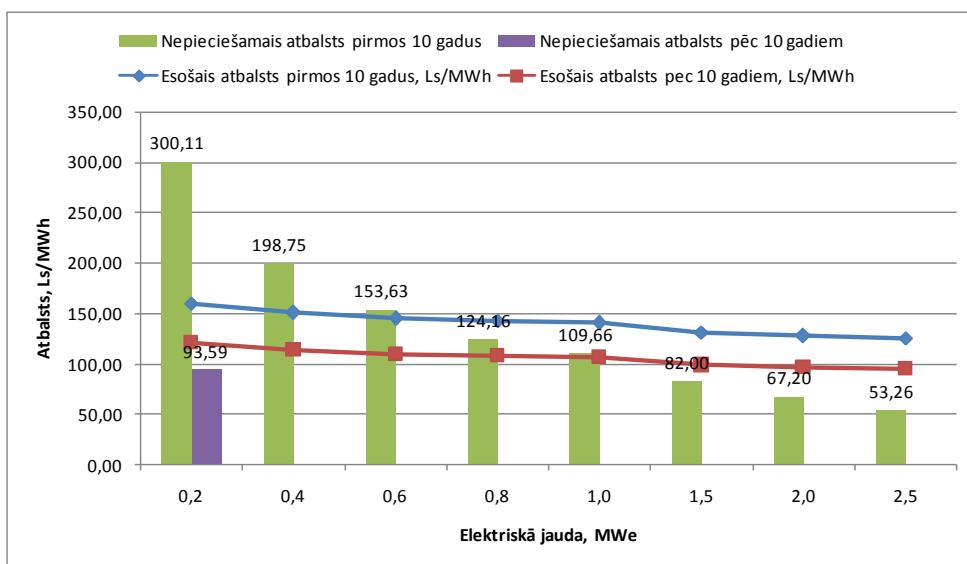
Jaudas diapazons, MWe	K_a aprēķins
$0,2 \leq P < 0,4$	$K_a = 1 - 0,78 \cdot A$
$0,4 \leq P < 0,6$	$K_a = 1 - 0,82 \cdot A$
$0,6 \leq P < 0,8$	$K_a = 1 - 0,86 \cdot A$
$0,8 \leq P < 1$	$K_a = 1 - 0,91 \cdot A$
$1 \leq P < 1,5$	$K_a = 1 - 0,94 \cdot A$
$1,5 \leq P < 2$	$K_a = 1 - 1,02 \cdot A$
$2 \leq P < 2,5$	$K_a = 1 - 1,1 \cdot A$
$P = 2,5$	$K_a = 1 - 1,23 \cdot A$

Dotās koeficientu aprēķinu formulas var izmantot sekojošos gadījumos:

- $0,2 \leq P \geq 1,0$ MWe – subsīdiju atbalsta apjoms līdz 100%;
- $1,0 < P \geq 1,5$ MWe – subsīdiju atbalsta apjoms līdz 50%;
- $1,5 \leq P \leq 2,5$ MWe – subsīdiju atbalsta apjoms līdz 30%.

Subsīdiju apjoms atbalsta maksājuma noteikšanai par elektroenerģijas ražošanu ORC tipa biomassas koģenerācijas stacijām ir jāizvērtē individuāli.

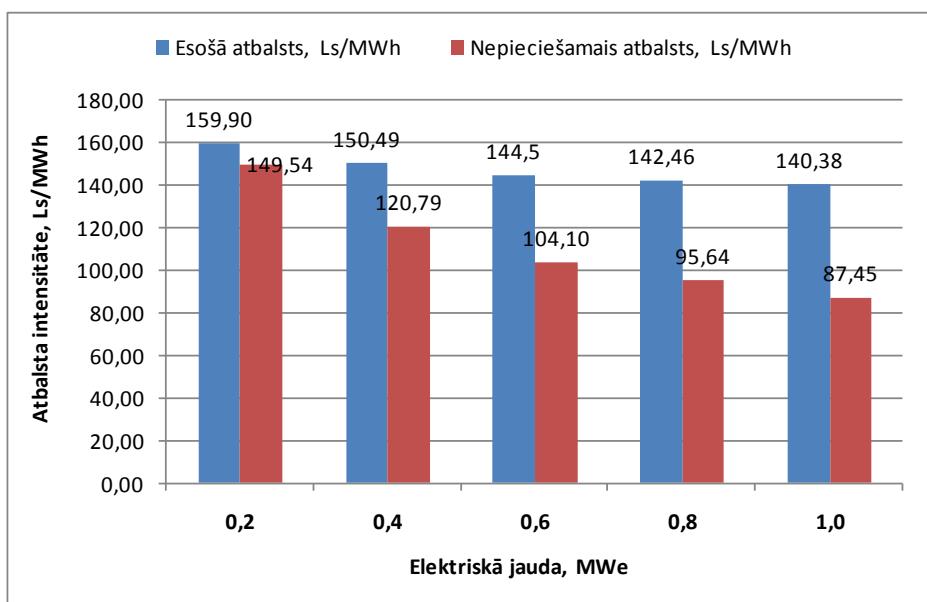
Esošā un nepieciešamā atbalsta līmeņa salīdzinājums, nemot vērā MK noteikumu Nr.262 prasības, ir parādīts 4.12.attēlā. Šajā gadījumā pirmajos 10 gados atbalsta maksājums ir lielāks nekā tas ir nepieciešams ORC elektrostacijām, sākot ar uzstādīto jaudu 0,7 MW_e. Turklat atbalsta maksājums, sākot ar 11. stacijas darbināšanas gadu, ir nepieciešams tikai 0,2 MWe stacijām. Pārējo jaudas diapazonu gadījumā atbalsta maksājums būs zemāks nekā elektroenerģijas tirgus cena. Līdz ar to šīm stacijām nav nepieciešams papildus maksājums par elektroenerģijas ražošanu no AER pēc desmitā stacijas darbināšanas gada.



4.12.att. Esošā un nepieciešamā atbalsta līmeņa salīdzinājums ORC koģenerācijas stacijām (MK Nr.262)

Tāpat kā TC elektrostaciju gadījumā, arī ORC elektrostacijām, pārejas periodam var izmantot tās pašas atbalsta aprēķina formulas un investīciju atbalsta koeficientus, kas aprēķināti ORC koģenerācijas stacijām un doti 4.11 un 4.12.tabulās.

Līdz 2012.gada beigām Latvijā bija uzstādītas 5 koksnes gazifikācijas koģenerācijas stacijas, kuru jaudas diapazons ir no 0,135 līdz 1,0 MWe. Esošie un nepieciešamie atbalsta maksājumi dažādas jaudas koksnes gazifikācijas koģenerācijas stacijām ir parādīti 4.13.attēlā. Kā rāda aprēķini, esošais atbalsta līmenis ir lielāks nekā tas būtu nepieciešams.



4.13.att. Esošā un nepieciešamā atbalsta līmeņa salīdzinājums koksnes gazifikācijas stacijām (MK Nr.221)

Lai noteiktu nepieciešamā atbalsta aprēķina formulas pārejas periodam, ir izmantota regresijas analīze un noteikti vienādojumi, kas redzami 4.13.tabulā.

4.13.tabula

Nepieciešamā atbalsta aprēķina formulas koksnes gazifikācijas stacijām

Elektrisko jaudu diapazons, MWe	Atbalsta aprēķins
$P \leq 0,2$	$C = 149,54 \cdot K_a$
$0,2 < P < 0,4$	$C = (178,2 - 143,7) \cdot K_a$
$0,4 \leq P < 0,6$	$C = (154,1 - 83,45) \cdot K_a$
$0,6 \leq P < 0,8$	$C = (129,4 - 42,25 \cdot P) \cdot K_a$
$0,8 \leq P \leq 1,0$	$C = (128,4 - 40,94 \cdot P) \cdot K_a$

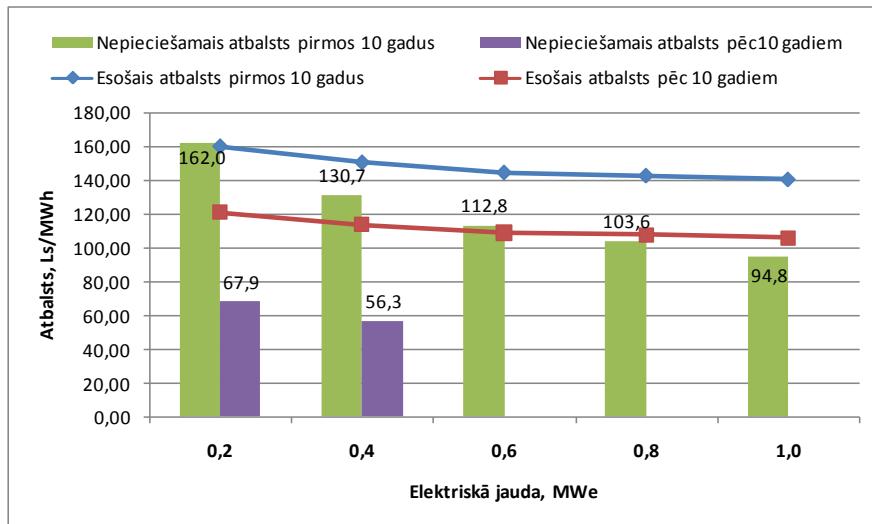
Koeficients saņemtā investīciju atbalsta ietekmes aprēķinam K_a koksnes gazifikācijas koģenerācijas stacijām tiek aprēķināts, piemērojot 4.14.tabulā redzamo vienādojumu. Sakarā ar to, ka koksnes gazifikācijas koģenerācijas staciju gadījumā investīciju atbalsta apjoms nav būtiski atkarīgs no stacijas uzstādītās elektriskās jaudas, tad visiem jaudas diapazoniem ir piemērojama tikai viena formula.

4.14.tabula

Investīciju atbalsta ietekmes koeficiente K_a aprēķina formulas koksnes gazifikācijas staciju jaudu diapazonos

Jaudas diapazons, MWe	K_a aprēķins
$P \leq 1,0$	$K_a = 1 - 0,76 \cdot A$

Esošā un nepieciešamā atbalsta līmeņa salīdzinājums koksnes gazifikācijas elektrostacijām, kas balstīti uz MK noteikumu Nr.262 prasībām, ir parādīti 4.14.attēlā. Kā attēlā redzams, visām apskatītajām jaudām esošais atbalsta līmenis ir augstāks nekā tas būtu nepieciešams, lai šādu projektu ienesīgums būtu 12%. Arī koksnes gazifikācijas gadījumā elektrostacijām ar uzstādīto jaudu 0,6 MW_e un vairāk atbalsta maksājums, sākot ar 11.gadu, būs zemāks nekā prognozētā elektroenerģijas tirgus cena. Līdz ar to šāda tipa stacijām atbalsta maksājums pēc desmitā stacijas darbināšanas gada nav nepieciešams.



4.14.att. Esošā un nepieciešamā atbalsta līmeņa salīdzinājums koksnes gazifikācijas stacijām (MK Nr.262)

Lai noteiktu nepieciešamā atbalsta likmes aprēķina formulas pārejas periodā, ir izmantota regresijas analīzes metode un iegūti vienādojumi, kas parādīti 4.15.tabulā.

4.15.tabula

Nepieciešamā atbalsta aprēķina formulas koksnes gazifikācijas stacijām (MK Nr.262)

Jaudas diapazons, MW _e	Atbalsta aprēķins 1.-10.gads	Atbalsta aprēķins 11.-20.gads
$P \leq 0,2$	$C = 162,0 \cdot K_a$	$C = 67,9 \cdot K_a$
$0,2 < P < 0,4$	$C = (193,4 - 156,9 \cdot P) \cdot K_a$	$C = (79,43 - 57,92 \cdot P) \cdot K_a$
$0,4 \leq P < 0,6$	$C = (166,3 - 89,27 \cdot P) \cdot K_a$	
$0,6 \leq P < 0,8$	$C = (140,4 - 46,13 \cdot P) \cdot K_a$	
$0,8 \leq P \leq 1,0$	$C = (138,5 - 43,76 \cdot P) \cdot K_a$	

Investīciju atbalsta ietekmes koeficiente K_a aprēķina formula koksnes gazifikācijas elektrostacijām ir parādīta 4.16.tabulā.

4.20.tabula

Investīciju atbalsta ietekmes koeficiente K_a aprēķina formula koksnes gazifikācijas stacijām (MK Nr.262)

Jaudas diapazons, MW _e	K_a aprēķins
$P \leq 1,0$	$K_a = 1 - 0,69 \cdot A$

Veicot pārejas perioda aprēķinu, jāņem vērā, ka esošie naudas plūsmas aprēķini ir balstīti uz efektīvi strādājošām cietās biomases koģenerācijas stacijām ar 5500 stundu darba režīmu gadā, kā arī pieņemot, ka siltumenerģija tiek pārdota par siltumenerģijas patieso cenu, kas 19,38 Ls/MWh.

4.2.4. BIOGĀZES ELEKTROSTACIJAS UN KOĢENERĀCIJAS STACIJAS

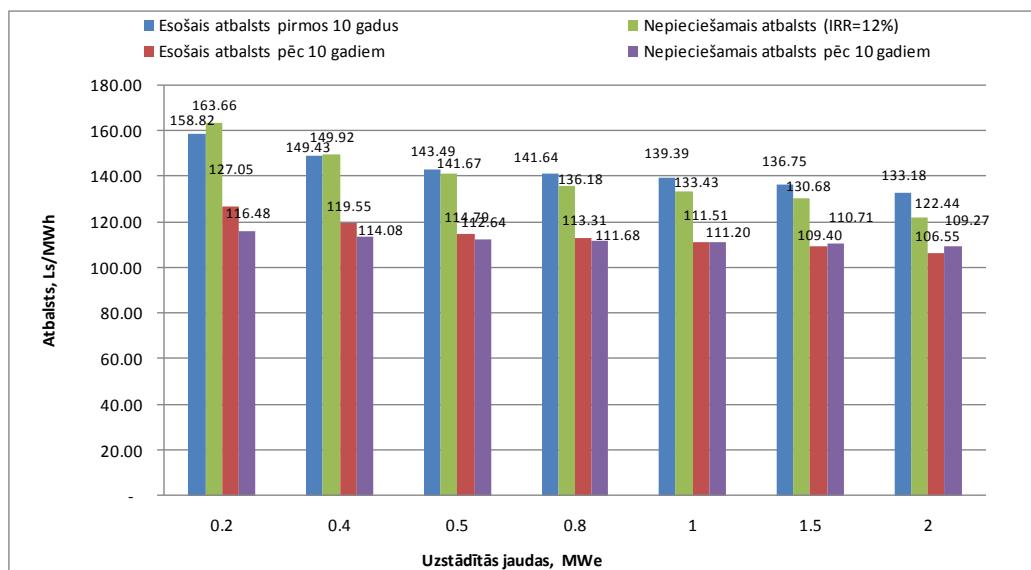
Naudas plūsmas analīze biogāzes elektrostacijām (atbalstu saņēmušas 262.not. ietvaros) rāda, ka pēc pirmajiem 14-15 gadiem, samazinoties tarifam par 20%, lielas jaudas stacijām (1-2 MW_e) projekta naudas plūsma kļūst negatīva. Tam par iemeslu ir gadu laikā inflācijas ietekmē pieaugušās izejvielu izmaksas un citas stacijas darbināšanas izmaksas, kuras ieņēmumi par elektroenerģijas pārdošanu pēc fiksētā, samazinātā elektroenerģijas iepirkuma tarifa nespēj segt. Praktiski tas nozīmē, ka lielo staciju komersanti pēc 14-15 gadiem visticamāk pārtrauks staciju darbināšanu un elektroenerģijas ražošanu, jo nevēlēsies strādāt ar zaudējumiem.

Pētījuma autoru priekšlikums šajā situācijā ir atsevišķi skatīt elektroenerģijas tarifu pirmajiem 10 gadiem un atsevišķi nākamajiem 10 gadiem, tos attiecīgi palielinot, vai samazinot, lai projekta kopējā naudas plūsma būtu pozitīva un dotu motivāciju esošajām stacijām strādāt arī pēc pirmajiem 10 gadiem.

Aprēķini par nepieciešamo tarifa līmeni ir veikti divās daļās:

- 1) Rēķinot, kādam ir jābūt atbalstam, lai pirmajos 10 gados projekta IRR būtu 12%
- 2) Rēķinot, kādām ir jābūt kopējam projekta atbalstam, lai pēc pirmajiem 10 gadiem projekta naudas plūsma būtu pozitīva.

Rezultāti ir redzami 4.15.attēlā un 4.21.tabulā.



4.15.att. Esošā un nepieciešamā atbalsta līmeņa salīdzinājums pirmos 10 gadus un pēc 10.gada (rēķinot naudas plūsmu 10+10 gadiem)

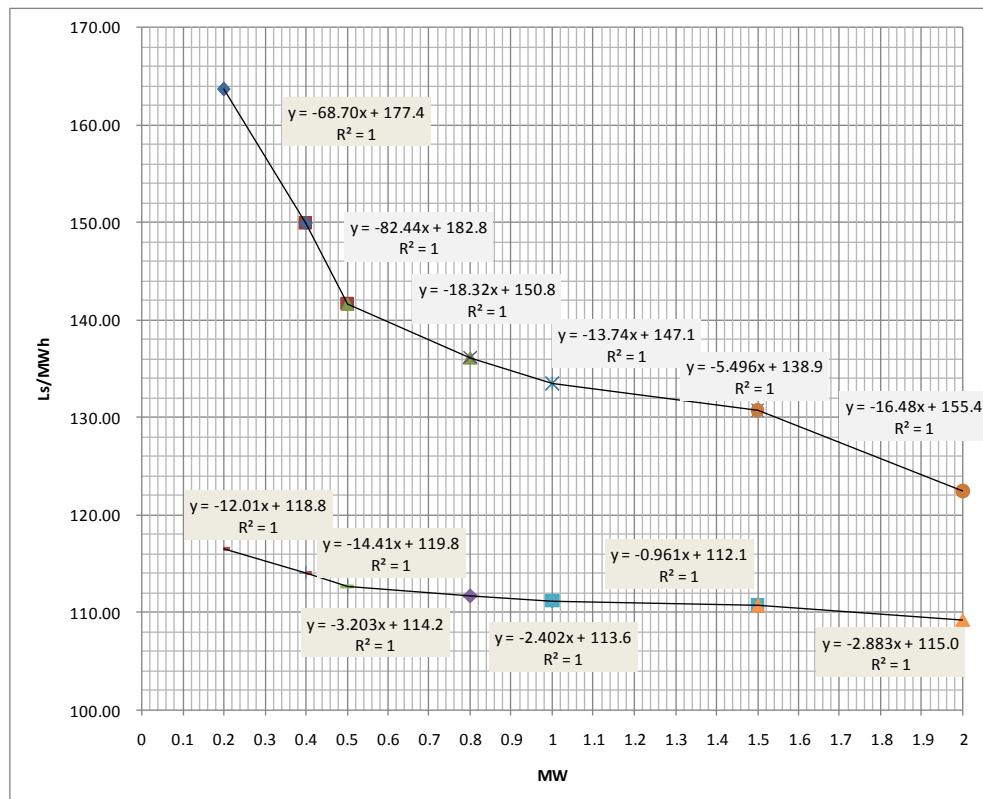
4.21.tabula

Esošā un nepieciešamā atbalsta līmeņa salīdzinājums biogāzes elektrostacijām

Jauda, MW _e	0,2	0,4	0,5	0,8	1	1,5	2
Esošais atbalsts pirmos 10 gadus	158,82	149,43	143,49	141,64	139,39	136,75	133,18
Esošais atbalsts pēc 10 gadiem	127,05	119,55	114,79	113,31	111,51	109,40	106,55
Nepieciešamais atbalsts (IRR=12%)	163,66	149,92	141,67	136,18	133,43	130,68	122,44
Nepieciešamais atbalsts pēc 10 gadiem	116,48	114,08	112,64	111,68	111,20	110,71	109,27

Balstoties uz 4.15.attēlā un 4.21.tabulā redzamajiem atbalsta apjomiem pie dažādām jaudām, tika veikta regresijas analīze un iegūti divi regresijas vienādojumi, kas apraksta nepieciešamo atbalsta apjomu atkarībā no uzstādītās jaudas. Regresijas vienādojumi doti 4.16.attēlā. Punkti ir aprakstīti ar lineāru sakarību, iegūstot pirmās pakāpes vienādojumus katrā jaudas diapazonā (skat. 4.16.attēlu). Vienādojumi uz augšejās nogriežņu kopas apraksta nepieciešamā atbalsta formulas pirmajiem 10 gadiem, apakšējā nogriežņu kopa parāda nepieciešamā atbalsta aprēķina sakarības nākamo 10 gadu periodā.

