

RĪGAS TEHNISKĀ UNIVERSITĀTE
Enerģētikas un elektrotehnikas fakultāte
Enerģētikas institūts

Renāta VARFOLOMEJEVA

Doktora studiju programmas „Enerģētika un elektrotehnika” doktorante

**ELEKTRISKO STACIJU REŽĪMU PLĀNOŠANAS UN
OPTIMIZĀCIJAS ASPEKTI TIRGUS EKONOMIKAS
APSTĀKĻOS**

Promocijas darba kopsavilkums

Zinātniskais vadītājs
Dr. sc. ing., profesors
A. MAHŅITKO
Zinātniskais vadītājs
Dr. habil. sc. ing., profesors
A. SAUHATS

Rīga 2014

UDK 621.311(043.2)
Va 680 e

Varfolomejeva R. Elektrisko staciju režīmu plānošanas un optimizācijas aspekti tirgus ekonomikas apstākļos. Promocijas darba kopsavilkums – R.: RTU, 2014. – 41 lpp.

Iespiests saskaņā ar RTU Promocijas padomes P-05 (Enerģētika) 2014. gada 17.aprīļa lēmumu Nr.8/14



Šis darbs izstrādāts ar Eiropas Sociālā fonda atbalstu projektā «Atbalsts RTU doktora studiju īstenošanai».

ISBN 978-9934-10-551-7

**PROMOCIJAS DARBS
IZVIRZĪTS INŽENIERZINĀTŅU DOKTORA GRĀDA IEGŪŠANAI
RĪGAS TEHNISKAJĀ UNIVERSITĀTĒ**

Promocijas darbs inženierzinātņu doktora grāda iegūšanai tiek publiski aizstāvēts 2014. gadā 22. maijā Rīgas Tehniskās universitātes Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātē, Kronvalda bulvārī 1, 117. auditorijā, plkst. 14⁰⁰.

OFICIĀLIE OPONENTI

Profesors, Dr. sc. ing. **Vladimirs Čuvičins**,
Rīga Tehniskā universitāte, EEF

Dr.sc.ing. **Aleksandrs Lvovs**,
Režīmu un plānošanas dienesta inženieris, AS „Augstsprieguma tīkls”

Dr.sc.ing. **Viktorija Neimane**,
Elektroapgādes tehnoloģiju nodaļas vadītāja, Vattenfall R&D, Zviedrija

APSTIPRINĀJUMS

Es apstiprinu, ka esmu izstrādājis doto promocijas darbu, kas iesniegts izskatīšanai Rīgas Tehniskajā universitātē inženierzinātņu doktora grāda iegūšanai. Promocijas darbs nav iesniegts nevienā citā universitātē zinātniskā grāda iegūšanai.

Renāta Varfolomejeva (Paraksts)

Datums

Promocijas darbs ir uzrakstīts latviešu valodā, tas satur ievadu, 5 nodaļas, secinājumus, literatūras sarakstu un 1. pielikumu. Darbā kopējais apjoms 147 lappuses, kurās ietverti 78 attēli un 31 tabulas. Literatūras sarakstā ir 130 nosaukumi.