No šiem vienādojumiem tika iegūtas nepieciešamā atbalsta aprēķina formulas dažādu jaudu diapazonos (skat. 4.22.tabulu).



4.16.att. Regresijas analīze nepieciešamam esošo biogāzes elektrostaciju atbalstam 10+10 gadu periodā

4.22.tabula

Nepieciešamā atbalsta aprēķina formulas biogāzes elektrostacijām

Jaudas diapazons, MWe	Atbalsta aprēķins 1.-10.gads	Atbalsta aprēķins 11.-20.gads
$P < 0,2$	$C = 163,66 \cdot K_a$	$C = 116,40$
$0,2 \leq P < 0,4$	$C = (177,4 - 68,70 \cdot P) \cdot K_a$	$C = 118,8 - 12,01 \cdot P$
$0,4 \leq P < 0,5$	$C = (182,8 - 82,44 \cdot P) \cdot K_a$	$C = 119,8 - 14,41 \cdot P$
$0,5 \leq P < 0,8$	$C = (150,8 - 18,32 \cdot P) \cdot K_a$	$C = 114,2 - 3,203 \cdot P$
$0,8 \leq P < 1$	$C = (147,1 - 13,74 \cdot P) \cdot K_a$	$C = 113,6 - 2,402 \cdot P$
$1 \leq P < 1,5$	$C = (138,9 - 5,496 \cdot P) \cdot K_a$	$C = 112,1 - 0,961 \cdot P$
$1,5 \leq P < 2$	$C = (155,4 - 16,48 \cdot P) \cdot K_a$	$C = 115,0 - 2,883 \cdot P$

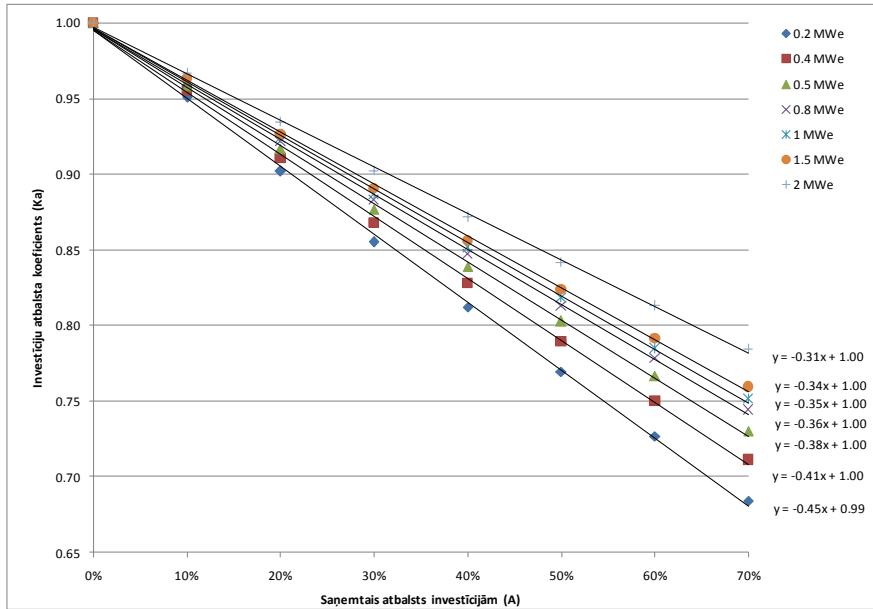
Kur

C – elektroenerģijas iepirkuma cena, Ls/MWh;

P – stacijas uzstādītā elektriskā jauda, MWe;

K_a – koeficients saņemtā investīciju atbalsta ietekmes aprēķinam.

Koeficients K_a ir atkarīgs no uzstādītās jaudas un tika noteikts, rēķinot biogāzes projekta naudas plūsmas IRR, ja projekts ir saņēmis subsīdiju investīcijām. Aprēķinātie koeficienti parāda, par cik būtu jāsamazina bāzes iepirkuma cena, ja biogāzes projekts ir saņēmis investīciju subsīdiju. Koeficientu rēķina pēc formulām, kas dotas 4.23.tabulā. Formulas iegūtas no regresijas analīzes, kas grafiskā veidā parādīta 4.17.attēlā.



4.17.att. Regresijas analīze koeficienta K_a formulas noteikšanai pie dažādām jaudām biogāzes elektrostacijām

4.23.tabula

Investīciju atbalsta ietekmes koeficienta K_a aprēķina formulas biogāzes elektrostaciju jaudu diapazonos

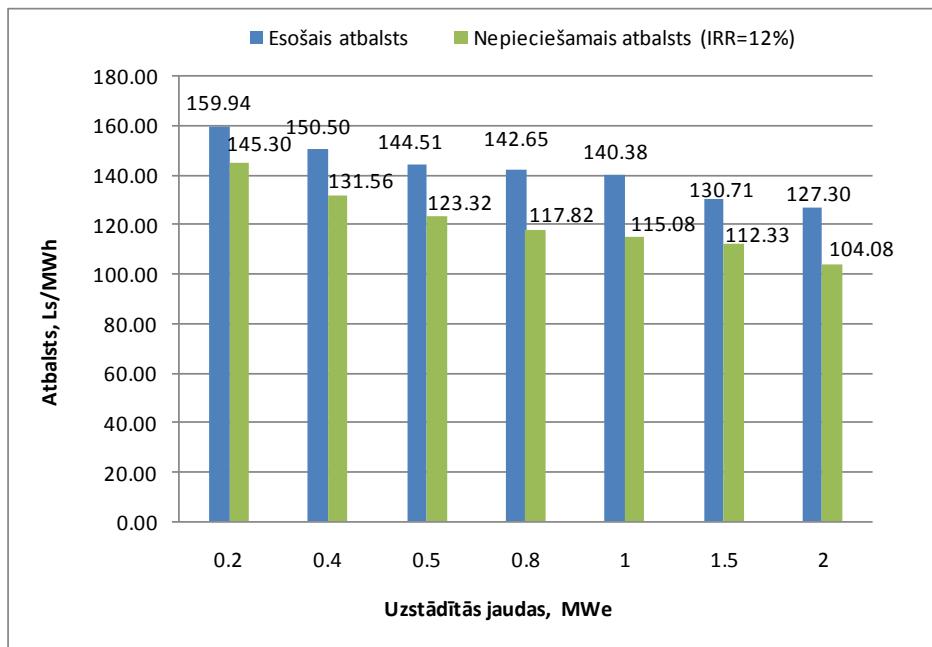
Jaudas diapazons, MWe	K_a aprēķins
$P < 0,2$	$K_a = 1 - 0,45 \cdot A$
$0,2 \leq P < 0,4$	$K_a = 1 - 0,45 \cdot A$
$0,4 \leq P < 0,5$	$K_a = 1 - 0,41 \cdot A$
$0,5 \leq P < 0,8$	$K_a = 1 - 0,38 \cdot A$
$0,8 \leq P < 1$	$K_a = 1 - 0,36 \cdot A$
$1 \leq P < 1,5$	$K_a = 1 - 0,35 \cdot A$
$1,5 \leq P < 2$	$K_a = 1 - 0,34 \cdot A$
$2 \leq P$	$K_a = 1 - 0,31 \cdot A$

Kur

K_a – koeficients saņemtā investīciju atbalsta ietekmes aprēķinam

A – saņemtā investīciju atbalsta (subsīdijas) apjoms, % (ja saņemta subsīdijs 30% apmērā, formulā jāliek $A = 0,3$).

Biogāzes koģenerācijas stacijām (saņemušas tiesības pārdot elektroenerģiju obligātā iepirkuma ietvaros pēc 221.not. prasībām) šobrīd atbalsts ir limitēts uz 10 gadiem. Balstoties uz esošo situāciju, tika veikts aprēķins, kādam ir jābūt atbalsta lielumam, lai biogāzes koģenerācijas projektu IRR būtu 12% 10 gadu periodā. Aprēķina rezultāti ir parādīti 4.18.attēlā un 4.24.tabulā.



4.18.att. Esošā un nepieciešamā atbalsta līmeņa salīdzinājums biogāzes koģenerācijas stacijām (rēķinot naudas plūsmu 10 gadiem)

4.24.tabula

Esošā un nepieciešamā atbalsta līmeņa salīdzinājums biogāzes koģenerācijas stacijām

Jauda, MWe	0,2	0,4	0,5	0,8	1	1,5	2
Esošais atbalsts	159,94	150,50	144,51	142,65	140,38	130,71	127,30
Nepieciešamais atbalsts (IRR=12%)	145,30	131,56	123,32	117,82	115,08	112,33	104,08

Balstoties uz 4.18.attēlā un 4.24.tabulā redzamajiem atbalsta apjomiem pie dažādām jaudām, tika veikta regresijas analīze un iegūts regresijas vienādojums, kas apraksta nepieciešamo atbalsta apjomu atkarībā no uzstādītās jaudas. Regresijas vienādojums doti 4.19.attēlā. Punkti ir aprakstīti ar lineāru sakarību, iegūstot pirmās pakāpes vienādojumus katrā jaudas diapazonā (skat. 4.19.attēlu). No šiem vienādojumiem tika iegūtas nepieciešamā atbalsta aprēķina formulas dažādu jaudu diapazonos (skat. 4.25.tabulu).

4.25.tabula

Nepieciešamā atbalsta aprēķina formulas biogāzes koģenerācijas stacijām

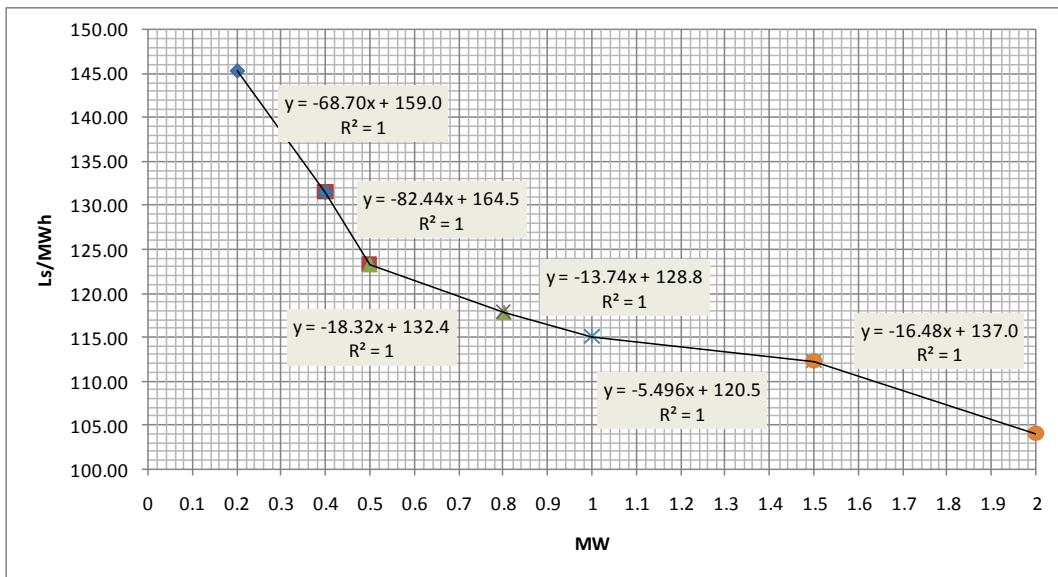
Jaudas diapazons, MWe	Atbalsta aprēķins
$P < 0,2$	$C = 145,26 \cdot K_a$
$0,2 \leq P < 0,4$	$C = (159,0 - 68,70 \cdot P) \cdot K_a$
$0,4 \leq P < 0,5$	$C = (164,5 - 82,44 \cdot P) \cdot K_a$
$0,5 \leq P < 0,8$	$C = (132,4 - 18,32 \cdot P) \cdot K_a$
$0,8 \leq P < 1$	$C = (128,8 - 13,74 \cdot P) \cdot K_a$
$1 \leq P < 1,5$	$C = (120,5 \pm 5,496 \cdot P) \cdot K_a$
$1,5 \leq P \leq 2$	$C = (137,0 - 16,48 \cdot P) \cdot K_a$

Kur

C – elektroenerģijas iepirkuma cena, Ls/MWh

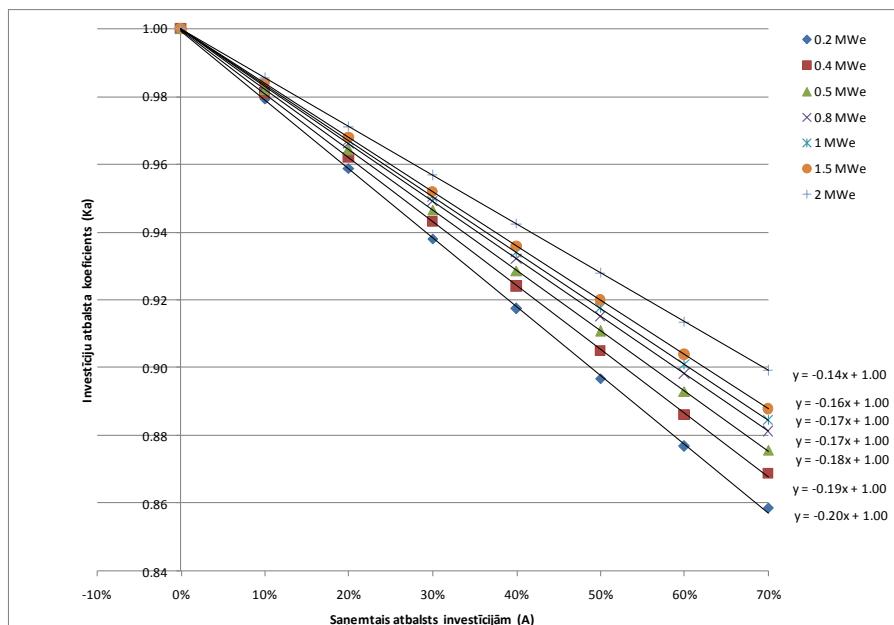
P – stacijas uzstādītā elektriskā jauda, MWe

K_a – koeficients saņemtā investīciju atbalsta ietekmes aprēķinam.



4.19.att. Regresijas analīze nepieciešamam esošo biogāzes koģenerācijas staciju atbalstam

Līdzīgi kā biogāzes elektrostaciju formulās, koeficients K_a ir atkarīgs no uzstādītās jaudas un tika noteikts, rēķinot biogāzes projekta naudas plūsmas IRR, ja projekts ir saņemis subsīdiju investīcijām. Koeficientu biogāzes koģenerācijas staciju atbalstam rēķina pēc formulām, kas dotas 4.26.tabulā. Formulas iegūtas no regresijas analīzes, kas grafiskā veidā parādīta 4.20.attēlā.



4.20.att. Regresijas analīze koeficienta K_a formulas noteikšanai pie dažādām jaudām biogāzes koģenerācijas stacijām

4.26.tabula

Investīciju atbalsta ietekmes koeficienta K_a aprēķina formulas biogāzes koģenerācijas staciju jaudu diapazonos

Jaudas diapazons, MWe	K_a aprēķins
$P < 0,2$	$K_a = 1 - 0,20 \cdot A$
$0,2 \leq P < 0,4$	$K_a = 1 - 0,20 \cdot A$

$0,4 \leq P < 0,5$	$K_a = 1 - 0,19 \cdot A$
$0,5 \leq P < 0,8$	$K_a = 1 - 0,18 \cdot A$
$0,8 \leq P < 1$	$K_a = 1 - 0,17 \cdot A$
$1 \leq P < 1,5$	$K_a = 1 - 0,17 \cdot A$
$1,5 \leq P < 2$	$K_a = 1 - 0,16 \cdot A$
$2 \leq P$	$K_a = 1 - 0,14 \cdot A$

Kur

K_a – koeficients saņemtā investīciju atbalsta ietekmes aprēķinam

A – saņemtā investīciju atbalsta (subsīdijas) apjoms, % (ja saņemta subsīdija 30% apmērā, formulā jāliek $A = 0,3$).

4.3. ATBALSTA NOTEIKŠANA DABAS GĀZES KOĢENERĀCIJAS STACIJĀM PĀREJAS PERIODĀ

Dabas gāzes koģenerācijas stacijās var iedalīt 2 grupās:

1. no 0,02 līdz 20 MWe (nepārsniedz);
2. no 20 MWe un lielākas elektrostacijas.

Visos gadījumos šo koģenerācijas staciju darbība šobrīd tiek finansiāli atbalstīta ar iepirkuma tarifu. Atbalsta līmenis tiek aprēķināts ar formulām, kas noteiktas MK noteikumos Nr.221. Abos gadījumos nozīmīgs parametrs ir dabas gāzes tarifs, kura izmaiņas ietekmē arī atbalsta līmeni.

Šobrīd esošā atbalsta metodika dabas gāzes koģenerācijas stacijām (neatkarīgi no tā, vai tā ir daļa no kādas pašvaldības centralizētās siltumapgādes sistēmas vai nē) ir pretrunā ar valsts un elektroenerģijas lietotāja interesēm, jo dabas gāzes cena Latvijā ir lielāka par elektroenerģijas cenu *NordPool* tīklā.

$$T_{el.en}^{NORDPOOL} < T_{d.gaze}^{el.en}$$

kur

$T_{d.gaze}^{el.en}$ – dabas gāzes tarifs elektroenerģijas ražošanai, ņemot vērā elektrostacijas lietderības koeficientu, Ls/MWh_{el.en}.

Kā jau minēts arī augstāk, tas nozīmē, ka valsts neattaisnoti un ekonomiski nepamatoti importē dārgāku enerģiju, lai to izmantotu importētās koģenerācijas iekārtās. 70% no izmaksātā atbalsta 2012.gadā tika izmaksāti tieši šim stacijām par elektroenerģiju, kas elektroenerģijas tirgū bez atbalsta nav konkurētspējīga. Ja, atbalstot elektroenerģijas ražotājus, kas izmanto vietējos energoresursus, tiek atbalstīta vietējā ekonomika, tad gadījumā ar gāzes koģenerācijas stacijām tiek panākts tieši pretējs efekts. Šāda atbalsta sistēma ir smags slogs elektroenerģijas patēriņtājam, jo lielā obligātā iepirkuma komponente tarifā ietekmē gan rūpniecības uzņēmumu konkurētspēju, gan arī vienkāršā enerģijas lietotāja pirkspēju.

Vienīgais ieguvējs šajā situācijā ir koģenerācijas stacijas, kurām tiek sniepts finansiāls atbalsts par neracionālu dabas gāzes izmantošanu elektroenerģijas un siltumenerģijas ražošanai.

Esošā atbalsta sistēmā dabas gāzes koģenerācijas stacijām ir steidzami jāveic izmaiņas, jo tās valstij (patēriņtājiem) gadā izmaksā un turpinās izmaksāt milzīgus līdzekļus (2012.gadā tie bija 93,37 miljoni Ls). Tomēr valsts dotie solījumi koģenerācijas staciju īpašniekiem ir jāievēro.

Lai pārejas periodā atrisinātu esošo situāciju, ir vairāki risinājumi. Pētījuma autori ir izstrādājuši vienu risinājumu, kas valstij gadā dos 20 miljonu ietaupījumu. Nenoliedzami, ka jebkura risinājuma gadījumā

valsts un dabas gāzes koģenerācijas stacijas īpašnieki paitas viens otram pretī. Vēsturiski koģenerācijas staciju finansiālais atbalsts tika veidots vairāku apsvērumu dēļ, no kuriem vissvarīgākie ir divi:

- kliedēta elektroenerģijas ražošana, enerģijas avotu pietuvinot patērētajam un aizvietojot ekserģētiski grūti pamatojamo dabas gāzes katlu māju izmantošanu ar koģenerācijas stacijām,
- elektroenerģijas apgādes drošības, būvējot lielas dabas gāzes koģenerācijas stacijas, kuras ir iespējams salīdzinoši vienkārši darbināt mainīga elektroenerģijas pieprasījuma tirgū.

4.3.1. OIK SCENĀRIJI DABAS GĀZES KOĢENERĀCIJAI PĀREJAS PERIODĀ

Lai valsts pildītu saistības pret koģenerācijas stacijas īpašniekiem un vienlaicīgi tas nekļūtu par beztermiņa slogu elektroenerģijas lietotājiem, koģenerācijas staciju īpašniekiem būtu jāpiedāvā vairākas alternatīvas obligātā iepirkuma komponentes izmaiņām. Pastāv vismaz četri scenāriji:

- A alternatīva. Valsts ekonomiskās attīstības scenārijs: atteikšanās no dārgās dabas gāzes izmantošanas, izmaksājot katru gadu noteiktu daļu no kapitālieguldījumiem un uzturēšanas izdevumiem.
- B alternatīva. Atbalsts dabas gāzes koģenerācijas stacijām līdz 4 MW tiek maksāts arī turpmāk, bet tā intensitāte ir pārskatīta pēc tādas pašas metodikas kā AER tehnoloģijām. Formulas pārejas periodam ir izstrādātas, balstoties uz pētījuma 1.nodaļā iegūtajiem rezultātiem. Formulās ir iestrādāta arī subsīdijas komponente (ja attiecināma).
- C alternatīva. Inovatīvu tehnoloģiju atbalsta scenārijs: atbalsta OIK pārejai no dabas gāzes uz atjaunojamiem energoresursiem (biogāze vai singāzes, ģenerējot to no biomasas vai koksnes) bez jebkādām šķērssubsīdijām, nemot vērā kliedētas enerģijas komponenti un valsts attīstību pateicoties vietējo resursu izmantošanai.
- D alternatīva. BAU modelis, izmatojot SPRK uzlabotu metodiku ar 9% rentabilitāti, bez šķērssubsīdijām siltumam: jaudas maksa plus dabas gāzes izmaksas plus darbinašanas un apkalpošanas izmaksas plus apdrošināšanas un citas izmaksas. Šis scenārijs būs valstiski neizdevīgs un nedraudzīgs elektroenerģijas lietotājam.

Šī pētījuma ietvaros ir analizētas pirmās divas alternatīvas.

4.3.2. A ALTERNATĪVAS IEVIEŠANAS MODELIS

Mazas jaudas dabas gāzes koģenerācijai (līdz 4 MW):

- atbalsts tikai kapitālieguldījumu atmaksai;
- atlikusī bilances vērtība tiek atmaksāta pārejas periodā - 5 gados, ja tiek noslēgts vienošanās līgums, vienojoties par tiesas procesa neuzsākšanu;
- 0,1-4 MWe - uzturēšanas izmaksas uz 5 gadiem, ja esošā dabas gāzes koģenerācija tiek pārveidota par singāzes (koksnēs gazifikācija) koģenerāciju.

Maksimālā maksa noteikta maksimālajai atlikušajai koģenerācijas stacijas vērtībai (jaunai koģenerācijas stacijai)

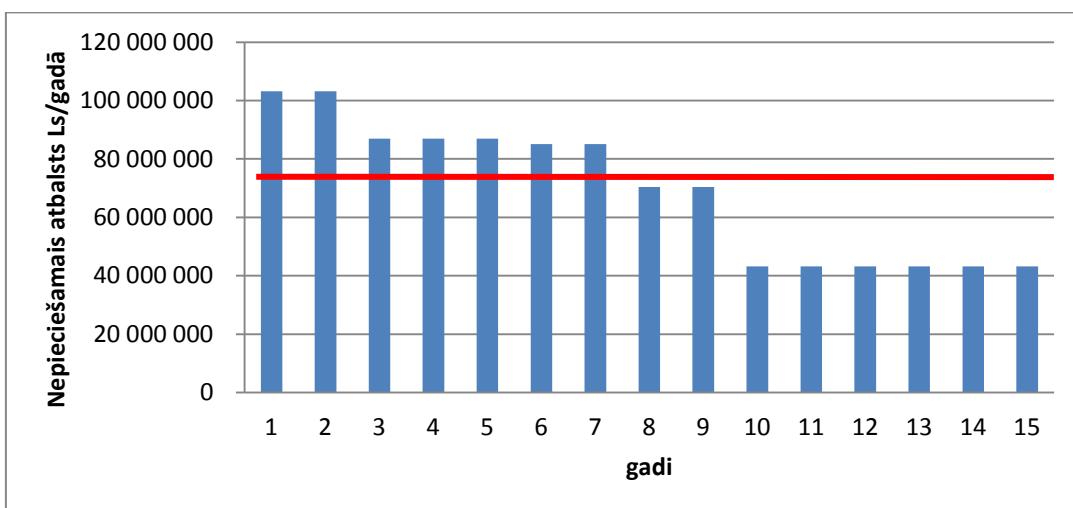
Uzstādītā jauda, MW	Maksimālā maksa piecus gadus, Ls/gadā
4	700 611
2	357 963
1	188 553
0,5	118 553
0,2	66 998
0,1	58384

Katrai reālajai koģenerācijas stacijai maksa ir jārēķina atlikušajai vērtībai.

Tas būtu valstij, elektroenerģijas lietotājam un dabas gāzes koģenerācijas staciju īpašniekiem trīspusēji izdevīgs līgums. Šīs alternatīvas īstenošanas gadījumā OIK varētu tikt samazināts par apmēram 20 miljoniem Ls/gadā.

Lielajām dabas gāzes koģenerācijas stacijām, kuru jauda ir virs 4 MWe (Juglas Jauda, Imantas TC, RTEC 1 un RTEC 2) noteiktais ikgadējais atbalsts tiek izmaksāts 15 gadu laikā. Aprēķini veikti ar līdzīgu modeli, kā tas veikts citām dabas gāzes stacijām.

Atbalsts Rīgas TEC1 un TEC2 ir noteikts līdzīgi kā visiem pārējām dabas gāzes koģenerācijas stacijām. Sakarā ar to, ka tiks slēgta Rīgas TEC2 vecā stacija, un arī Rīgas TEC1 stacijas darba laiks beigsies pēc 7 gadiem, iepriekš tika analizēti izejas dati un iegūts rezultāts, kurš rāda, ka sākotnēji ir nepieciešamas lielākas investīcijas, bet gadu gaitā tās samazinās. Vidējā investīcija 15 gadu laikā ir 69 161 695 Ls/gadā (skat. 4.21.attēlu).



4.21.att. Nepieciešamais atbalsts Rīgas TEC

Šajā gadījumā atmaka ir jāuzskata, kā maksa par Latvijas energosektora energodrošību:

- atbalsts tikai kapitālieguldījumu atmaksai: atlikusī bilances vērtība tiek atmaksāta 15 gados;
- tiek segtas uzturēšanas izmaksas rezerves režīmā un tas ir atbalsta maksājums stacijām.

Koģenerācijas stacija	Uzstādītā jauda, MW	Atbalsts 15 gadus, Ls/gadā
Juglas jauda	14,9	647 741
Rīgas Siltums	47,7	3 444 844
Rīgas TEC 1 un TEC 2	926 (vecā RTEC 2 tiks slēgta)	69 161 695

Šajā gadījumā Rīgas TEC2-2 nodošana ekspluatācijā atnestu papildus slodzi uz esošo OIK vismaz 30 miljonu Ls/gadā apjomā. Izvēloties šādu alternatīvu, kad iekārtas nestrādā, bet tiek uzturētas rezervē, tai tās ieslēgtu brīdī, kad elektroenerģijas tirgus cena pieaug un kļūst ekonomiski izdevīgi darbināt iekārtas, slogs uz OIK pieaug par 15 miljoniem Ls/gadā prognozēto 30 miljonu Ls/gadā vietā.

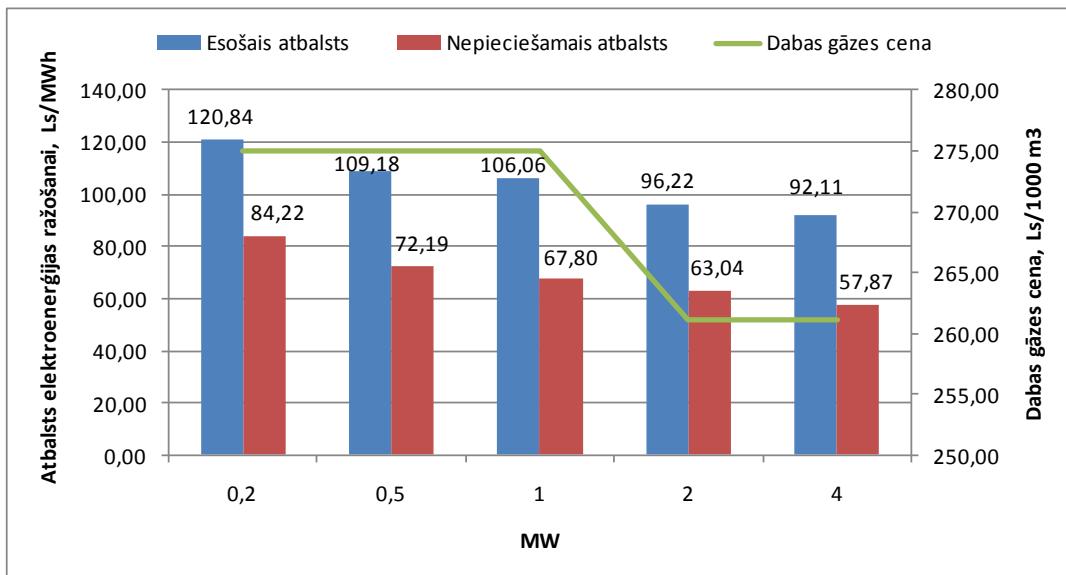
Cita alternatīva ir Rīgas TEC 2 – 2 koģenerācijas stacijas tehnoloģiju izpārdošana, lai atgūtu vismaz daļu no ieguldītajiem līdzekļiem un tos nevajadzētu segt no OIK.

Šāds risinājums ir kļuvis populārs Vācijā, Slovākijā, Francijā: lielie energouzņēmumi slēdz jaunas dabas gāzes stacijas. Piemēram, EON slēdz trīs gadus jaunu, ar modernām tehnoloģijām aprīkotu 722 MWe

dabas gāzes koģenerācijas staciju Vācijā. Eiropas vadošo energoapgādes uzņēmumu atteikšanās no dabas gāzes ir svarīgs signāls arī Latvijas tautsaimniecībai.

4.3.3. B ALTERNATĪVAS IEVIEŠANAS MODELIS

Dabas gāzes koģenerācijas stacijām šobrīd atbalsts ir dots uz 10 gadiem. Balstoties uz esošo situāciju, tika veikts aprēķins, kādam ir jābūt atbalsta lielumam, lai dabas gāzes koģenerācijas projektu IRR būtu 12% 10 gadu periodā. Aprēķina rezultāti ir parādīti 4.22.attēlā un 4.27.tabulā. 4.27.tabulā ir dotas arī aprēķinos pieņemtās dabas gāzes un realizētās siltumenerģijas cenas.



4.22.att. Esošā un nepieciešamā atbalsta līmeņa salīdzinājums dabas gāzes koģenerācijas stacijām (rēķinot naudas plūsmu 10 gadiem)

4.27.tabula

Esošā un nepieciešamā atbalsta līmeņa salīdzinājums dabas gāzes koģenerācijas stacijām

Jauda, MWe	0,2	0,5	1	2	4
Esošais atbalsts	123,76	120,84	109,18	106,06	96,22
Nepieciešamais atbalsts (IRR=12%)	113,68	84,22	72,19	67,80	63,04
Dabas gāzes cena, Ls/tūks.m ³	274,99	274,99	274,99	274,99	261,10
Siltumenerģijas cena, Ls/MWh	42,85	42,85	42,85	42,85	40,69

Balstoties uz 4.22.attēlā un 4.27.tabulā redzamajiem atbalsta apjomiem pie dažādām jaudām, tika veikta regresijas analīze un iegūts regresijas vienādojums, kas apraksta nepieciešamo atbalsta apjomu atkarībā no uzstādītās jaudas. Regresijas vienādojums doti 4.23.attēlā. Punkti ir aprakstīti ar lineāru sakarību, iegūstot pirmās pakāpes vienādojumus katrā jaudas diapazonā (skat. 4.23.attēlu). No šiem vienādojumiem tika iegūtas nepieciešamā atbalsta aprēķina formulas dažādu jaudu diapazonos (skat. 4.28.tabulu).

4.28.tabula

Nepieciešamā atbalsta aprēķina formulas biogāzes koģenerācijas stacijām

Jaudas diapazons, MWe	Atbalsta aprēķins
$P < 0,1$	$C = 113,68 \cdot K_a$
$0,1 \leq P < 0,2$	$C = (143,14 - 294,6 \cdot P) \cdot K_a$
$0,2 \leq P < 0,5$	$C = (92,24 - 40,1 \cdot P) \cdot K_a$
$0,5 \leq P < 1$	$C = (76,58 - 8,78 \cdot P) \cdot K_a$

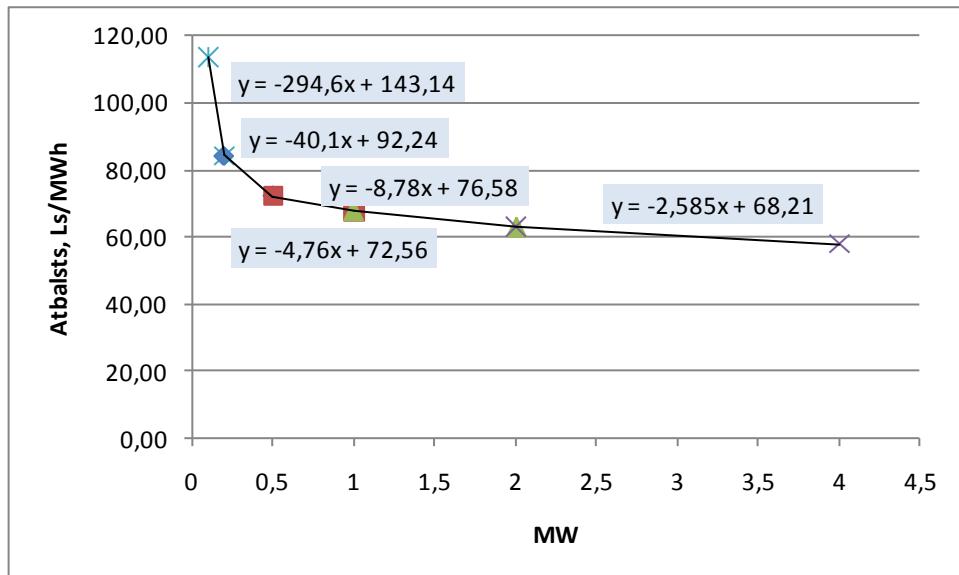
$1 \leq P < 2$	$C = (72,56 - 4,76 \cdot P) \cdot K_a$
$2 \leq P < 4$	$C = (68,21 - 2,585 \cdot P) \cdot K_a$

Kur

C – elektroenerģijas iepirkuma cena, Ls/MWh

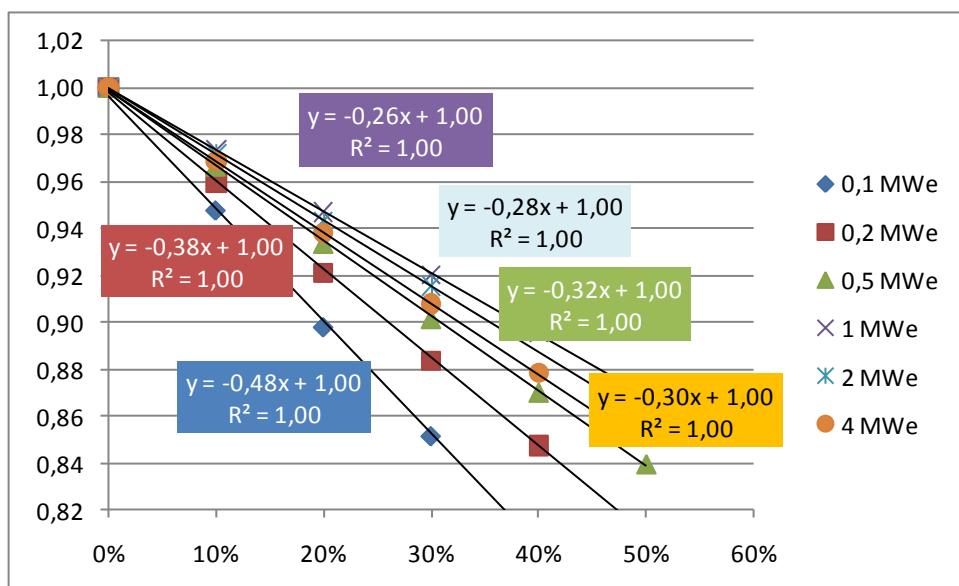
P – stacijas uzstādītā elektriskā jauda, MWe

K_a – koeficients saņemtā investīciju atbalsta ietekmes aprēķinam.