SATURS

PROMOCIJAS DARBA AKTUALITĀTE	5
PROMOCIJAS DARBA MĒRĶIS UN UZDEVUMI.....	6
PĒTĪJUMA METODES UN LĪDZEKĻI.....	6
DARBA ZINĀTNISKĀ NOVITĀTE UN GALVENIE REZULTĀTI	7
PROMOCIJAS DARBA PRAKTISKĀ NOZĪME	7
AUTORA PERSONISKS IEGULDĪJUMS	8
PROMOCIJAS DARBA APROBĀCIJA	8
PUBLIKĀCIJAS	9
PROMOCIJAS DARBA STRUKTŪRA UN APJOMS.....	11
1. ENERGOUZŅĒMUMU REŽĪMU VADĪBAS ĪPATNĪBAS ELEKTROENERĢIJAS TIRGUS APSTĀKĻOS	12
2. ĢENERĀCIJAS BLOKU EFEKTIVITĀTES NOVĒRTĒJUMA MODELI.....	15
3. ELEKTROENERĢIJAS IZSOLES PIEDĀVĀJUMA UN REŽĪMU VADĪBAS OPTIMIZĒŠANAS TEORĒTISKIE ASPEKTI	18
4. RAŽOTĀJU RĪCĪBAS OPTIMIZĒŠANAS PIEMĒRI.....	19
4.1. Jaudas un rezerves sadalījuma algoritms	19
4.2. Elektroenerģijas ražojošā uzņēmuma peļņas maksimizēšanas algoritms izvēloties optimālu ģenerējamo stacijas sastāvu	22
4.3. HES darba režīmu optimizācijas piemērs	28
5. MAZĀS HES REŽĪMA OPTIMIZĒŠANA PĒC IENĀKUMIEM NO ELEKTROENERĢIJAS RAŽOŠANAS	30
5.1. Uzdevumu nostādne	32
5.2. Uzdevuma risinājums ar dinamisko programmēšanas metodi.....	32
5.3. Uzdevuma risinājums ar vispārinātā reducētā gradienta metodi.....	34
5.4. Papildus ienākumu sadalījums, veidojot koalīciju starp publisko tirgotāju un MHES elektroenerģijas ražojošo uzņēmumu	35
SECINĀJUMI UN REKOMENDĀCIJAS TURPMĀKAJAM DARBAM	38
IZMANTOTO INFORMĀCIJAS AVOTU SARAKSTS.....	39

PROMOCIJAS DARBA AKTUALITĀTE

Enerģijas patēriņa pieaugums, energosistēmu izmēri, sarežģītība un nozīmīgums, energoresursu ierobežotība, energonesēju cenu pieaugums, gadījuma rakstura faktoru nenoteiktības ietekme, klimata izmaiņas – viss nosauktais ir aktualizējis virkni nopietnu ar enerģētiku saistītu problēmu, kuru nopietnība kļuvusi par iemeslu starptautiskā līmenī pieņemtiem lēmumiem par energosistēmu restrukturizāciju, tirgus apstākļu un mehānismu izmantošanu energosistēmu attīstības un darbības vadībā. Šie uzdevumi ir ļoti sarežģīti, jo var apgalvot, ka enerģētiskās sistēmas ir vienas no **sarežģītākajām** cilvēka darbības rezultātā radītajām mākslīgajām tehniskajām sistēmām. Sistēmu apmēri sasniedza tādus izmērus, ka kļuva nepieciešams mainīt to vadības sistēmu principu. Energosistēma tiek sadalīta daudzās juridiski neatkarīgās, bieži savstarpēji konkurējošās daļās. Sistēmas sadalīšana vairākās daļās samazina vadāmo objektu izmērus, šķiet, ka vienkāršojas vadības un lēmumu pieņemšanas modeļi un algoritmi, taču vienlaicīgi rodas jaunas problēmas, kas ir saistītas ar konkurentu darbības savstarpēju ietekmi.

Kopā ar juridisko energosistēmu sadali neatkarīgās daļās notiek tālāka energosistēmu integrēšana, veidojas jaunas saites starp vēl nesen nesaistītām energosistēmām. No tehniskā viedokļa skatoties var apgalvot, ka Latvijas energosistēma kļuva par daļu no milzīgas energosistēmas, kura izvietota Eiropas un Āzijas kontinentos.

Jāatzīmē, ka pārmaiņas enerģētikā, kuras saistītas ne tikai ar restrukturizāciju un tirgus mehānismiem, īpaši strauji pēdējās desmitgadēs notikušas Latvijā un citās Baltijas valstīs. Strauji mainījās enerģijas pieprasījums, cenas, standarti. Kļuvusi pieejama vesela virkne jauno tehnoloģiju enerģijas ražošanā un sadalē (tvaika-gāzes tehnoloģijas, viedo tīklu, viedo mērījumu un Interneta tehnoloģijas, izkliedētie ģeneratori, alternatīvie avoti, elegāzes iekārtas, jauna tipa vadi, energoelektronikas iekārtas). Baltijas valstis elektriski tika savienotas ar Skandināviju. Notikušās izmaiņas ir jāņem vērā vadot energosistēmu darbību.