4.23.att. Regresijas analīze nepieciešamam esošo dabas gāzes koģenerācijas staciju atbalstam

Koeficients K_a ir atkarīgs no uzstādītās jaudas un tika noteikts, rēķinot dabas gāzes projekta naudas plūsmas IRR, ja projekts ir saņēmis subsīdiju investīcijām. Koeficientu dabas gāzes koģenerācijas staciju atbalstam rēķina pēc formulām, kas dotas 4.29.tabulā. Formulas iegūtas no regresijas analīzes, kas grafiskā veidā parādīta 4.24.attēlā.



4.24.att. Regresijas analīze koeficiente K_a formulas noteikšanai pie dažādām jaudām dabas gāzes koģenerācijas stacijām

4.29.tabula

Investīciju atbalsta ietekmes koeficiente K_a aprēķina formulas biogāzes koģenerācijas staciju jaudu diapazonos

Jaudas diapazons, MWe	K_a aprēķins
$P < 0,1$	$K_a = 1 - 0,48 \cdot A$
$0,1 \leq P < 0,2$	$K_a = 1 - 0,38 \cdot A$
$0,2 \leq P < 0,5$	$K_a = 1 - 0,32 \cdot A$
$0,5 \leq P < 1$	$K_a = 1 - 0,26 \cdot A$
$1 \leq P < 2$	$K_a = 1 - 0,28 \cdot A$
$2 \leq P < 4$	$K_a = 1 - 0,30 \cdot A$

Kur

K_a – koeficients saņemtā investīciju atbalsta ietekmes aprēķinam;

A – saņemtā investīciju atbalsta (subsīdijas) apjoms, % (ja saņemta subsīdija 30% apmērā, formulā jāliek $A = 0,3$).

5. AUTORU REDZĒJUMS PAR AER ATBALSTA MEHĀNISMU NĀKOTNĒ

Atbilstoši Eiropas Komisijas publicētajam Progresa ziņojumam par atjaunojamiem energoresursiem 2013.gada 27.martā AER īpatsvars 2010.gadā Latvijā bija 32,6%. Kā norāda Eiropas Komisija, tad Latvija un Malta ir vienīgās dalībvalstis, kas nav sasniegušas starpmērķi. Tā kā Latvijā vēl arvien tiek uzstādītas un ekspluatācijā nodotas jaunas dabas gāzes koģenerācijas stacijas, kas palielina fosilā kurināmā īpatsvaru enerģijas bilancē, Latvijas iespējas sasniegt AER mērķi samazinās. Tādējādi:

1. Ja Latvija grib sasniegt mērķus, piemēram 40% (2010.gadā tie bija 32,4%), atbalstam ir jābūt uz mērķi orientētam. Piemēram, nav jāatbalsta mazie projekti. Ne tikai tāpēc, ka to ekonomiskās analīzes rezultāti neapstiprināja ekonomisko izdevīgumu, bet arī tāpēc, ka to ieguldījums kopējā elektroenerģijas bilancē ir niecīgs.
2. Ja Latvija ir tālu no mērķa un nevar to sasniegt ar parastiem politiskiem instrumentiem, tad ir jāpielādāvā iepirkuma tarifs, lai piesaistītu investorus. Šobrīd pētījums rāda, ka atbalsts dažām tehnoloģijām ir vajadzīgs lielāks, bet dažām – mazāks.
3. Pilnībā jāatsakās no dabas gāzes atbalsta, jo tādā gadījumā netiek izmantoti atjaunojamie energoresursi un AER īpatsvars samazinās, vēl vairāk attālinoties no mērķa sasniegšanas.

Zemāk ir piedāvāti 2 varianti jauna atbalsta noteikšanai nākotnē:

- 1.alternatīva. Elektroenerģijas iepirkuma tarifs tradicionālajām AER tehnoloģijām un subsīdijas jaunu tehnoloģiju atbalstam.
- 2.alternatīva. Saliktais energoefektivitātes, investīciju, kliedētas ražošanas un valsts ekonomiskās attīstības variants.

Abu piedāvāto alternatīvu gadījumos ir jāņem vairāki svarīgi priekšnosacījumi:

- atbalsts elektroenerģijas ražošanai tiek sniepts tikai AER tehnoloģijām;
- atbalsts tiek sniepts tikai tādām AER tehnoloģijām, kuru īpatnējie kapitālieguldījumi ir konkurētspējīgi; tas nozīmē, ka atbalsts nav jāsniedz mazas jaudas vēja elektrostacijām, hidroelektrostacijām un biomasas koģenerācijas stacijām, kuru saražotās elektroenerģijas izmaksas ir krieti virs tirgus cenas;
- atbalsts tiek sniepts tādām AER koģenerācijas stacijām, kas atbilst to definīcijai; tas nozīmē, ka atbalsts nav jāsniedz biogāzes un biomasas elektrostacijām;
- atbalsts tiek sniepts vēja parkiem un nevis vienai vai divām turbīnām; tas nozīmē, ka tiek samazinātas administratīvās un citas izmaksas;
- atbalsta izsniegšana tiek kontrolēta un notiek regulāras pārbaudes;
- pašvaldību siltumapgādē tiek plašāk izmantota biomasa.

1.alternatīva. Elektroenerģijas iepirkuma tarifs tradicionālajām AER un subsīdijas jaunām tehnoloģijām

Šis piedāvātais variants ir balstīts uz šī pētījuma ietvaros izstrādāto metodiku – naudas plūsmas analīzi. Nemot vērā, ka jaunais atbalsta mehānisms varētu tikt izstrādāts nākamo divu gadu laikā, pirms tiek noteiktas jaunas iepirkuma tarifa vērtības, būtu jāpārskata pētījuma ietvaros apkopotā informācija un tā jāatjauno, piemēram, par īpatnējiem kapitālieguldījumiem, darbināšanas izmaksām utt.

Atbalsts būtu jāparedz:

- ne garāks kā uz 10 gadiem (IRR=12% naudas plūsmai uz 10 gadiem);
- biogāzes ražošanā ir jāparedz lielāks kūtsmēslu un atkritumu produktu īpatvars, kā rezultātā ir iespējams samazināt izejvielu izmaksas;
- atbalsta līelums jānosaka, pieņemot, ka biomasa un biogāze tiek izmantota augstas efektivitātes koģenerācijā (neatbalstīt elektrostacijas), turklāt siltumenerģija tiek realizēta par tās patieso cenu (ekvivalenti siltumenerģijas ražošanas tarifam katlu mājā, izmantojot attiecīgo resursu kā kurināmo).

Lai attīstos jaunu tehnoloģiju lietojums Latvijā, papildus iepirkuma tarifam būtu nepieciešams paredzēt subsīdijas jaunām tehnoloģijām, piemēram, Saules paneļiem. Balstoties uz starptautisko pieredzi, kas apkopota pētījuma 2.nodaļā, subsīdiju apjomu un piemērošanu var balstīt uz Austrijas piemēru.

2.alternatīva. Saliktais atbalsts

2.alternatīvā paredzētais atbalsts AER elektroenerģijas ražošanai sastāv no 3 daļām (pie nosacījuma IRR ir 12%):

$$\text{AER elektroenerģijas cena} = \mathbf{A} + \mathbf{B} + \mathbf{C},$$

kur

- A - elektroenerģijas tirgus cena vai Nordpool cena, Ls/MWh;
- B - kapitālieguldījumu komponente, Ls/MWh;
- C - motivācijas komponente, Ls/MWh.

• ELEKTROENERĢIJAS TIRGUS CENA

Elektroenerģijas tirgus cenu nosaka, kā katra mēneša vidējo cenu, par kuru elektroenerģijas tirgotājs pērk tirgū.

$$T_{\text{el.en}}^{\text{NORDPOOL}}$$

kur

$$T_{\text{el.en}}^{\text{NORDPOOL}} - \text{elektroenerģijas tirgus cena, Ls/MWh}_{\text{el.en}}.$$

• KAPITĀLIEGULDĪJUMU KOMPONENTE

Kapitālieguldījumu komponente ir atkarīga no energoresursu veida, uzstādītās jaudas un to atbalsta daļas:

$$B = d * I_{\text{kop}} / n * t, \text{ Ls/MWh},$$

kur

- d - ietver atbalsta daļu, kas ir diapazonā no 0 – 1;
- I_{kop} - kopējās īpatnējās investīcijas, Ls/MW gadā;
- t - darba stundu skaits, h/gadā;
- n - iekārtu darba mūžs, gadi.

Kopējās investīcijas nosaka atkarībā no uzstādītās jaudas vienādojuma katram energoresursu veidam.

$$I_{\text{kop}} = f(N),$$

kur

N - uzstādītā jauda.

Lineāras matemātiskas sakarības gadījumā vienādojums vispārējā formā ir:

$$I_{kop} = a + bN$$

- MOTIVĀCIJAS KOMPONENTE

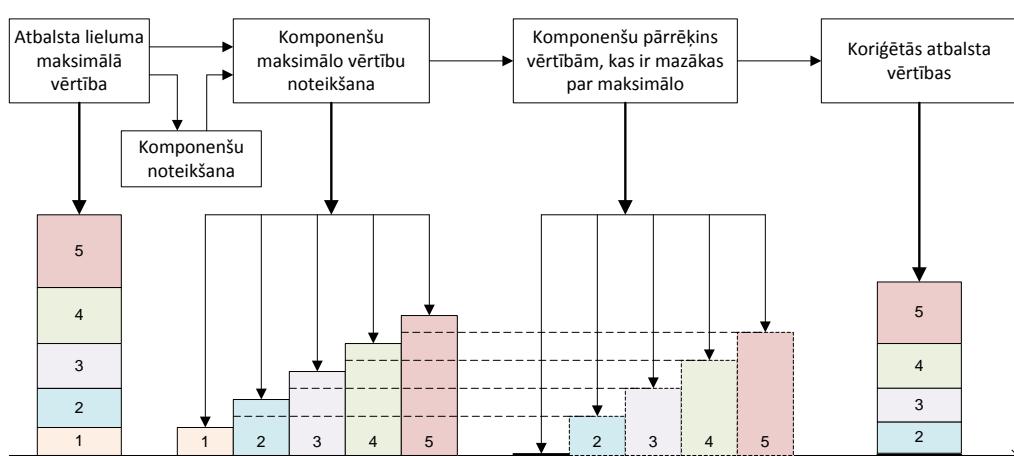
Motivācijas komponente ietver visus papildus ieguvumus, kas dod pievienoto vērtību atjaunojamo energoresursu izmantošanai:

$$C = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5, \text{ Ls/MWh},$$

kur

- C_1 - izejvielas komponente, kas ietver atkritumu apsaimniekošanu (organiskie atkritumi uz biogāzes ražošanu vai atkritumu dedzināšana katlu kurtuvēs biomasas koģenerācijas staciju gadījumā);
- C_2 - klimata komponente: CO_2 emisiju samazinājums salīdzinājumā ar dabas gāzes aizvietošanu (vidējā EUA cena, piemēram, par 2012.gadu biržā);
- C_3 - valsts ekonomiskās attīstības iniciatīvas komponente ir ienākumi, kas ar katru saražoto enerģijas MWh papildina valsts un pašvaldības budžetu, jo atjaunojamo energoresursu izmantošana ir svarīga valsts makroekonomiskās attīstības sastāvdaļa, jo samazinās dabas gāzes imports, pieaug nodarbinātība, pieaug ienākumi no lauku attīstības (zemju izmantošanas) un no kurināmā pārstrādes un piegādes uzņēmumiem, utt.;
- C_4 - energoeffektivitātes komponente šajā gadījumā spēlē mazāku lomu nekā 1.alternatīvā, tomēr tā ir nepieciešama, lai ar atbalsta lielumu motivētu izmantot atjaunojamo energoresursu potenciālu pilnībā;
- C_5 - kliedētas enerģijas komponenti izmanto gadījumos, kad energoavoti atrodas ārpus Rīgas, un tās ieviešana dotu iespēju veikt piemaksu par elektrotīklos novērstajiem zudumiem.

Saliktais atbalsts atšķiras ar koriģēšanas noteikšanas metodi, kas jauj precīzāk analizēt energoavota atbalstu (skat. 5.1.attēlu).



5.1.att. Energoavota saliktā atbalsta noteikšanas shēma

Katru komponenti izvērtē atsevišķi un nosaka tās maksimālo vērtību, lai komponenšu summa atbilstu $IRR=12\%$. Katram energoavotam ir jāveic katras komponentes lieluma korekcija. Pēc tam tiek summētas komponentes un atrasta koriģētā atbalsta vērtība.

Otrā variantā piedāvātā metode ir precīzāk ataino atjaunojamo energoresursu ieguvumus, bet tā ir sarežģītāka un prasa augstas kvalitātes profesionālu kontroli un monitoringu.

SECINĀJUMI

1. Latvijai ir saistošs AER mērķis – 2020.gadā 40% no gala enerģijas patēriņa ir jābūt saražotiem, izmantojot atjaunojamos energoresursus. Kā rāda rezultāti, tad virzība uz to ir lēna un var tikai minēt, vai mērķis tiks reāli sasniegts. Jebkurai atbalsta sistēmai ir jābūt orientētai uz mērķi. Tādēļ ir svarīgi novērtēt, vai attiecīgais atbalsts ir atbilstošs un pietiekams, lai plānoto mērķi sasniegtu.
2. Valstī ir izveidojusies situācija, ka ekspluatācijā tiek nodotas arvien jaunas dabas gāzes koģenerācijas stacijas, kas attālina Latviju no saistošā mērķa, jo enerģijas bilancē pieaug fosilā kurināmā īpatsvars. Lai gan vienlaicīgi tiek uzstādītas arī jaunas AER iekārtas, tomēr to īpatsvars ir neliels.
3. Esošā atbalsta lielums AER tehnoloģijām un koģenerācijas iekārtām ir noteikts divos MK noteikumos: Nr.221 un Nr.262. MK noteikumi Nr.262 paredz atbalsta maksājumus elektrostacijām uz 10+10 gadiem. Tas nozīmē, ka pirmos 10 gadus atbalsts ir augstāks, bet nākamos 10 gadus tas tiek samazināts par 20% (hidroelektrostacijām, biogāzes un biomassas elektrostacijām) vai par 40% (vēja elektrostacijām). Noteikumi paredz, ka biogāzes un biomassas elektrostacijām nav nepieciešams nodrošināt siltumenerģijas nodošanu patērētājam, kas ir pretrunā ar labas prakses principiem un efektīvu resursu lietojumu. Savukārt MK noteikumi Nr.221 paredz atbalsta izmaksu visām koģenerācijas stacijām līdz 4 MW, tai skaitā dabas gāzes, uz 10 gadiem. Pārējām stacijām ir piemēroti citi nosacījumi.
4. Pētījuma ietvaros ir veikts esošā atbalsta izvērtējums, izmantojot naudas plūsmas metodi, kas ņem vērā arī projekta ienesīgumu (pētījumā šis lielums ir IRR=12%) un citus ekonomiskos rādītājus. Izvērtējums ir balstīts uz pētījuma ietvaros apkopotajiem tehnoloģiju īpatnējiem kapitālieguldījumiem, iekārtu darbināšanas izmaksām, kā arī citiem ievaddatiem.
5. Iegūtie rezultāti rāda, ka esošais atbalsts, neņemot vērā subsīdijas un līdzfinansējumu, ir dažādi vērtējams:
 - esošais atbalsts hidroelektrostacijām ir lielāks nekā tas būtu nepieciešams. Aprēķini ir veikti hidroelektrostaciju modernizācijas projektiem, jo lielākā daļa (92,1%) no esošajām HES ir ierīkotas agrākajās ūdensdzirnavās, bijušajos mazajos HES un pie agrāk uzbūvētiem aizsprostiem;
 - esošais atbalsts mazas jaudas vēja elektrostacijām līdz 0,4 MW ir lielāks nekā tas būtu nepieciešams. Savukārt VES ar jaudu virs 0,4 MW pirmos 10 gadus ir nepieciešams augstāks atbalsta līmenis nekā tas ir šobrīd. Aprēķini rāda, ka lielākais pieaugums būtu nepieciešams 0,4-0,8 MW VES – attiecīgi 20-22%. Vidējais kopējais pieaugums pirmos 10 gadus attiecībā pret esošo vidējo atbalstu ir aptuveni 10%, bet no 11.gada atbalsts vairs nebūtu nepieciešams, jo tā līmenis, kas ir noteikts MK noteikumos Nr.262, jau sasniedz vai ir pat zemāks par prognozēto elektroenerģijas tirgus cenu;
 - esošais atbalsts biomassas elektrostacijām un koģenerācijas stacijām atšķiras atkarībā no izvēlētā tehnoloģiskā risinājuma un nosacījuma, par kādu cenu tiek realizēta stacijā saražotā siltumenerģija:
 - i. gadījumā, ja siltumenerģija tiek realizēta par kurināmā pašizmaksu:
 1. esošais atbalsts mazas jaudas tvaika cikla biomassas elektrostacijām (līdz 0,8 MW) un koģenerācijas stacijām (līdz 1 MW) pirmos 10 gadus ir nepietiekams. Nākotnē būtu jāizvērtē, vai šādu mazu staciju atbalsts ar iepirkuma tarifu ir lietderīgs, jo to elektroenerģijas cena ir salīdzinoši augsta. Savukārt, sākot ar 1,5 MW_e, atbalsta intensitāte abos gadījumos ir pietiekama vai lielāka nekā nepieciešama;
 2. arī mazas jaudas (līdz 1 MW) ORC koģenerācijas un elektrostacijām ir nepietiekams, lai gan 0,2 MW_e koģenerācijas stacijai būtu

- nepieciešams elektroenerģijas atbalsts 350 Ls/MWh apmērā. Arī šajā gadījumā šādu mazu tehnoloģiju uzstādīšana un atbalstīšana nav ekonomiski pamatota. Sākot no 1 MW, atbalsta intensitāte ir pietiekama un pat augstāka nekā nepieciešama, lai šo projektu IRR būtu 12%;
- 3. koksnes gazifikācijas elektrostacijām visos gadījumos ir lielāks nekā būtu nepieciešams, izņemot 0,2 MW koģenerācijas stacijai, kas atbalstu saņem, balstoties uz MK noteikumi Nr.221 tas ir pietiekams;
 - ii. gadījumā, ja siltumenerģija tiek realizēta par tās patieso cenu, esošās atbalsta likmes ir pietiekamas un pat augstākas nekā nepieciešams, izņemot ORC koģenerācijas un elektrostacijas ar jaudu līdz 0,6 MW (neieskaitot);
 - esošais atbalsts biogāzes stacijām ir atkarīgs no piemērotajiem MK noteikumiem, kā arī no nosacījuma, kāda ir siltumenerģijas pārdošanas cena:
 - i. ja siltumenerģija tiek pārdota par kurināmā pašizmaksu:
 - 1. mazas jaudas biogāzes elektrostacijām ($0,2\text{--}0,5\text{MW}_e$) esošais atbalsts ir nepietiekams (MK noteikumi Nr.262). Tas ir pietiekams 0,8-1,5 MW_e stacijām, bet lielajām biogāzes elektrostacijām (2 MW_e) esošais atbalsts ir augstāks nekā nepieciešams;
 - 2. mazas jaudas ($0,2\text{ MW}_e$) biogāzes koģenerācijas stacijām (MK noteikumi Nr.221) esošais atbalsts ir nepietiekams, kamēr 0,4 un 1,5 MW_e piemērotais atbalsts ir atbilstošs. Koģenerācijas stacijām ar jaudu no 0,5 līdz 2MW_e esošais atbalsts ir augstāks nekā būtu nepieciešams, izņemot $1,5\text{ MW}_e$ stacijas, kurām esošais atbalsts ir atbilstošs;
 - ii. ja siltumenerģija tiek realizēta par patieso siltumenerģijas cenu, atbalsta likme biogāzes stacijām ir pietiekama vai pat augstāka nekā nepieciešams, izņemot biogāzes elektrostacijām ar jaudu $0,2\text{ MW}_e$;
 - esošais atbalsts dabas gāzes koģenerācijas stacijām ir augstāks nekā tas būtu nepieciešams (vienīgi $0,1\text{ MW}$ koģenerācijas stacijām tas ir pamatots), ja siltumenerģija tiek pārdota par dabas gāzes pašizmaksu.
 - 6. Dabas gāzes atbalsts ar OIK ir nepamatots ne tikai no elektroenerģijas patēriņtāja viedokļa, bet arī valsts un globālā klimata viedokļa, jo dabas gāze ir importēts fosilais kurināmais, kura cena ir augstāka nekā elektroenerģijas tirgus cena. Latvijā ir augsts AER potenciāls un valsts makroekonomika iegūs, ja tiks izmantots vietējais energoresurss. Latvijai ir iespēja samazināt ietekmi uz klimata pārmaiņām, pamazām atsakoties no atbalsta dabas gāzes koģenerācijas stacijām.
 - 7. Esošā atbalsta izvērtējuma ietvaros tika veikta arī jutīguma analīze vairākiem nozīmīgākajiem parametriem. Visām tehnoloģijām jutīgums tika noteikts, aprēķinot ietekmi uz atbalsta līmeni, ja mainītos darbināšanas stundas, izejvielu cenas, piesaistītās subsīdijas vai biogāzes iznākums.
 - 8. Pētījuma ietvaros tika analizētas atbalsta sistēmas četrās Eiropas Savienības dalībvalstīs: Austrijā, Vācijā, Nīderlandē un Zviedrijā. Šīs Rietumeiropas valstis jau vairāku gadu garumā ir izveidojušas caurspīdīgus atbalsta mehānismus, un to pieredze var tikt pārnesta arī uz Latviju.
 - 9. OIK formulu pamatotības izvērtējums rāda, ka esošā atbalsta piesaiste dabas gāzes cenai biomasas un biogāzes koģenerācijas stacijām nav pamatota. Arī piemērotie cenas diferencēšanas koeficienti, kas raksturo iedalījumu jaudu diapazonos, ir nesamērīgi lieli.

10. Balstoties uz esošā atbalsta izvērtējumu un tajā veiktajiem pieņēumiem, pētījumā ir piedāvātas formulas atbalsta aprēķinam pārejas periodā pēc šādiem principiem:
 - atbalsta likme elektroenerģijai, kas ražota no atjaunojamiem energoresursiem, tiek aprēķināta atkarībā no viena mainīgā lieluma - uzstādītās jaudas, kā arī ņemot vērā visas subsīdiju komponentes (ja tās ir attiecināmas uz konkrēto staciju);
 - atbalsts dabas gāzes koģenerācijām līdz 4 MW var tikt piemērots pēc viena no zemāk aprakstītajiem risinājumiem:
 - i. A alternatīva - atbalsts kapitālieguldījumu atmaksai dabas gāzes koģenerācijas stacijām, kas paredz, ka Ekonomikas ministrija vienojas ar visiem staciju operatoriem par investīciju atlikušās vērtības izmaksu pārejas periodā, bet saražoto elektroenerģiju stacijas operators pārdod brīvajā tirgū;
 - ii. B alternatīva - atbalsta likme elektroenerģijai, kas ražota dabas gāzes koģenerācijas stacijās līdz 4 MW, tiek aprēķināta tāpat kā AER tehnoloģijām, t.i. atkarībā no uzstādītās jaudas un ņemot vērā subsīdijas komponenti (ja attiecināma);
 - atbalsts dabas gāzes koģenerācijas stacijām virs 4 MW tiek piemērots kapitālieguldījumu atmaksai.
11. Pētījumā nav izvērtēts, cik lielu ietekmi uz mazo HES modernizācijas projektiem atstās Dabas resursa nodokļa likuma izmaiņas, kuras tiks veiktas 2013.gada nogalē. Tās paredz nodokļa likmes piemērošanu par ūdens resursu lietošanu elektroenerģijas ražošanai hidroelektrostacijā, kuras hidromezgla kopējā uzstādītā jauda ir mazāka par diviem megavatiem. Nodokļa likme varētu būt 0,018 Eiro/kWh.
12. Pētījumā nav arī izvērtēta subsidētās enerģijas nodokļa ietekme uz atbalsta likmēm un pētījuma rezultātiem kopumā. Ekonomikas ministrijai, kad tā pārskatīs atbalsta likmi pārejas periodā visiem elektroenerģijas ražotājiem, aprēķinos ir jāņem vērā, ka nodokļa piemērošana negatīvi ietekmēs īpaši tos ražotājus, kas nav saņēmuši subsīdijas projektu investīcijām. Tā kā pārejas perioda atbalsta formulā ir iestrādāta subsīdiju komponente, tad šobrīd nav pamatojuma subsidētā enerģijas nodokļa ieviešanai.
13. Samazināta subsidētās enerģijas nodokļa likme 5% apmērā dabas gāzes koģenerācijas stacijām, kas siltumenerģiju nodod pašvaldības centralizētās siltumapgādes sistēmā, nav ekonomiski pamatota. It īpaši tādēļ, ka dabas gāzes koģenerāciju atbalsts nav ilgtspējīgs un konkurētspējīgs risinājums divu galveno iemeslu dēļ:
 - dabas gāzes tarifs (Ls/MWh) ir augstāks nekā vidējā elektroenerģijas tirgus cena (Ls/MWh), kas nozīmē, ka ar OIK tiek atbalstīta ekonomiski neizdevīga fosilā kurināmā izmantošana;
 - esošā atbalsta likme ir lielāka nekā nepieciešama, ja ņem vērā siltumenerģijas ražošanas patiesās izmaksas, t.i., kurināmā un pārējās izmaksas (ja nenotiek siltumenerģijas šķērssubsidēšana).
14. Esošā atbalsta sistēma ir jāmaina pēc būtības. Pirms jaunas atbalsta sistēmas izstrādes viens no galvenajiem uzdevumiem ir noteikt, kāds būs atbalsta sistēmas mērķis. Ja mērķis ir saistošais AER 40% mērķis, tad ir jāizvērtē, kā Latvija to reāli var sasniegt. Tā kā 40% ir jāsasniedz no gala enerģijas patēriņa, kas nozīmē gan elektroenerģijas, gan siltumenerģijas patēriņa, tad ir jāizvērtē, vai valstij nebūtu izdevīgāk atbalstīt lielas jaudas AER stacijas, piemēram, atbilstošas jaudas vēja parki un to ražotā elektroenerģija un biomasas katlu mājas. Izstrādājot atbalstu, ir jārēķinās ar Saules elektrostaciju būtisku lomu Latvijas elektroapgādē un saules kolektoru izmantošanu siltumapgādē tuvākajā nākotnē (pēc 5 gadiem).

Kā rāda esošās situācijas izvērtējums, elektroenerģijas cena mazas jaudas VES, HES, biogāzes un biomasa elektrostacijās un koģenerācijas stacijās ir augsta, bet to saražotās elektroenerģijas daudzums ir neliels.

15. Nākotnes atbalsts jāparedz iepirkuma tarifa veidā lielas jaudas VES, Saules elektrostacijām, augstas efektivitātes biomasa koģenerācijas stacijām, sākot no 2 MW. Atbalsta intensitāte ir jābalsta uz naudas plūsmas metodi, kas arī ir izstrādāta šī pētījuma ietvaros. Ja tiek izmantots šis risinājums, pētījuma ietvaros apkopotie ievaddati ir jāpārskata un jāatjauno ar jaunākajiem, jo tehnoloģiju, darbināšanas un izejvielu izmaksas gadu gaitā mainās. Otra iespēja ir piemērot salikto atbalstu, kas sastāv no 3 daļām: elektroenerģijas tirgus cenas vai Nordpool cenas, kapitālieguldījumu un motivācijas komponentēm.
16. Nākotnes atbalsts biogāzes stacijām būtu jāpārskata, jo darbināšanas izmaksas elektroenerģijas ražošanai ir augstas. Latvijai ir arī saistošs 10% mērķis biodegvielas jomā. Ņemot vērā, ka lauksaimniecība un biogāzes ražošana ir valstiski nozīmīga tautsaimniecības nozare, nākotnes atbalsts biogāzes stacijām ir jāparedz citā veidā. Šobrīd notiek intensīva tehnoloģiju attīstība šajā nozarē. Viens no risinājumiem ir biogāzes attīrišana līdz biometāna kvalitātei un tā ievadīšana dabas gāzes tīklā, vai arī biometāna izmantošanai transportā.
17. Nākotnē ir jāparedz arī atbalsts jaunām AER tehnoloģijām (piemēram, Saules paneļiem) subsīdiju veidā, kā tas notiek Austrijā, Nīderlandē un Zviedrijā. Tas veicinās šo tehnoloģiju plašāku izplatību.

1.PIELIKUMS. 1 MW HIDROELEKTROSTACIJAS NAUDAS PLŪSMA

Investīcijas	Ls	Post-Financing	Ls	Aizdevuma laiks (gadi)	10 6%	Saražotā el/enerģija	3000 MWh										
Kopējās investīcijas	668 214	Debt Capital 70,0%	467 750	Procentu likme:		Kuriņamā izmaksas	/MWh										
Subsīdijas	0	Equity Capital 30,0%	200 464			Elektroenerģijas cena(1-10 gadi)	Ls 117,89 /MWh										
Investīcijas (minus) subsīdijas	668 214	Total	668 214			Elektroenerģijas cena (10-20 gadi)	Ls 94,31 /MWh										
Naudas plūsmas modelis, Ls <i>Year of contract in exploitation</i>	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
	<i>I</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>		
Elektroenerģijas rāzōšana																	
Enerģijas cenas inflācija, %			4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	
Vispārējā cenas inflācija, %			3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	
Elektroenerģijas pārdošana	353 674	353 674	353 674	353 674	353 674	353 674	353 674	353 674	353 674	353 674	353 674	282 939	282 939	282 939	282 939	4 951 430	
Elektroenerģijas pašpatēriņš	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Siltumenerģijas pārdošana																	
Siltumenerģijas paspātēriņš																	
Ienākumi no elektroenerģijas	353 674	353 674	353 674	353 674	353 674	353 674	353 674	353 674	353 674	353 674	353 674	282 939	282 939	282 939	282 939	4 951 430	
Q&M izmaksas	-51 000	-52 530	-54 106	-55 729	-57 401	-59 123	-60 897	-62 724	-64 605	-66 543	-68 540	-70 596	-72 714	-74 895	-77 142	-948 545	
Corporate income tax 15,0%	-31 519	-31 589	-31 669	-31 759	-31 860	-31 973	-32 099	-32 238	-32 392	-32 561	-32 160	-31 851	-31 534	-31 207	-30 870	-477 280	
Operatīvā naudas plūsma	271 155	269 554	267 899	266 185	264 412	262 577	260 678	258 712	256 676	254 569	182 239	180 491	178 691	176 837	174 927	3 525 605	
Investīciju finansējums																	
Investīcijas	-668 214															-668 214	
Aizdevuma finansēšana	467 750															467 750	
Subsidy																0	
Pre-subsidy debt cost																0	
Return of subsidy to bank																0	
Aizdevuma atmaksas																0	
Pašfinansējums	200 464	-62 055	-62 055	-62 055	-62 055	-62 055	-62 055	-62 055	-62 055	-62 055	-62 055	0	0	0	0	-620 553	
BRĪVĀ NAUDAS PLŪSMA	0	209 099	207 499	205 843	204 130	202 357	200 522	198 623	196 657	194 621	192 514	182 239	180 491	178 691	176 837	174 927	2 905 052
Annual return on investment:																	
Oper. Cash Flow/ Debt payment:	4,37	4,34	4,32	4,29	4,26	4,23	4,20	4,17	4,14	4,10	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	4,24	
ROI	40,6%	40,3%	40,1%	39,8%	39,6%	39,3%	39,0%	38,7%	38,4%	38,1%	27,3%	27,0%	26,7%	26,5%	26,2%		
NPV - 15 gadi @6,4%	Ls 1 660 154,74																
IRR	104%																
Debt Capital payments	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
Ikgadējā aizņemuma atmaksas	62 055	62 055	62 055	62 055	62 055	62 055	62 055	62 055	62 055	62 055	0	0	0	0	0	620 553	
Procentu maksājums	25 726	23 728	21 620	19 396	17 050	14 575	11 963	9 208	6 302	3 235	0	0	0	0	0	152 803	
Payment on principal	36 329	38 327	40 435	42 659	45 005	47 481	50 092	52 847	55 754	58 820	0	0	0	0	0	467 750	
Bilance	431 421	393 094	352 658	309 999	264 994	217 513	167 421	114 574	58 820	0	0	0	0	0	0	467 750	
Corporate Income tax	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
Part of Investment Expensed in Year 1, %																20 years	
Part of Investment Depreciated over years	100%																
Taxable income	276 947	277 415	277 948	278 548	279 223	279 976	280 814	281 742	282 767	283 895	214 399	212 343	210 225	208 044	205 797	3 850 082	
Investment expensed	0																
Investment depreciated	-66 821	-66 821	-66 821	-66 821	-66 821	-66 821	-66 821	-66 821	-66 821	-66 821						-668 214	
Subsidy	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Accumulated Taxable income	210 126	210 594	211 126	211 727	212 401	213 154	213 992	214 920	215 945	217 074	214 399	212 343	210 225	208 044	205 797	3 181 868	
Corporate income tax 15,0%	-31 519	-31 589	-31 669	-31 759	-31 860	-31 973	-32 099	-32 238	-32 392	-32 561	-32 160	-31 851	-31 534	-31 207	-30 870	-477 280	
-200 464	209 099	207 499	205 843	204 130	202 357	200 522	198 623	196 657	194 621	192 514	182 239	180 491	178 691	176 837	174 927		

2.PIELIKUMS. 1 MW VĒJA ELEKTROSTACIJAS NAUDAS PLŪSMA

Investīcijas	Ls	Kapitāla ipatnējais sadalījums	Ls	Aizdevuma laiks (gadi)	10 Procentu likme:	5.5%	Saražotā el/enerģija	2000 MWh	/MWh								
		Aizņemtā kapitāla iverts 70.0%	931 000	Kurināmā izmaksas			Elektroenerģijas cena (1-10 gadi)	Ls 88.97 /MWh									
Subsīdijas	0	Pašu ieguldījuma iverts 30.0%	399 000	Elektroenerģijas cena (10-20 gadi)				Ls 53.38 /MWh									
Investīcijas (mīnus) subsīdijas	1 330 000	Kopā	1 330 000														
Naudas plūsmas modelis, Ls	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Projekta eksploatācijas gads	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
Elektroenerģijas ražošana																	
Energijas cenas inflācija, %																	
Visspērējā cenas inflācija, %																	
4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%		
3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%		
Elektroenerģijas pārdošana																	
Ienākumi	177 950	177 950	177 950	177 950	177 950	177 950	177 950	177 950	177 950	177 950	177 950	177 950	177 950	177 950	177 950		
O&M izmaksas	177 950	177 950	177 950	177 950	177 950	177 950	177 950	177 950	177 950	177 950	177 950	177 950	177 950	177 950	177 950		
-24 000	-24 720	-25 462	-26 225	-27 012	-27 823	-28 657	-29 517	-30 402	-31 315	-32 254	-33 222	-34 218	-35 245	-36 302	-446 374		
Uzņēmuma ienākuma nodoklis 15.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-301	-1 079	-11 177	-11 032	-10 883	-10 729	-10 570	
Operatīvā naudas plūsma	153 950	153 230	152 488	151 725	150 938	150 127	149 293	148 433	147 247	145 556	63 339	62 516	61 669	60 796	59 898	1 811 204	
Investīcijas un finansējums																	
Investīcijas	-1 330 000															-1 330 000	
Aizdevuma finansēšana		931 000														931 000	
																0	
																0	
																0	
Aizdevuma atmaksas																	
Pašu ieguldījums	399 000	-123 514	-123 514	-123 514	-123 514	-123 514	-123 514	-123 514	-123 514	-123 514	-123 514	-123 514	-123 514	-123 514	-123 514	-1 235 137	
BRĪVĀ NAUDAS PLŪSMA	0	30 436	29 716	28 975	28 211	27 424	26 614	25 779	24 919	23 733	22 042	63 339	62 516	61 669	60 796	59 898	576 067
Ikgadējā investīciju atdeve:																	
Aizņemtā kapitāla atdeves koeficients	1.25	1.24	1.23	1.23	1.22	1.22	1.21	1.20	1.19	1.18	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	1.22	
ROI	11.6%	11.5%	11.5%	11.4%	11.3%	11.3%	11.2%	11.2%	11.1%	10.9%	4.8%	4.7%	4.6%	4.6%	4.5%		
NPV - 15 gadi @6.4%		-Ls 63 957.05															
IRR	4%																
Aizņemtā kapitāla maksājumi	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
Ikgadējā aizņēmuma atmaksas	123 514	123 514	123 514	123 514	123 514	123 514	123 514	123 514	123 514	123 514	0	0	0	0	0	1 235 137	
Procentu maksājums	51 205	47 228	43 032	38 606	33 936	29 009	23 811	18 328	12 543	6 439	0	0	0	0	0	304 137	
Maksājuma pamatsuma	72 309	76 286	80 481	84 908	89 578	94 505	99 702	105 186	110 971	117 075	0	0	0	0	0	931 000	
Bilance	858 691	782 406	701 924	617 016	527 439	432 934	333 232	228 046	117 075	0	0	0	0	0	0	931 000	
Uzņēmuma ienākuma nodoklis	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	15 gadi	
Amortizēto investīciju daļu gadu laikā	100%																
Ar nodokli apliekamie ienākumi	102 745	106 002	109 456	113 119	117 002	121 118	125 481	130 105	135 005	140 196	74 516	73 548	72 552	71 525	70 468	1 562 839	
Amortizētās investīcijas	-133 000	-133 000	-133 000	-133 000	-133 000	-133 000	-133 000	-133 000	-133 000	-133 000	-133 000	-133 000	-133 000	-133 000	-133 000	-1 330 000	
Akulūtie ar nodokli apliekamie ienākumi	-30 255	-26 998	-23 544	-19 881	-15 998	-11 882	-7 519	-2 895	2 005	7 196	74 516	73 548	72 552	71 525	70 468	232 839	
Uzņēmuma ienākuma nodoklis 15.0%	0	0	0	0	0	0	0	0	-301	-1 079	-11 177	-11 032	-10 883	-10 729	-10 570	-55 772	