Lai stimulētu konkurenci, energoapgādes jomā ir parakstīti starptautiskie līgumi un pieņemta virkne lēmumu un regulu. Lai nodrošinātu zināmu kārtību konkurences apstākļos, tiek izveidoti enerģijas tirgi (biržas). Konkurenti brīvprātīgi pieņem saskaņotus spēles noteikumus un, ievērojot tos, cenšas strādāt efektīvi un maksimizēt savu peļņu. Parādās režīmu optimizācijas uzdevums. Lai to izdarītu, ir jāizstrādā atbilstošas metodes, optimālas vadības algoritmi programmatūrai un iekārtām. Enerģētikas efektivitātes paaugstināšana jau ilgu laiku ir un paliek starp zinātnes prioritāriem uzdevumiem. Notiek vispasaules mēroga konferences, tiek publicēti tūkstoši zinātnisku darbu. Tiek piedāvātas jaunas pieejas, iekārtas, modeļi, algoritmi un programmatūras. Nepieciešams atzīmēt arī Latvijas zinātnieku ieguldījumu šajā virzienā. Pasaulē plaši pazīstami enerģētikas zinātnieku: Jāņa Bubenko, Venjamina Fabrikanta, Jēkaba Kuzmina, Zigurda Krišāna, Veras Blokas, Jēkaba Barkāna, Jura Ekmaņa, Leonīda Ribicka, Svetlanas Gusevas, Pētera Šipkova, Viļņa Krēšliņa, Jāņa Gerharda, Kārļa Briņķa, Vladimira Čuvičina, Viktorijas Neimanes un daudzu citu zinātnieku darbi un vārdi.

Tirgus ekonomikas apstākļos energosistēmu režīmu optimizācijas uzdevuma aktualitāte būtiski pieaug. Parādās nepieciešamība siltuma un elektriskās enerģijas ražotājam paaugstināt konkurētspēju elektroenerģijas tirgū, ar augstu ticamības pakāpi aprēķināt kurināmā daudzumu un struktūru perspektīvā, atklāt tehnoloģiskā procesa vājās vietas. Par būtisku jauninājumu, izvirzot uzdevumus elektrostaciju un energosistēmu režīmu optimizācijai, jāuzskata optimizācijas kritēriju izmaiņas. Konkurences attiecības enerģētikas nozarē veicina elektroenerģijas ražošanas, pārvades un sadales tehnoloģiju efektivitātes palielināšanu. Elektroenerģētikā konkurence aptver šādas pamatjomas: energoobjektu

projektēšanu un celtniecību, enerģijas ģenerāciju, piegādi, patērēšanu un investīciju resursu saņemšanu. Konkurences nosacījumu nodrošināšanai nepieciešams pietiekams neatkarīgo energouzņēmumu (elektroenerģijas ražotāju un piegādātāju) daudzums tirgū, brīva piekļuve elektriskajiem tīkliem, konkurenci stimulējošu enerģijas cenu veidošana. Tirgus telpisko konfigurāciju nosaka elektriskās energosistēmas (EES) robežas, kuru iekšienē izveidotas pietiekami spēcīgas iekšējas saites. Efektīvas konkurences nodrošināšanai nepieciešamas ievērojamas ģenerējošās jaudas rezerves un tām atbilstoša elektriskā tīkla caurlaides spēja. Turklāt konkurences intensitāte paaugstinās līdz ar enerģijas ražotāju skaita pieaugumu konkrētajā tirgū.

Nosauktie jautājumi ir aktuālie daudzās valstīs, par ko liecina liels publikāciju skaits, kuras veltītas energosistēmu vadībai tirgus ekonomikas apstākļos. Latvija nav izņēmums. Var apgalvot, ka tieši pretēji, ņemot vērā nelielos izmērus, sava fosilā kurināmā neesamību, ir jācenšas izmantot visas iespējas konkurētspējas paaugstināšanai. Tieši šis centiens arī noteic dotā darba mērķi.

PROMOCIJAS DARBA MĒRĶIS UN UZDEVUMI

Promocijas darba mērķis ir izveidot algoritmisko un informatīvo bāzi Latvijas energosistēmas režīmu vadības programmatūras sintēzei.