3.PIELIKUMS. 1MW_E TVAIKA CIKLA BIOMASAS KOGENERĀCIJAS STACIJAS NAUDAS PLŪSMA (MK NR.221)

Investīcijas	Ls	Kapitāla iepatnējais sadalījums	Ls	Aizdevuma laiks (gadi)	10	Saražotā el/enerģija	5500 MWh	Target IRR	12%
		Aizņemtā kapitāla ipatsvars 70,0%	3 023 300	Procentu likme:	5,5%	Saražotā siltumenerģija	32542 MWh		
Kopējās investīcijas	4 319 000	Subsīdijas	0	Pašu ieguldījuma ipatsvars 30,0%	1 295 700	Kuriņmā izmaksas	495 294 Ls		
Investīcijas (minus) subsīdijas	4 319 000	Kopa	4 319 000	subsidijas	0%	Elektroenerģijas cena	140,38 /MWh		
						Siltumenerģijas cena	Ls 19,38 /MWh		
						Elektroenerģijas cena (>10)	Ls 32,80 /MWh		
Naudas plūsmas modelis, Ls									
Projekta eksploatācijas gads	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Elektroenerģijas ražošana									
Enerģijas cenas inflācija, %		4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
Vispārējās cenas inflācija, %		3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Elektroenerģijas pārdošana									
Elektroenerģijas pašpārēriņš	772 090	772 090	772 090	772 090	772 090	772 090	772 090	772 090	772 090
Elektroenerģijas tirgus cena	-23 163	-23 163	-23 163	-23 163	-23 163	-23 163	-23 163	-23 163	-23 163
Ienākumi no elektroenerģijas	35,82	37,43	39,11	40,87	42,71	44,64	46,64	48,74	50,94
Ienākumi no siltumenerģijas	748 927	748 927	748 927	748 927	748 927	748 927	748 927	748 927	748 927
Kopējie ienākumi	630 652	649 572	669 059	689 131	709 805	731 099	753 032	775 623	798 892
Algas	1 379 580	1 398 499	1 417 986	1 438 058	1 458 732	1 480 026	1 501 959	1 524 550	1 547 819
Kuriņmā izmaksas	-25 200	-25 956	-26 735	-27 537	-28 363	-29 214	-30 090	-30 993	-31 923
apdrošināšana	-323 529	-333 235	-343 232	-353 529	-364 135	-375 059	-386 311	-397 900	-409 837
08M izmaksas	-64 785	-66 729	-68 730	-70 792	-72 916	-75 104	-77 357	-79 677	-82 668
Uzņēmuma ienākuma nodoklis 15,0%	-129 570	-133 457	-137 461	-141 585	-145 832	-150 207	-154 713	-159 355	-164 135
	-35 747	-38 078	-40 528	-43 102	-45 808	-48 651	-51 640	-54 781	-58 084
Operatīvā naudas plūsma									
Investīcijas un finansējums									
Investīcijas	-4 319 000								
Aizdevuma finansēšana	3 023 300								
Subsīdijas	0								
Aizdevuma atmaka									
Pašu ieguldījums	1 295 700	-401 094	-401 094	-401 094	-401 094	-401 094	-401 094	-401 094	0
BRĪVĀ NAUDAS PLŪSPA	0	435 401	438 028	440 734	443 521	446 391	449 348	452 394	455 530
Ikgadējā investīciju atdevē:									
Aizņemtā kapitāla atdevēs koeficients	2,09	2,09	2,10	2,11	2,11	2,12	2,13	2,14	2,15
ROI	19,4%	19,4%	19,5%	19,6%	19,6%	19,7%	19,8%	19,8%	19,9%
NPV - 15 gadi @6,4%	Ls 2 933 354,96								
IRR 15 gadi	34%								
Aizņemtā kapitāla maksājumi	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ikgadējā alzņēmuma atmaka	401 094	401 094	401 094	401 094	401 094	401 094	401 094	401 094	401 094
Procēntu maksājums	166 282	153 367	139 742	125 367	110 202	94 203	77 324	59 517	40 730
Maksājuma pamatsumma	234 813	247 728	261 353	275 727	290 892	306 891	323 770	341 578	360 364
Bilance	2 788 487	2 540 759	2 279 407	2 003 680	1 712 787	1 405 896	1 082 126	740 549	380 184
Uzņēmuma ienākuma nodoklis	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Amortizēto investīciju daļu gadu laikā	100%								
Ar nodokli apliekamie ienākumi	670 214	685 756	702 086	719 248	737 284	756 239	776 164	797 108	819 126
Amortizētās investīcijas	-431 900	-431 900	-431 900	-431 900	-431 900	-431 900	-431 900	-431 900	-431 900
Subsīdijas	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Akumulētie ar nodokli apliekamie ienākumi	238 314	253 856	270 186	287 348	305 384	324 339	344 264	365 208	387 226
Uzņēmuma ienākuma nodoklis 15,0%	-35 747	-38 078	-40 528	-43 102	-45 808	-48 651	-51 640	-54 781	-58 084
	-1 295 700	435 401	438 028	440 734	443 521	446 391	449 348	452 394	455 530

4.PIELIKUMS. 1MWe TVAIKA CIKLA BIOMASAS KOGENERĀCIJAS STACIJAS NAUDAS PLŪSMA (MK NR.262)

Investīcijas	Ls	Kapitāla ipatnējais sadalījums	Ls	Aizdevuma laiks (gadi)	10	Saražotā el/enerģija	5500 MWh	Target IRR										
		Aizņemtā kapitāla ipatsvars 70,0%	3 023 300	Procentu likme:	5,5%	Saražotā siltumenerģija	32542 MWh											
		Pasū ieguldījuma ipatsvars 30,0%	1 295 700			Kurināmā izmaksas	323 529 Ls											
Investīcijas (minus) subsidijas	4 319 000	Kopā	4 319 000	subsidijas	0%	Elektroenerģijas cena	Ls 140,38 /MWh											
						Siltumenerģijas cena	Ls 19,38 /MWh											
						Elektroenerģijas cena (>10)	Ls 106,13 /MWh											
Naudas plūsmas modelis, Ls		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Projekta ekspluatācijas gads		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
Elektroenerģijas ražšana																		
Energētikas ceras inflācija, %																		
Visspērijēja ceras inflācija, %																		
Elektroenerģijas pārdošana																		
Elektroenerģijas pašpārteiņš	772 090	772 090	772 090	772 090	772 090	772 090	772 090	772 090	772 090	772 090	583 700	583 700	583 700	583 700	583 700	583 700	583 700	
Ienākumi no elektroenerģijas	-23 163	-23 163	-23 163	-23 163	-23 163	-23 163	-23 163	-23 163	-23 163	-23 163	-17 511	-17 511	-17 511	-17 511	-17 511	-17 511	-17 511	
Ienākumi no siltumenerģijas	748 927	748 927	748 927	748 927	748 927	748 927	748 927	748 927	748 927	748 927	566 189	566 189	566 189	566 189	566 189	566 189	566 189	
Kopējie ienākumi	630 652	649 572	669 059	689 131	708 805	731 099	753 032	775 623	798 892	822 858	847 544	872 970	899 160	926 134	953 918			
Algas	1 379 580	1 398 499	1 417 986	1 438 058	1 458 732	1 480 026	1 501 959	1 524 550	1 547 819	1 571 786	1 413 733	1 439 160	1 465 349	1 492 323	1 520 107			
Kurināmā izmaksas	-25 200	-25 956	-26 735	-27 537	-28 363	-29 214	-30 090	-30 993	-31 923	-32 880	-33 867	-34 883	-35 929	-37 007	-38 117			
apdrošināšana	-323 529	-333 235	-343 232	-353 529	-364 135	-375 059	-386 311	-397 900	-409 837	-422 133	-434 796	-447 840	-461 276	-475 114	-489 367			
08M izmaksas	-64 785	-66 729	-68 730	-70 792	-72 916	-75 104	-77 357	-79 677	-82 068	-84 530	-87 066	-89 678	-92 368	-95 139	-97 993			
Uzņēmuma ienākuma nodoklis 15,0%	-35 747	-38 078	-40 528	-43 102	-45 808	-48 651	-51 640	-54 781	-58 084	-61 556	-102 581	-103 111	-103 656	-104 218	-104 797			
Operatīvā naudas plūsma	836 495	839 122	841 828	844 615	847 486	850 443	853 488	856 625	859 856	863 184	683 873	687 404	691 040	694 786	698 644			
Investīcijas un finansējums																		
Investīcijas	-4 319 000																	
Aizdevuma finansēšana	3 023 300																	
Subsidijas	0																	
Aizdevuma atmaka																		
Pašu ieguldījums	1 295 700	-401 094	-401 094	-401 094	-401 094	-401 094	-401 094	-401 094	-401 094	-401 094	0	0	0	0	0	0	0	
BRĪVA NAUDAS PLŪSMA	0	435 401	438 028	440 734	443 521	446 391	449 348	452 394	455 530	458 761	462 089	683 873	687 404	691 040	694 786	698 644		
Ikgadējā investīciju atdevē:																		
Aizņemtā kapitāla atdevēs koeficients	2,09	2,09	2,10	2,11	2,11	2,12	2,13	2,14	2,14	2,15	#DIV/0!							
ROI	19,4%	19,4%	19,5%	19,6%	19,6%	19,7%	19,8%	19,8%	19,9%	20,0%	15,8%	15,9%	16,0%	16,1%	16,2%			
NPV - 15 gadi @6,4%	Ls 3 478 446,09																	
IRR - 15 gadi	34%																	
Aizņemtā kapitāla maksājumi	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15			
Ikgadējā aizņēmuma atmaka	401 094	401 094	401 094	401 094	401 094	401 094	401 094	401 094	401 094	401 094	0	0	0	0	0	0	0	
Procentu maksājums	166 282	153 367	139 742	125 367	110 202	94 203	77 324	59 517	40 730	20 910	0	0	0	0	0	0	0	
Maksājuma pamatsumma	234 813	247 728	261 353	275 727	290 892	306 891	323 770	341 578	360 364	380 184	0	0	0	0	0	0	0	
Bilance	2 788 487	2 540 759	2 279 407	2 003 680	1 712 787	1 405 896	1 082 126	740 549	380 184	0	0	0	0	0	0	0	0	
Uzņēmuma ienākuma nodoklis	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15			
Amortizēto investīciju daļu gadu laikā	100%																	
Ar nodokli apliekamie ienākumi	670 214	685 756	702 086	719 248	737 284	756 239	776 164	797 108	819 126	842 274	683 873	687 404	691 040	694 786	698 644			
Amortizētās investīcijas Subsidijas	-431 900	-431 900	-431 900	-431 900	-431 900	-431 900	-431 900	-431 900	-431 900	-431 900	0	0	0	0	0	0	0	
Akumulētie ar nodokli apliekamie ienākumi	238 314	253 856	270 186	287 348	305 384	324 339	344 264	365 208	387 226	410 374	683 873	687 404	691 040	694 786	698 644			
Uzņēmuma ienākuma nodoklis 15,0%	-35 747	-38 078	-40 528	-43 102	-45 808	-48 651	-51 640	-54 781	-58 084	-61 556	-102 581	-103 111	-103 656	-104 218	-104 797			
-1 295 700	435 401	438 028	440 734	443 521	446 391	449 348	452 394	455 530	458 761	462 089	683 873	687 404	691 040	694 786	698 644			

5.PIELIKUMS. 1 MWE ORC BIOMASAS KOGENERĀCIJAS STACIJAS NAUDAS PLŪSMA (MK NR.221)

Investīcijas	Ls	Kapitāla iepatnējais sadalījums	Ls	Aizdevuma laiks (gadi)	10	Saražotā el/enerģija	5500 MWh	Target IRR	12%										
				Procentu likme:	5,5%	Saražotā siltumenerģija	22000 MWh												
Kopējās investīcijas	3 502 000	Aizņemtā kapitāla ipatsvars 70,0%	2 451 400			Kurināmā izmaksas	289 474 Ls												
Subsidijas	0	Pašu ieguldījuma ipatsvars 30,0%	1 050 600			Elektroenerģijas cena	Ls 140,38 /MWh												
Investīcijas (minus) subsidijas	3 502 000	Kopā	3 502 000	subsidijas	0%	Siltumenerģijas cena	Ls 19,38 /MWh												
Naudas plūsmas modelis, Ls	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Target IRR	12%	
Projekta eksploatācijas gads	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15				
Elektroenerģijas ražošana																			
Elektroenerģijas cenas inflācija, %																			
Vispāriējā cenas inflācija, %																			
Elektroenerģijas pārdošana																			
Elektroenerģijas pāspāterēns																			
Elektroenerģijas tirgus cena																			
Ienākumi no elektroenerģijas																			
Ienākumi no siltumenerģijas																			
Kopējie ienākumi																			
Algas																			
Kurināmā izmaksas																			
adprosīšanāšana																			
OS&M izmaksas																			
Uzņēmuma ienākuma nodoklis 15,0%																			
Operatīvā naudas plūsma	664 336	661 809	659 166	656 403	653 514	650 491	647 330	644 022	640 561	636 938	204 199	214 030	224 324	235 100	246 382	37 561 944			
Investīcijas un finansējums																			
Investīcijas	-3 502 000																		
Aizdevuma finansēšana	2 451 400																		
Subsidijas	0																		
Aizdevuma atmaka																			
Pašu ieguldījums																			
BRĪVĀ NAUDAS PLŪSMA	0	339 114	336 587	333 944	331 181	328 292	325 270	322 108	318 800	315 339	311 717	204 199	214 030	224 324	235 100	246 382	4 386 386		
Ikgadējā investīciju atdevē:																			
Aizņemtā kapitāla atdevēs koeficients	2,04	2,03	2,03	2,02	2,01	2,00	1,99	1,98	1,97	1,96	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	2,00			
ROI	19,0%	18,9%	18,8%	18,7%	18,7%	18,6%	18,5%	18,4%	18,3%	18,2%	5,8%	6,1%	6,4%	6,7%	7,0%				
NPV - 15 gadi @6,4%	Ls 1 817 590,65																		
IRR - 15 gadi	30%																		
Aizņemtā kapitāla maksājumi	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15				
Ikgadējā aizņēmuma atmaka	325 222	325 222	325 222	325 222	325 222	325 222	325 222	325 222	325 222	325 222	0	0	0	0	0	3 252 218			
Procentu maksājums	134 827	124 355	113 308	101 652	89 356	76 383	62 697	48 258	33 025	16 955	0	0	0	0	0	800 818			
Maksājuma pamatsumma	190 395	200 866	211 914	223 569	235 866	248 838	262 524	276 963	292 196	308 267	0	0	0	0	0	2 451 400			
Bilance	2 261 005	2 060 139	1 848 225	1 624 655	1 388 789	1 139 951	877 427	600 463	308 267	0	0	0	0	0	0	2 451 400			
Uzņēmuma ienākuma nodoklis	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	15 gadi			
Amortizēto investīciju daļu gadu laikā	100%																		
Ar nodokli apliekamie ienākumi	561 151	570 498	580 387	590 848	601 915	613 621	626 003	639 098	652 947	667 593	240 234	251 800	263 910	276 588	289 861	14 099 813			
Amortizētās investīcijas Subsidijas	-350 200	-350 200	-350 200	-350 200	-350 200	-350 200	-350 200	-350 200	-350 200	-350 200	0	0	0	0	0	-3 502 000			
Akkumulētie ar nodokli apliekamie ienākumi	210 951	220 298	230 187	240 648	251 715	263 421	275 803	288 898	302 747	317 393	240 234	251 800	263 910	276 588	289 861	3 924 454			
Uzņēmuma ienākuma nodoklis 15,0%	-31 643	-33 045	-34 528	-36 097	-37 757	-39 513	-41 370	-43 335	-45 412	-47 609	-36 035	-37 770	-39 587	-41 488	-43 479	-588 668			
-1 050 600	339 114	336 587	333 944	331 181	328 292	325 270	322 108	318 800	315 339	311 717	204 199	214 030	224 324	235 100	246 382				

6.PIELIKUMS. 1 MWE ORC BIOMASAS KOGENERĀCIJAS STACIJAS NAUDAS PLŪSMA (MK NR.262)

Investīcijas	Ls	Kapitāla ipatnējais sadalījums	Ls	Aizdevuma laiks (gadi)	10	Sarāzotā el/enerģija	5500 MWh	Target IRR								
		Aizņemtā kapitāla ipatsvars 70,0%	2 451 400	Procentu likme:	5,5%	Sarāzotā siltumenerģija	22000 MWh									
		Pašu ieguldījuma ipatsvars 30,0%	1 050 600			Kurināmā izmaksas	289 474 Ls									
Investīcijas (minus) subsidijas	3 502 000	Kopā	3 502 000	subsidijas	0%	Elektroenerģijas cena	Ls 140,38 /MWh									
						Siltumenerģijas cena	Ls 19,38 /MWh									
						Elektroenerģijas cena (>)	Ls 106,13 /MWh									
Naudas plūsmas modelis, Ls	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Projekta eksploatācijas gads	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Elektroenerģijas rāzīšana																
Elektroenerģijas cenas inflācija, %																
Vispārējā cenas inflācija, %																
Elektroenerģijas pārdošana																
Elektroenerģijas pāspārtenīš																
Ienākumi no elektroenerģijas																
Ienākumi no siltumenerģijas																
Kopējie ienākumi																
Algas																
Kurināmā izmaksas																
apdrošināšana																
QRM izmaksas																
Uzņēmuma ienākuma nodoklis 15,0%																
Operatīvā naudas plūsmas	664 336	661 809	659 167	656 404	653 514	650 492	647 330	644 022	640 561	636 939	428 492	427 207	425 883	424 519	423 115	
Investīcijas un finansējums																
Investīcijas	-3 502 000															
Aizdevuma finansēšana	2 451 400															
Subsidijas	0															
Aizdevuma atmaka																
Pašu ieguldījums																
BRĪVA NAUDAS PLŪSMA	0	339 114	336 587	333 945	331 182	328 292	325 270	322 108	318 801	315 339	311 717	428 492	427 207	425 883	424 519	423 115
Ikgaedējā investīciju atdevē:																
Aizņemtā kapitāla atdevēs koeficients	2,04	2,03	2,03	2,02	2,01	2,00	1,99	1,98	1,97	1,96	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	
ROI	19,0%	18,9%	18,8%	18,7%	18,7%	18,6%	18,5%	18,4%	18,3%	18,2%	12,2%	12,2%	12,2%	12,1%	12,1%	
NPV - 15 gadi @6.4%	Ls 2 271 367,96															
IRR - 15 gadi	32%															
Aizņemtā kapitāla maksājumi	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Ikgadējā aizņēmuma atmaka	325 222	325 222	325 222	325 222	325 222	325 222	325 222	325 222	325 222	0	0	0	0	0	0	
Procentu maksājums	134 827	124 355	113 308	101 652	89 356	76 383	62 697	48 258	33 025	16 955	0	0	0	0	0	
Maksājuma pamatsumma	190 395	200 866	211 914	223 569	235 866	248 838	262 524	276 963	292 196	308 267	0	0	0	0	0	
Bilance	2 261 005	2 060 139	1 848 225	1 624 655	1 388 789	1 139 951	877 427	600 463	308 267	0	0	0	0	0	0	
Uzņēmuma ienākuma nodoklis	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Amortizēto investīciju daļu gadu laikā	100%															
Ar nodokli apliekamie ienākumi	561 151	570 498	580 387	590 849	601 915	613 622	626 003	639 099	652 948	667 593	504 109	502 596	501 039	499 435	497 782	
Amortizētās investīcijas	-350 200	-350 200	-350 200	-350 200	-350 200	-350 200	-350 200	-350 200	-350 200	-350 200						
Subsidijas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
Akulmētie ar nodokli apliekamie ienākumi	210 951	220 298	230 187	240 649	251 715	263 422	275 803	288 899	302 748	317 393	504 109	502 596	501 039	499 435	497 782	
Uzņēmuma ienākuma nodoklis 15,0%	-31 643	-33 045	-34 528	-36 097	-37 757	-39 513	-41 370	-43 335	-45 412	-47 609	-75 616	-75 389	-75 156	-74 915	-74 667	
-1 050 600	339 114	336 587	333 945	331 182	328 292	325 270	322 108	318 801	315 339	311 717	428 492	427 207	425 883	424 519	423 115	