Lai sasniegtu izvirzīto mērķi, tika atrisināti šādi uzdevumi:

- veikta mūsdienu pasaules elektroenerģijas tirgus organizācijas principu apskate, Baltijas valstu elektroenerģijas tirgu liberalizācijas pakāpes un ierobežojumu analīze, kā arī Skandināvijas elektroenerģijas tirgus ietekmes apskate uz elektroenerģijas cenas veidošanos Baltijas valstīs;
- sintezēts optimizācijas stohastiskais algoritms, un pierādīta tā izmantošanas iespējamība, izvēloties stacijas darba režīmu;
- sintezēti Latvijas energosistēmas ražotāju peļņas novērtēšanas modeļi koģenerācijas un hidroelektrostaciju blokiem; definēti nepieciešamās informācijas apjomi un iegūšanas avoti; veikta modeļu pārbaude optimizācijas uzdevumu atrisināšanas gaitā; pierādīta modeļu izmantošanas iespēja kopā ar vispārinātā reducēta gradienta un dinamiskās programmēšanas metodēm un algoritmiem;
- piedāvāts, pamatots un pārbaudīts mazo hidroelektrostaciju režīmu optimizācijas algoritms un programmatūra; pierādīta nepieciešamība mainīt mazo hidroelektrostaciju darbības atbalsta shēmu un iespēja to darīt nepārkāpjot likumdošanas normas;
- pamatota Šeplija sadalījuma vērtības izmantošanas iespēja veicot divpusējos darījumus enerģijas tirgū.

PĒTĪJUMA METODES UN LĪDZEKĻI

Darbā izmantotas šādas pētīšanas metodes un līdzekļi:

- vispārinātā reducēta gradienta metode, lai risinātu efektīvas HES hidroresursa izmantošanas optimizācijas uzdevumu;
- dinamiskās programmēšanas metode elektrostaciju režīmu optimizācijas uzdevuma risināšanai;
- spēļu teorijas lēmumu pieņemšanas kritēriji un paņēmieni nenoteiktības apstākļos (ieskaitot kooperatīvo spēļu teoriju);
- interaktīva vide MatLAB, kas paredzēta intensīvai skaitļošanai, datu analīzei un to vizuālai attēlošanai;

- sistēma GAMS - augstvērtīga programmēšanas valoda matemātisku modeļu izveidei un optimizācijas problēmu risināšanai;
- tvaika – gāzes tehnoloģiju simulēšanas programmatūra „Termoflow”;
- sistēma MathCAD inženieru problēmu risināšanai un rezultātu vizualizēšanai un analīzei;
- Microsoft Excel programmnodrošinājums.

DARBA ZINĀTNISKĀ NOVITĀTE UN GALVENIE REZULTĀTI

Šajā darbā veiktā kompleksā pētījuma rezultāti:

- Izstrādāts komplekss modelis elektroenerģijas ražojošā uzņēmuma peļņas maksimizēšanas uzdevuma risināšanai, ņemot vērā tā elektroenerģijas avotu struktūras īpatnības un elektroenerģijas importa iespējas;
- Sintezēti Latvijas energosistēmas jaudīgie termo un hidrobloki, hidrorezervuāri, mazie HES modeļi, veikta to identifikācija un pierādīta izmantošanas iespēja režīmu optimizācijas nolūkos;
- Pirmoreiz staciju režīmu optimizācijas uzdevumu risināšanā tika izmantota stohastiskā pieeja;
- Piedāvāts un pamatots dinamiskās programmēšanas metodes realizācijas modificētais algoritms mazās hidroelektrostacijas (MHES) maksimālā ienākuma gūšanai. Algoritma oriģinalitāte izpaužas MHES spiedienaugstuma izmaiņas noteikšanas metodikā, kas nosaka ūdens patēriņu konkrētam spiedienaugstuma līmenim katrā regulēšanas cikla intervālā;
- Eksperimentālā ceļā pamatota vispārinātā reducētā gradienta metodes pielietojuma iespēja Daugavas HES, MHES un elektrostaciju kompleksa maksimālā ienākuma gūšanas uzdevuma risināšanā.
- Pirmoreiz MHES režīmu plānošanas uzdevumu risināšanā tika izmantota kooperatīvo spēļu teorija – Šeplija vērtība (godīga vinnesta sadalīšana starp koalīcijas dalībniekiem). Pamatojoties uz šo teoriju ir pierādīta MHES atbalsta shēmas pārskatīšanas lietderība un darbības režīma regulēšanas nepieciešamība atbilstoši tirgus cenas izmaiņām.

PROMOCIJAS DARBA PRAKTISKĀ NOZĪME

Darbā piedāvātos algoritmus un metodikas praktiskā nozīme:

1. Izstrādāto matemātisko modeļu izmantošana ļaus palielināt aktīvās jaudas ģenerācijas avotu ražošanas darba efektivitāti Baltijas valstu elektroenerģijas tirgū.
2. Ieteiktās elektroenerģijas ražotāju režīmu vadības realizācija ļaus elektroenerģiju ražojošiem uzņēmumiem būt pieprasītiem tirgū.
3. Sintezēti energoobjektu modeļi un režīmu optimizācijas algoritmi, kuru realizācija un rezultāti kļuva par pamatu Latvenergo elektrostaciju kompleksa režīmu optimizācijas programmatūras izveides uzdevuma sastādīšanai (2013.g. noslēgts līgums starp RTU un AS „Latvenergo”).
4. Piedāvātie modeļi un algoritmi nodrošina mazo upju hidroresursu maksimālu izmantošanu. (Pēdējam apstāklim ir liela nozīme Latvijas ekonomikas nākotnē, jo valsts teritorijā atrodas vairāk nekā 200 mazo un vidējo upju, kurās noteiktas vairāk nekā 150 enerģētiskai izmantošanai piemērotas vietas).

Darba rezultāti izmantoti pabeigtos vai realizējamajos projektos un programmās:

1. Valsts nozīmes programmā Enerģētikā (zinātniskais vadītājs akadēmiķis Juris Ekmanis) Projektā Nr. 7 „**Klimata izmaiņu samazināšanas un atjaunojamo enerģijas resursu tehnoloģiju integrēšana Latvijas energosistēmā**” (zinātniskais vadītājs profesors Antans Sauhats);
2. Līgumā (RTU ar Latvenergo, parakstīts 2013. g., plānots pabeigt 2015. g.) par izpēti “AS „Latvenergo” elektrostaciju režīmu plānošanas programmatūras izstrāde”.

AUTORA PERSONISKS IEGULDĪJUMS

Brīva tirgus apstākļos strādājošo energosistēmu režīmu optimizēšanas uzdevuma izvēle par darba pamatvirzienu veikta ar profesora Anatolija Mahnitko palīdzību. Optimizēšanas algoritma sintēze, izmantojot stohastisko pieeju, un kooperatīvo spēļu teorijas metodoloģijas adaptēšana veikta kopā ar profesoru Antanu Sauhatu. Elektrostaciju bloku modeļi izveidoti apkopojot eksperimentālās raksturlīknes, kuras tika konstruētas kopā ar AS „Latvenergo” un AS „Siltumelektroprojekts” ekspertiem.

Publikāciju rezultāti, kuri pieder Ingai Umbraško (sk. publikāciju sarakstu) šajā darbā nav iekļauti.

Visi aprēķini, rezultātu analīze, optimizēšanas procedūru programmēšana un pārbaude, rezultātu prezentēšana, secinājumi un apkopojumi pieder personiski autoram.

PROMOCIJAS DARBA APROBĀCIJA

Par darba rezultātiem tika ziņots un tie bija apspriesti 12 starptautiskās konferencēs:

1. The 9th International Scientific Conference “Energy - Ecology – Economy”, 18-20 May, Tatranske Matliare, Slovakia, 2010.
2. The 6th International Conference on Electrical and Control Technologies, 5-6 May, Kaunas, Lithuania, 2011.
3. International Scientific Conference „Present-day Problems of the Power Engineering”, 8-10 June, Gdansk-Jurata, Poland, 2011.
4. The 6th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering, 21-23 September, High Tatras, Slovakia, 2011.
5. The 52nd International Scientific Conference Power and Electrical Engineering, Seminar for Doctoral Students in the section Power and Electrical Engineering, 14th of October, RTU, Riga, Latvia, 2011.
6. The 7th International Conference on Electrical and Control Technologies, 3-4 May, Kaunas, Lithuania, 2012.
7. The 13th International Scientific Conference "Electric Power Engineering 2012", 23-25 May, Brno, Czech Republic, 2012.
8. The 5th International conference on Liberalization and Modernization of Power Systems: Smart Technologies for Joint Operation of Power Grid, 6-10 August, Irkutsk, Russia, 2012.
9. III международная научно-техническая конференция: Электроэнергетика глазами молодежи, 22-26 October, Ekaterinburg, Russia, 2012.
10. The 12th International Conference on Invironment and Electrical Engineering EEEIC 2013, 5-8 May, Wroclaw, Poland, 2013.
11. The PowerTech 2013 Conference, Towards carbon free society through smarter grids, 16-20 June, Grenoble, France, 2013.
12. The 2013 International Conference on Environment, Energy, Ecosystems and Development (EUROPMENT 2013), 28-30 September, Venice, Italy, 2013.