7.PIELIKUMS. 1 MWE KOKSNES GAZIFIKĀCIJAS STACIJAS NAUDAS PLŪSMA (MK Nr.221)

Investīcijas	Ls	Kapitāla ipatnējais sadalījums	Ls	Aizdevuma laiks (gadi)	10	Saražotā el./enerģija	5500 MWh	Target IRR	12%									
				Procentu likme:	5,5%	Saražotā siltumenerģija	7857 MWh											
Kopējās investīcijas	2 347 000	Aizņemtā kapitāla ipatsvars 70,0%	1 642 900			Kurināmā izmaksas	157 142,86 Ls											
Subsidijas	0	Pāšu ieguldījuma ipatsvars 30,0%	704 100			Elektroenerģijas cena	Ls 140,38 Ls/MWh											
Investīcijas (minus) subsidijas	2 347 000	Kopā	2 347 000	subsidijas	0%	Siltumenerģijas cena	Ls 19,38 Ls/MWh											
						Elektroenerģijas cena	Ls 32,80 Ls/MWh											
Naudas plūsmas modelis, Ls	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028		
Projekta eksploatācijas gads	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15			
Elektroenerģijas ražošana																		
Elektroenerģijas cenas inflācija, %																		
Visspārējā cenas inflācija, %																		
Elektroenerģijas pārdošana																		
Elektroenerģijas pāspārteiņš																		
Elektroenerģijas tirgus cena																		
Ienākumi no elektroenerģijas																		
Ienākumi no siltumenerģijas																		
Kopējie ienākumi																		
Algas																		
Kurināmā izmaksas																		
apdrošināšana																		
Apkalpošanas izmaksas																		
Uzņēmuma ienākuma nodoklis 15,0%																		
Operatīvā naudas pīluma																		
Investīcijas un finansējums																		
Investīcijas	-2 347 000																	
Aizdevuma finansēšana	1 642 900																	
Subsidijas	0																	
Aizdevuma atmaka																		
Pāšu ieguldījums	704 100	-217 960	-217 960	-217 960	-217 960	-217 960	-217 960	-217 960	-217 960	-217 960	-217 960	0	0	0	0	0	-2 179 599	
BRĪVA NAUDAS PLŪSMA	0	379 142	375 442	371 605	367 625	363 496	359 212	354 767	350 154	345 367	340 398	133 651	141 444	149 642	158 263	167 328	4 357 536	
Ikgadējā investīciju atdevē:																		
Aizņemtā kapitāla atdeves koeficients	2,74	2,72	2,70	2,69	2,67	2,65	2,63	2,61	2,58	2,56	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	2,65	
ROI	25,4%	25,3%	25,1%	25,0%	24,8%	24,6%	24,4%	24,2%	24,0%	23,8%	5,7%	6,0%	6,4%	6,7%	7,1%			
NPV - 15 gadi @6,4%																		
IRR - 15 gadi																		
Aizņemtā kapitāla maksājumi	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15			
Ikgadējā aizņēmuma atmaka	217 960	217 960	217 960	217 960	217 960	217 960	217 960	217 960	217 960	217 960	0	0	0	0	0	0	2 179 599	
Procentu maksājums	90 360	83 341	75 937	68 126	59 885	51 191	42 019	32 342	22 133	11 363	0	0	0	0	0	0	536 699	
Maksājuma pamatlīdzība	127 600	134 618	142 022	149 834	158 074	166 769	175 941	185 618	195 827	206 597	0	0	0	0	0	0	1 642 900	
Bilance	1 515 300	1 380 681	1 238 659	1 088 825	930 751	763 982	588 041	402 424	206 597	0	0	0	0	0	0	0	1 642 900	
Uzņēmuma ienākuma nodoklis	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	15 gadi		
Amortizēto investīciju daļu gadu laikā	100%																	
Ar nodokli apliekamie ienākumi	554 750	558 654	562 850	567 357	572 194	577 383	582 945	588 902	595 281	602 106	157 237	166 405	176 049	186 191	196 857	10 535 084		
Amortizētās investīcijas	-234 700	-234 700	-234 700	-234 700	-234 700	-234 700	-234 700	-234 700	-234 700	-234 700	0	0	0	0	0	0	-2 347 000	
Subsidijas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Akkumulētie ar nodokli apliekamie ienākumi	320 050	323 954	328 150	332 657	337 494	342 683	348 245	354 202	360 581	367 406	157 237	166 405	176 049	186 191	196 857	4 298 161		
Uzņēmuma ienākuma nodoklis 15,0%	-48 008	-48 593	-49 222	-49 899	-50 624	-51 402	-52 237	-53 130	-54 087	-55 111	-23 585	-24 961	-26 407	-27 929	-29 529	-644 724		
	-704 100	379 142	375 442	371 605	367 625	363 496	359 212	354 767	350 154	345 367	340 398	133 651	141 444	149 642	158 263	167 328		

8.PIELIKUMS. 1 MWE KOKSNES GAZIFIKĀCIJAS STACIJAS NAUDAS PLŪSMA (MK Nr.262)

Investīcijas	Ls	Kapitāla ipatnējais sadalījums	Ls	Aizdevuma laiks (gadi)	10	Saražotā el/enerģija	5500 MWh	Target IRR								
Kopējās investīcijas	2 347 000	Aizņemtā kapitāla ipatsvars 70,0%	1 642 900			Kurināmā izmaksas	157 142,86 Ls									
Subsidijas	0	Pašu ieguldījuma ipatsvars 30,0%	704 100			Elektroenerģijas cena	Ls 140,38 /MWh									
Investīcijas (minus) subsidijas	2 347 000	Kopā	2 347 000	Subsidijas	0%	Siltumenerģijas cena	Ls 19,38 /MWh									
						Elektroenerģijas cena	Ls 106,13 /MWh									
Naudas plūsmas modelis, Ls	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Projekta eksploatacijas gads	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Elektroenerģijas rāzōšana																
Elektroenerģijas cenas inflācija, %		4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	
Vispārēja cenas inflācija, %		3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	
Elektroenerģijas pārdošana	772 090	772 090	772 090	772 090	772 090	772 090	772 090	772 090	772 090	772 090	583 700					
Elektroenerģijas pāspārtnērs	-23 163	-23 163	-23 163	-23 163	-23 163	-23 163	-23 163	-23 163	-23 163	-23 163	-17 511	-17 511	-17 511	-17 511	-17 511	
Ienākumi no elektroenerģijas	748 927	748 927	748 927	748 927	748 927	748 927	748 927	748 927	748 927	748 927	566 189					
Siltumenerģijas pārdošana	152 270	152 270	152 270	152 270	152 270	152 270	152 270	152 270	152 270	152 270	152 270	152 270	152 270	152 270	152 270	
Ienākumi no siltumenerģijas	152 270	156 838	161 543	166 390	171 381	176 523	181 819	187 273	192 891	198 678	204 638	210 778	217 101	223 614	230 322	
Kopējie ienākumi	901 198	905 766	910 471	915 317	920 309	925 450	930 746	936 200	941 819	947 605	770 827	776 967	783 290	789 803	796 511	
Algas	-16 800	-17 304	-17 823	-18 358	-18 909	-19 476	-20 060	-20 662	-21 282	-21 920	-22 578	-23 255	-23 953	-24 671	-25 412	
Kurināmā izmaksas	-157 143	-161 857	-166 713	-171 714	-176 866	-182 172	-187 637	-193 266	-199 064	-205 036	-211 187	-217 522	-224 048	-230 770	-237 693	
apdrošināšana	-35 205	-36 261	-37 349	-38 469	-39 624	-40 812	-42 037	-43 298	-44 597	-45 935	-47 313	-48 732	-50 194	-51 700	-53 251	
Apkalpošanas izmaksas	-46 940	-48 348	-49 799	-51 293	-52 831	-54 416	-56 049	-57 730	-59 462	-61 246	-63 083	-64 976	-66 925	-68 933	-71 001	
Uzņēmuma ienākuma nodoklis 15,0%	-48 008	-48 593	-49 222	-49 899	-50 624	-51 402	-52 237	-53 130	-54 087	-55 111	-64 000	-63 372	-62 725	-62 059	-61 373	
Operatīvā naudas plūsma	597 102	593 402	589 565	585 584	581 455	577 172	572 727	568 114	563 327	558 358	362 667	359 109	355 444	351 670	347 782	
Investīcijas un finansējums																
Investīcijas	-2 347 000															
Aizdevuma finansēšana	1 642 900															
Subsidijas	0															
Aizdevuma atmaka																
Pašu ieguldījums	704 100	-217 960	-217 960	-217 960	-217 960	-217 960	-217 960	-217 960	-217 960	-217 960	-217 960	0	0	0	0	
BRĪVA NAUDAS PLŪSMA	0	379 142	375 442	371 605	367 625	363 496	359 212	354 767	350 154	345 367	340 398	362 667	359 109	355 444	351 670	347 782
Ikgadējā investīciju atdevē:																
Aizņemtā kapitāla atdevēs koeficients	2,74	2,72	2,70	2,69	2,67	2,65	2,63	2,61	2,58	2,56	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	
ROI	25,4%	25,3%	25,1%	25,0%	24,8%	24,6%	24,4%	24,2%	24,0%	23,8%	15,5%	15,3%	15,1%	15,0%	14,8%	
NPV - 15 gadi @6,4%	Ls 2 714 228,49															
IRR - 15 gadi		53%														
Aizņemtā kapitāla maksājumi	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Ikgadējā aizņēmuma atmaka	217 960	217 960	217 960	217 960	217 960	217 960	217 960	217 960	217 960	217 960	0	0	0	0	0	
Procēntu maksājums	90 360	83 341	75 937	68 126	59 885	51 191	42 019	32 342	22 133	11 363	0	0	0	0	0	
Maksājuma pamatsumma	127 600	134 618	142 022	149 834	158 074	166 769	175 941	185 618	195 827	206 597	0	0	0	0	0	
Bilance	1 515 300	1 380 681	1 238 659	1 088 825	930 751	763 982	588 041	402 424	206 597	0	0	0	0	0	0	
Uzņēmuma ienākuma nodoklis	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Amortizēto investīciju dala gadu laikā	100%															
Ar nodokli apliekamie ienākumi	554 750	558 654	562 850	567 357	572 194	577 383	582 945	588 902	595 281	602 106	426 667	422 481	418 170	413 729	409 156	
Amortizētās investīcijas	-234 700	-234 700	-234 700	-234 700	-234 700	-234 700	-234 700	-234 700	-234 700	-234 700	-234 700	-234 700	-234 700	-234 700	-234 700	
Subsidijas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Akumulētie ar nodokli apliekamie ienākumi	320 050	323 954	328 150	332 657	337 494	342 683	348 245	354 202	360 581	367 406	426 667	422 481	418 170	413 729	409 156	
Uzņēmuma ienākuma nodoklis 15,0%	-48 008	-48 593	-49 222	-49 899	-50 624	-51 402	-52 237	-53 130	-54 087	-55 111	-64 000	-63 372	-62 725	-62 059	-61 373	
-704 100	379 142	375 442	371 605	367 625	363 496	359 212	354 767	350 154	345 367	340 398	362 667	359 109	355 444	351 670	347 782	

9.PIELIKUMS. 1 MW_E BIOGĀZES ELEKTROSTACIJAS NAUDAS PLŪSMA (MK NR.262)

Investīcijas	Ls	Post-Financing	Ls	Aizdevuma laiks (gadi)	10	Saražotā el/enerģija	7500 MWh	Targeted IRR:									
				Procentu likme:	6%	Kurināmā izmaksas	Ls 63.26 /MWh										
			Total			Elektroenerģijas cena(1-10 gadi)	Ls 139.39 /MWh	Targeted IRR:									
			2 280 000			Elektroenerģijas cena (10-20 gadi)	Ls 111.51 /MWh										
Naudas plūsmas modelis, Ls		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<i>Year of contract in exploitation</i>		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Elektroenerģijas razošana																	
Enerģijas cenas inflācija, %		4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	
Vispārējā cenas inflācija, %		3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	
Izeiļu cenas inflācija, %		2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	
Elektroenerģijas pārdošana		1 045 450	1 045 450	1 045 450	1 045 450	1 045 450	1 045 450	1 045 450	1 045 450	1 045 450	1 045 450	836 360	836 360	836 360	836 360	18 818 103	
Siltumenerģijas pārdošana		93 579	96 387	99 278	102 257	105 325	108 484	111 739	115 091	118 544	122 100	125 763	129 536	133 422	137 425	2 514 516	
Ienākumi		1 139 030	1 141 837	1 144 729	1 147 707	1 150 775	1 153 934	1 157 189	1 160 541	1 163 994	1 167 550	962 123	965 896	969 782	973 785	977 907	
Izeiļu izmaksas		-474 443	-483 932	-493 611	-503 483	-513 553	-523 824	-534 300	-544 986	-555 886	-567 004	-578 344	-589 911	-601 709	-613 743	-626 018	
O&M izmaksas		-215 100	-221 553	-228 200	-235 046	-242 097	-249 360	-256 841	-264 546	-272 482	-280 657	-289 076	-297 749	-306 681	-315 882	-325 358	
Elektroenerģijas pašpatēriņš		-36 450	-38 090	-39 804	-41 596	-43 467	-45 423	-47 467	-49 603	-51 836	-54 168	-56 606	-59 153	-61 815	-64 597	-67 503	
Corporate income tax 15.0%		-20 056	-19 108	-18 172	-17 250	-16 342	-15 453	-14 584	-13 738	-12 919	-12 128	-14 205	-11 735	-9 209	-6 624	-3 980	
Operatīvā naudas plūsma		392 980	379 153	364 942	350 333	335 315	319 874	303 996	287 667	270 871	253 594	23 892	7 348	-9 632	-27 060	-44 952	
Investīcijas un finansējums																	
Investīcijas		-2 280 000															
Aizdevuma finansēšana		1 596 000															
Subsidy		0															
Pre-subsidy debt cost																	
Return of subsidy to bank																	
Aizdevuma atmaka		-211 738	-211 738	-211 738	-211 738	-211 738	-211 738	-211 738	-211 738	-211 738	-211 738	0	0	0	0	-2 111 378	
Pašfinansējums		684 000														684 000	
BRĪVĀ NAUDAS PLŪSMA		0	181 243	167 415	153 204	138 596	123 578	108 137	92 259	75 929	59 134	41 856	23 892	7 348	-9 632	-27 060	-44 952
Annual return on investment:																	
Oper. Cash Flow/ Debt payment:		1.86	1.79	1.72	1.65	1.58	1.51	1.44	1.36	1.28	1.20	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	1.54	
ROI		17.2%	16.6%	16.0%	15.4%	14.7%	14.0%	13.3%	12.6%	11.9%	11.1%	1.0%	0.3%	-0.4%	-1.2%	-2.0%	
NPV - 10 years @6.4%		Ls 179 212.06															
IRR		14%															
Debt Capital payments		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Ikgadējā aizņēmuma atmaka		211 738	211 738	211 738	211 738	211 738	211 738	211 738	211 738	0	0	0	0	0	0	2 117 378	
Procentu maksājums		87 780	80 962	73 770	66 181	58 176	49 730	40 819	31 419	21 501	11 038	0	0	0	0	0	521 378
Payment on principal		123 958	130 775	137 968	145 556	153 562	162 008	170 918	180 319	190 236	200 699	0	0	0	0	0	1 596 000
Bilance		1 472 042	1 341 267	1 203 299	1 057 742	904 180	742 173	571 254	390 936	200 699	0	0	0	0	0	0	1 596 000
Profit shared Heat bill		21%	21%	22%	22%	23%	24%	25%	25%	26%	27%	35%	36%	37%	38%	39%	
Corporate Income tax		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Part of Investment Expensed in Year 1, %																	
Part of Investment Depreciated over years		100%															
Taxable income		361 706	355 389	349 149	342 997	336 949	331 021	325 229	319 590	314 124	308 851	94 703	78 237	61 392	44 160	26 532	
Investment expensed		0															
Investment depreciated		-228 000	-228 000	-228 000	-228 000	-228 000	-228 000	-228 000	-228 000	-228 000	-228 000					-2 280 000	
Subsidy		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					0	
Accumulated Taxable income		133 706	127 389	121 149	114 997	108 949	103 021	97 229	91 590	86 124	80 851	94 703	78 237	61 392	44 160	26 532	
Corporate income tax 15.0%		-20 056	-19 108	-18 172	-17 250	-16 342	-15 453	-14 584	-13 738	-12 919	-12 128	-14 205	-11 735	-9 209	-6 624	-3 980	