Darba rezultāti ziņoti trijos semināros ar AS „Latvenergo” un AS „Siltumelektroprojekts” ekspertu piedalīšanos.

PUBLIKĀCIJAS

Darba rezultāti tika publicēti 25 starptautiskos izdevumos:

1. **R.Varfolomejeva**, T. Lomane. Interconnections to Increase Baltic Energy Safety // Proceedings of the 5th International Scientific Symposium Electric Power Engineering. Elektroenergetika Journal. – Slovak Republic. – Vol.2, No.4. October 2009. – 52-147-1-52-147-2. pp.
2. A. Mahnitko, **R. Varfolomejeva**, I. Umbrasko. The system's limitations costs determination using the duality concept of linear programming// Journal of Computer Science and Control Systems. – University of Oradea Publisher, Romania. – Vol.3, No.1. 2010. – 115.-118. pp.
3. A. Mahnitko, **R. Varfolomejeva**, I. Umbrasko. The bids formation for consumers of electricity// Proceedings of the 5th International Conference on Electrical and Control Technologies. – Kaunas University of Technology, Lithuania. May 2010. – 192.-195. pp.
4. A. Mahnitko, **R. Varfolomejeva**. Elektroenerģijas ražotāja uzvedības stratēģija konkurences tirgus apstākļos// RTU Zinātniskie raksti, Enerģētika un elektrotehnika. – RTU, Rīga. – 26.sējums, sērija 4. 2010. – 21.-26. lpp.
5. A. Mahnitko, **R. Varfolomejeva**, I. Umbrasko. The economic strategy of generating companies in a competitive electricity market// Proceedings CD of the 9th International Scientific Conference on Energy - Ecology – Economy. – Slovak Republic, May 2010. – 54-55. pp.
6. A. Mahnitko, I. Umbrasko, **R. Varfolomejeva**. О формировании ценовых заявок потребителей электроэнергии// Proceedings CD of the XI International Scientific Conference on "Problems of present-day electrotechnics-2010". – Kyiv, Ukraine. June 1-4, 2010. – 2_5.pdf-4 p.
7. I. Umbrasko, **R. Varfolomejeva**. Рынок электроэнергии Латвии после либерализации // "Электроэнергетика глазами молодежи. Пленарные доклады". – Krievija, Jekaterenburga. 17.-19. novembris, 2010. – 408.-411. lpp.
8. **R.Varfolomejeva**, I. Umbrasko, A. Mahnitko. Algorithm of spinning reserve distribution for market participants profit maximization. // Proceedings of the 6th International Conference on Electrical and Control Technologies. – Kaunas, Lithuania. May 5–6, 2011. – 145.-148. pp.
9. A. Mahnitko, **R. Varfolomejeva**, I. Umbrasko. The market participants profit maximization considering the spinning reserve and system's limitations. // Proceedings of the APE'11 Conference. – Gdansk-Jurata, Poland. – Volume III. June 8-10, 2011. – 43.-50. pp.
10. **R. Varfolomejeva**, I. Umbrasko, A. Mahnitko. The electricity producers bid prices formation based on profitability. // Proceedings CD of International Scientific Event of Power Engineering 2011. – Tatranske Matliare, Slovakia. June 7–8, 2011. – 99.-100. pp.
11. A. Mahnitko, **R. Varfolomejeva**, J. Gerhards, I. Umbrasko. Algorithm of operating equipment selection considering demand elasticity. // Proceedings CD of the 6th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering "Elektroenergetika 2011". – Stara Lesna, Slovak Republic. September 21-23, 2011. – 376.-379. pp.