10. PIELIKUMS. 1 MW_E BIOGĀZES KOGENERĀCIJAS STACIJAS NAUDAS PLŪSMA (MK NR.221)

Investīcijas	Ls	Post-Financing	Ls	Aizdevuma laiks (gadi)	10 6%	Saražotā el/enerģija	7500 MWh	Targeted IRR:									
Kopējās investīcijas	2 280 000	Debt Capital 70.0%	1 596 000	Kuriņāmā izmaksas	Ls 63.26 /MWh	Elektroenerģijas cena(1-10 gadi)	Ls 140.38 /MWh	Targeted IRR:									
Subsīdijas	0	Equity Capital 30.0%	684 000	Elektroenerģijas cena (10-20 gadi)	/MWh			Targeted IRR:									
Investīcijas (minus) subsīdijas	2 280 000	Total	2 280 000														
Naudas plūsmas modelis, Ls Year of contract in exploitation	2013 1	2014 2	2015 3	2016 4	2017 5	2018 6	2019 7	2020 8	2021 9	2022 10	2023 11	2024 12	2025 13	2026 14	2027 15	2028	
Elektroenerģijas rāzōšana																	
Enerģijas cenas inflācija, %	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	
Vispāriņa cenas inflācija, %	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	
Izeiļu cenas inflācija, %	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	
Elektroenerģijas pārdošana	1 052 835	1 052 835	1 052 835	1 052 835	1 052 835	1 052 835	1 052 835	1 052 835	1 052 835	417 187	435 960	455 578	476 079	497 503	15 654 826		
Siltumenerģijas pārdošana	187 159	192 774	198 557	204 514	210 649	216 969	223 478	230 182	237 087	244 200	251 526	259 072	266 844	274 849	283 095	5 029 031	
Ienākumi	1 239 994	1 245 608	1 251 392	1 257 348	1 263 484	1 269 803	1 276 312	1 283 017	1 289 922	1 297 035	668 713	695 032	722 422	750 929	780 598	20 683 857	
Izeiļu izmaksas	-474 443	-483 932	-493 611	-503 483	-513 553	-523 824	-534 300	-544 986	-555 886	-567 004	-578 344	-589 911	-601 709	-613 743	-626 018	-11 527 725	
OBM izmaksas	-215 100	-221 553	-228 200	-235 046	-242 097	-249 360	-256 841	-264 546	-272 482	-280 657	-289 076	-297 749	-306 681	-315 882	-325 358	-5 779 818	
Elektroenerģijas pašpātēriņš	-36 450	-38 090	-39 804	-41 596	-43 467	-45 423	-47 467	-49 603	-51 836	-54 168	-56 606	-59 153	-61 815	-64 597	-67 503	-1 143 488	
Corporate income tax 15.0%	-35 201	-34 674	-34 172	-33 696	-33 249	-32 833	-32 453	-32 110	-31 808	-31 550	0	0	0	0	0	-331 745	
Operatīvā naudas plūsma	478 800	467 359	455 605	443 528	431 118	418 363	405 251	391 771	377 910	363 656	-255 313	-251 780	-247 783	-243 292	-238 282	1 901 081	
Investīcijas un finansējums	-2 280 000															-2 280 000	
Investīcijas	1 596 000															1 596 000	
Aizdevuma finansēšana	0															0	
Pre-subsidy debt cost																0	
Return of subsidy to bank																0	
Aizdevuma atmaksas	-211 738	-211 738	-211 738	-211 738	-211 738	-211 738	-211 738	-211 738	-211 738	0	0	0	0	0	0	-2 117 378	
Pašfinansējums	684 000															684 000	
BRĪVA NAUDAS PLŪSMA	0	267 062	255 621	243 867	231 791	219 380	206 625	193 513	180 033	166 173	151 918	-255 313	-251 780	-247 783	-243 292	-238 282	-216 296
Annual return on investment:																	
Oper. Cash Flow/ Debt payment:	2.26	2.21	2.15	2.09	2.04	1.98	1.91	1.85	1.78	1.72	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	2.00	
ROI	21.0%	20.5%	20.0%	19.5%	18.9%	18.3%	17.8%	17.2%	16.6%	15.9%	-11.2%	-11.0%	-10.9%	-10.7%	-10.5%		
NPV - 10 years @ 6.4%	Ls 335 810.10																
IRR	30%																
Debt Capital payments	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
Ikgadējā aizņēmuma atmaka	211 738	211 738	211 738	211 738	211 738	211 738	211 738	211 738	211 738	0	0	0	0	0	0	2 117 378	
Procentu maksājums	87 780	80 962	73 770	66 181	58 176	49 730	40 819	31 419	21 501	11 038	0	0	0	0	0	521 378	
Payment on principal	123 958	130 775	137 968	145 556	153 562	162 008	170 918	180 319	190 236	200 699	0	0	0	0	0	1 596 000	
Bilance	1 472 042	1 341 267	1 203 299	1 057 742	904 180	742 173	571 254	390 936	200 699	0	0	0	0	0	0	1 596 000	
Profit shared Heat bill	20%	21%	22%	22%	23%	24%	24%	25%	26%	27%	69%	68%	67%	66%	65%	37%	
Corporate Income tax	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	20 years	
Part of Investment Expensed in Year 1, %																	
Part of Investment Depreciated over years	100%																
Taxable income	462 670	459 161	455 812	452 638	449 658	446 890	444 352	442 065	440 052	438 336	-198 707	-192 627	-185 968	-178 696	-170 778	2 854 937	
Investment expensed	0																
Investment depreciated	-228 000	-228 000	-228 000	-228 000	-228 000	-228 000	-228 000	-228 000	-228 000	-228 000	-228 000	-228 000	-228 000	-228 000	-228 000		
Subsidy	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Accumulated Taxable income	234 670	231 161	227 812	224 638	221 658	218 890	216 352	214 065	212 052	210 336	-198 707	-192 627	-185 968	-178 696	-170 778	574 937	
Corporate income tax 15.0%	-35 201	-34 674	-34 172	-33 696	-33 249	-32 833	-32 453	-32 110	-31 808	-31 550	0	0	0	0	0	-331 745	
Rec																	
Elektroenerģijas tirgus cena ar inflāciju	-684 000	267 062	255 621	243 867	231 791	219 380	206 625	193 513	180 033	166 173	151 918	-255 313	-251 780	-247 783	-243 292	-238 282	
	32.8	34.28	35.82	37.43	39.11	40.87	42.71	44.64	46.64	48.74	50.94	53.23	55.62	58.13	60.74	63.48	66.33

11. PIELIKUMS. 1 MW_E DABAS GĀZES KOĢENERĀCIJAS STACIJAS NAUDAS PLŪSMA (JA SILTUMA TARIFS IR ATKARĪGS NO DABAS GĀZES TARIFA)

Investīcijas	Ls	Kapitāla ipatnējais sadalījums	Ls	Aizdevuma laiks (gadi)	10	Saražotā elektroenerģija	5500 MWh	6111 MWh	Kurināmā izmaksas	427 970 Ls/MWh							
		Aizņemtā kapitāla ipatsvars	70,0%	Procentu likme:	6%	Elektroenerģijas cena	Ls 106,1 /MWh	Siltumenerģijas cena	Ls 42,85 /MWh								
Kopējās investīcijas	600 000																
Subsidijas	0																
Investīcijas (minus) subsidijas	600 000																
Naudas plūsmas modelis, Ls	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Projekta ekspluatācijas gads	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
Elektroenerģijas rāzōšana																	
Energijas cenas inflācija, %																	
Visspārējā cenas inflācija, %																	
Elektroenerģijas pārdošana	583 348	583 348	583 348	583 348	583 348	583 348	583 348	583 348	583 348	583 348	300 154	313 661	327 776	342 526	357 939	7 475 540	
Elektroenerģijas pāsplatētākš	-17 500	-18 288	-19 111	-19 971	-20 870	-21 809	-22 790	-23 816	-24 887	-26 007	-27 178	-28 401	-29 679	-31 014	-32 410	-363 730	
Ienākumi no elektroenerģijas	565 848	565 060	564 237	563 377	562 479	561 540	560 558	559 533	558 461	557 341	272 976	285 260	298 097	311 511	325 529	7 111 809	
Elektroenerģijas tirgus cena	35	37	38	40	42	44	46	48	50	52	55	57	60	62	65	764	
Ienākumi no siltumenerģijas	261 882	269 738	277 830	286 165	294 750	303 593	312 700	322 081	331 744	341 696	351 947	362 505	373 381	384 582	396 119	4 870 714	
Kopējie ienākumi	827 730	834 799	842 068	849 543	857 229	865 132	873 259	881 614	890 205	899 037	924 923	947 766	971 478	996 093	1021 649	11 982 523	
Algas	-16 800	-17 304	-17 823	-18 358	-18 909	-19 476	-20 060	-20 662	-21 282	-21 920	-22 578	-23 255	-23 953	-24 671	-25 412		
Kurināmā izmaksas	-427 970	-440 809	-454 033	-467 654	-481 684	-496 134	-511 018	-526 349	-542 139	-558 403	-575 156	-592 410	-610 182	-628 488	-647 343		
apdrošināšana	-9 000	-9 270	-9 548	-9 835	-10 130	-10 433	-10 746	-11 069	-11 401	-11 743	-12 095	-12 458	-12 832	-13 217	-13 613		
O&M izmaksas	-49 500	-50 985	-52 515	-54 090	-55 713	-57 384	-59 106	-60 879	-62 705	-64 586	-66 524	-68 520	-70 575	-72 692	-74 873	-920 646	
Uzņēmuma ienākuma nodoklis 15,0%	-36 204	-35 269	-34 310	-33 329	-32 323	-31 293	-30 238	-29 158	-28 053	-26 922	0	0	0	0	0	-317 098	
Operatīvā naudas plūsma	288 256	281 162	273 838	266 278	258 472	250 412	242 090	233 498	224 625	215 462	-51 429	-48 877	-46 065	-42 975	-39 592	22 728 067	
Investīcijas un finansējums																	
Investīcijas	-600 000															-600 000	
Alzdevuma finansēšana	420 000															420 000	
Subsidijas	0															0	
Aizdevuma atmaksas																0	
Pašu ieguldījums	180 000	-55 720	-55 720	-55 720	-55 720	-55 720	-55 720	-55 720	-55 720	-55 720	0	0	0	0	0	-557 205	
BRĪVA NAUDAS PLŪSMA	0	232 535	225 442	218 118	210 557	202 751	194 692	186 370	177 777	168 904	159 742	-51 429	-48 877	-46 065	-42 975	-39 592	1 747 951
Ikgadējā investīciju atdevē:																	
Aizņemtā kapitāla atdevēs koeficients	5,17	5,05	4,91	4,78	4,64	4,49	4,34	4,19	4,03	3,87	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	4,55	
ROI	48,0%	46,9%	45,6%	44,4%	43,1%	41,7%	40,3%	38,9%	37,4%	35,9%	-8,6%	-8,1%	-7,7%	-7,2%	-6,6%		
NPV - 15 gadi @6,4%	Ls 1 277 408,44																
IRR	126%																
Aizņemtā kapitāla maksājumi	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
Ikgadējā aizņēmuma atmaksas	55 720	55 720	55 720	55 720	55 720	55 720	55 720	55 720	55 720	55 720	0	0	0	0	0	557 205	
Procentu maksājums	23 100	21 306	19 413	17 416	15 309	13 087	10 742	8 268	5 658	2 905	0	0	0	0	0	137 205	
Maksājuma pamatsuma	32 620	34 415	36 307	38 304	40 411	42 634	44 978	47 452	50 062	52 816	0	0	0	0	0	420 000	
Bilance	387 380	352 965	316 658	278 353	237 942	195 309	150 330	102 878	52 816	0	0	0	0	0	0	420 000	
Uzņēmuma ienākuma nodoklis	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	15 gadi	
Amortizēto investīciju daļu gadu laikā	100%																
Ar nodoklī apliekamie ienākumi	301 360	295 125	288 736	282 190	275 485	268 618	261 586	254 388	247 020	239 480	-51 429	-48 877	-46 065	-42 975	-39 592	10 924 673	
Amortizētās investīcijas	-60 000	-60 000	-60 000	-60 000	-60 000	-60 000	-60 000	-60 000	-60 000	-60 000	0	0	0	0	0	-600 000	
Subsidijas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Akumulētie ar nodoklī apliekamie ienākumi	241 360	235 125	228 736	222 190	215 485	208 618	201 586	194 388	187 020	179 480	-51 429	-48 877	-46 065	-42 975	-39 592	1 885 049	
Uzņēmuma ienākuma nodoklis 15,0%	-36 204	-35 269	-34 310	-33 329	-32 323	-31 293	-30 238	-29 158	-28 053	-26 922	0	0	0	0	0	-317 098	

12. PIELIKUMS. ESOŠĀ IEPIRKUMA TARIFA SALĪDZINĀJUMS (AER-E RAŽOŠANA)

Tehnoloģija/Valsts	Austrija	Vācija
Biogāze	€ct 13 – 19,6/kWh (iesniegums saņemts līdz 2012.g.beigām) €ct 12,93 – 19,5/kWh (2013.g.) Tarifs atkarīgs no max jaudas	€ct 6 – 25/kWh atkarībā no stacijas izmēra. No 2013.g.tiek piemērots samazinājums par 2% gadā
Notekūdeņu attīrišanas dūņu gāze	€ct 6/kWh (iesniegums saņemts līdz 2012.g.beigām) €ct 5,94/kWh (2013.g.)	€ct 5,89 – 6,79/kWh No 2013.g.tiek piemērots samazinājums par 1,5% gadā
Atkritumu poligonu gāze	€ct 5/kWh (iesniegums saņemts līdz 2012.g.beigām) €ct 4,95/kWh (2013.g.)	€ct 5,89 – 8,60/kWh No 2013.g.tiek piemērots samazinājums par 1,5% gadā
Raktuvju gāze	-	€ct 3,98 – 6,84/ kWh No 2013.g.tiek piemērots samazinājums par 1,5% gadā
Cietā biomasa	€ct 11 – 20/kWh (iesniegums saņemts līdz 2012.g.beigām) atkarībā no max jaudas. €ct 10,94 – 19,9/kWh (2013.g.). €ct 8,9 – 14/kWh atkarībā no max jaudas, ja kopējā uzstādītā jauda pārsniedz 100 MW.	€ct 6 – 14,3/kWh atkarībā no stacijas izmēra. Papildus tiek piemērota piemaksa (ja attiecināms) €ct 2,5 – 8/kWh par noteiktu resursu izmantošanu. No 2013.g.tiek piemērots samazinājums par 2% gadā
Šķidrā biomasa	€ct 5,8/kWh (iesniegums saņemts līdz 2012.g.beigām) €ct 5,74/kWh (2013)	
Geotermālā enerģija	€ct 7,5/kWh (iesniegums saņemts līdz 2012.g.beigām) €ct 7,43/kWh (2013)	€ct 25/kWh. Papildus tiek piemērota piemaksa (ja attiecināms) par noteiktu tehnoloģijas izmantošanu €ct 5/kWh.
Hidroenerģija	Jaunām vai modernizētām HES, kuru efektivitāte paaugstināta par vismaz 50% €ct 5 – 10,6/kWh (iesniegums sanemts līdz 2012.g.beigām) €ct 4,97 – 10,55/kWh (2013) Modernizētām HES, kuru efektivitāte paaugstināta par vismaz 15% €ct 3,25 – 8,3/kWh (iesniegums saņemts līdz 2012.g.beigām) €ct 3,23 – 8,26/kWh (2013) Tarifs atkarīgs no tīklā nodotās elektroenerģijas apjoma	€ct 3,4 – 12,7/kWh atkarībā no stacijas izmēra un ekspluatācijā nodošanas datuma.
Saules enerģija	PV iekārtas ēkās vai uz prettroksņa sienām ar jaudu 5-500 kW €ct 19,7/kWh (iesniegums saņemts un noslēgts līgums līdz 2012.g.beigām)	€ct 21,56-28,74/kWh atkarībā no uzstādītās jaudas.

Tehnoloģija/Valsts	Austrija	Vācija
	<p>€ct 18,12/kWh (iesniegums saņemts un noslēgts līgums 2013.g.)</p> <p><i>Citas PV iekārtas ar jaudu 5-500 kW</i></p> <p>€ct 18,43/kWh (iesniegums saņemts un noslēgts līgums līdz 2012.g.beigām)</p> <p>€ct 16,59/kWh (iesniegums saņemts un noslēgts līgums 2013.g.)</p> <p>PV iekārtu virs 5 kW operatoriem iepirkuma tarifa vietā ir iespēja izvēlēties (Netzparitäts-Tarif) €ct 18/kWh tarifu uz 13 gadiem. Sākot ar 2013.gada 1.janvāri, šāda iespēja būs vienīgi PV iekārtām ēkās.</p>	<p>Gadījumā, ja iekārtas jauda nepārsniedz 500 kW un elektroenerģiju patērē pats operators vai trešā persona, tiek piemērota samazināta iepirkuma tarifa likme:</p> <p>€ct 16,38/kWh par elektroenerģijas daļu, kas nepārsniedz 30% no saražotās elektroenerģijas tajā gādā un €ct 12/kWh par elektroenerģijas daļu, kas pārsniedz 30% no saražotās elektroenerģijas tajā gadā.</p> <p>Ikgadējās tarifa izmaiņas ir atkarīgas no kopējā sasniegtās jaudas.</p>
Vēja enerģija	<p>€ct 9,5/kWh (iesniegums saņemts līdz 2012.g.beigām)</p> <p>€ct 9,45/kWh (2013)</p>	<p><i>Sauszemē</i></p> <p>€ct 4,87/kWh pamata tarifs (tieka paaugstināts līdz €ct 8,93/kWh pirmos piecus gadus).</p> <p>(No 2013.gada tiek piemērots 1,5% samazinājums gadā)</p> <p><i>Jūrā</i></p> <p>€ct 3,5/kWh pamata tarifs (tieka paaugstināts līdz 15-19/kWh atkarībā no operatora izvēlētās atbalsta shēmas un ilguma).</p> <p>Piemaksas par iekārtu atjaunošanu €ct 0,5/kWh un apkalpošanu €ct 0,48/kWh</p>

13. PIELIKUMS. SUBSĪDIJU ATBALSTS AER PROJEKTIEM

AER	Jauda	Austrija	Vācija	Nīderlande	Zviedrija	
HES	Līdz 500 kW	Līdz 30% no investīcijām (max € 1500/kW)	-	-	Granti 43% apmērā no attiecināmajām izmaksām, bet ne vairāk kā € 140 000 par iekārtu. Attiecināmās izmaksas nedrīkst pārsniegt € 4 200 (neskaitot PVN) par kW. Attiecināmās izmaksas hibrīdiekārtām nedrīkst pārsniegt € 103 000 par kW.	
	Līdz 2 MW	Līdz 20% no investīcijām (max € 1000/kW)				
	Līdz 10 MW	Līdz 10% no investīcijām (max € 400/kW)				
Saules PV	Līdz 5 kW	€ 300-400/kW atkarībā no iekārtas uzstādīšanas vietas (uz jumta, zemes vai integrēti ēkā)		(Līdz 3,5 kW) 15% no investīcijām (max € 650 par iekārtu)	(Virs 3,5 kW) 15% no investīcijām daļītām ar maksimālo jaudu un reizinātām ar 3,5, bet ne vairāk kā € 650 par iekārtu	
	Virs 5 kW	30% no investīcijām, bet ne vairāk kā € 200/kW				
	Līdz 400 kW	€ 120/kW (0-50 kW), € 60 par katru nākamo kW (51-400 kW). Max investīciju atbalsta apmērs – 30%		-		
	Virs 400 kW	Standarta minimālā atbalsta likme – 20% (iespējams līdz 10% paaugstinājums). Atbalsts virs standarta minimālās likmes – līdz 40% no investīcijām				
CHP	Līdz 20 kW	€ 100/kW	€ 1500-3450	-	-	
	Līdz 100 MW					
	100-400 MW	€ 60/kW				
	Virs 400 MW	€ 40/kW				
Geotermālā energīja		Standarta minimālā atbalsta likme: 30%. Atbalsts virs standarta minimālās likmes – līdz 40% no investīcijām	-			