12. **R. Varfolomejeva**, I. Umbrasko, A. Mahnitko. Algorithm of producers' profit maximization by optimal operating equipment selection, generating power and spinning reserve distribution. // Proceedings CD of the 13th International Scientific Conference Electric Power Engineering 2012. – Brno, Czech Republic. May 23-25, 2012. – 193.-196. pp.
13. I. Umbrasko, **R. Varfolomejeva**, A. Mahnitko. Modeling of the generating company behavior in energy and reserve market. // Proceedings CD of the 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering 2012. – Venice, Italy. May 18-25, 2012. – 1070.-1074. pp.
14. **R. Varfolomejeva**, A. Mahnitko. The power distribution in the electrical power system taking into account reservation. // Proceedings of the 7th International Conference on Electrical and Control Technologies. – Kaunas, Lithuania. May, 2012. – 195.-199. pp.
15. A. Mahnitko, T. Lomane, J. Gerhards, **R. Varfolomejeva**. Реализация одной информационно-технологической модели повышения энергетической безопасности Балтии.// Экономическая безопасность государства и научно-технологические аспекты ее обеспечения: Труды III-го научно-практического семинара с международным участием. – Ukraine, Kiev. October 20-21, 2011. – 359-366. pp.
16. A. Mahnitko, **R. Varfolomejeva**. Generating company decision making under different behavior strategies of competitors // RTU Zinātniskie raksti, Energētika un elektrotehnika. – RTU, Rīga. – 30. sējums, sērija 4. 2012. – 14.-18. pp.
17. A. Mahnitko, T. Lomane, J. Gerhards, **R. Varfolomejeva**. The Dynamics of Electricity Market Liberalization of the Baltic States // Proceedings CD of 5th International conference on Liberalization and Modernization of Power Systems: Smart Technologies for Joint Operation of Power Grid. – Irkutsk, Russia. August 6-10, 2012. – 39.-46. pp.
18. A. Mahnitko, J. Gerhards, **R. Varfolomejeva**. Анализ прибыли генерирующей компании с учетом ее возможности закупки // Научные труды III международной научно-технической конференции: сборник статей. В 2 т. Екатеринбург: УрФУ, 22-26 октября 2012. Т.2. – 457.-462. pp.
19. A. Mahnitko, **R. Varfolomejeva**. The development of the Baltics power complex // Proceedings of the International Conference „Energy of Moldova – 2012, Regional Aspects of Development”. – Chisinau, Republic of Moldova. October 4-6, 2012. – 529.-536. pp.
20. A. Mahnitko, T. Lomane, **R. Varfolomejeva**. Особенности рынков электроэнергии и энергетическая безопасность стран Балтии // Научные труды IV научно-практического семинара Экономическая безопасность государства и научно-технологические аспекты ее обеспечения. – Днепропетровск: НГУ. 23-26 октября 2012. – 110.-113. pp.
21. **R. Varfolomejeva**, I. Umbrasko, A. Mahnitko. Algorithm of Smart Control System Operation of Small Hydropower Plant.// Proceedings CD of 12th International Conference on Environment and Electrical Engineering IEEEIC 2013. – Wroclaw, Poland. May 2013. – 414-418. pp.
22. **R. Varfolomejeva**, I. Umbrasko, A. Mahnitko. The Small Hydropower Plant Operating Regime Optimization by the Income Maximization. // Proceedings CD of the PowerTech 2013 Conference, Towards carbon free society through smarter grids. – Grenoble, France, June 16-20, 2013. – 1.-6. pp.

23. A. Sauhats, **R. Varfolomejeva**, I. Umbrasko, H. Coban. "The Small Hydropower Plant Income Maximization Using Games Theory"// Proc. of the 2013 International Conference on Environment, Energy, Ecosystems and Development (EUROPMENT 2013). 28-30 September, 2013, Venice, Italy, 152.-157. pp.
24. A. Mahnitko, J. Gerhards, O. Linkevics, **R. Varfolomejeva**, I. Umbrasko. Small hydropower in Latvia and intellectualization of its operating regime.// Latvian Journal of Physics and Technical Sciences, 2013, Vol.50. -3.-15.pp. (Scopus, Versita, EBSCO, INSPEC)
25. A. Sauhats, **R. Varfolomejeva**, I. Umbrasko. Additional Income Distribution between Small Hydropower Plant and Public Trader Using Shapley Value.// International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'14). 8-10 April, 2014, Cordoba, Spain. (pieņemts un apstiprināts)

PROMOCIJAS DARBA STRUKTŪRA UN APJOMS

Promocijas darbs uzrakstīts latviešu valodā. Tas satur ievadu, 5 nodaļas, secinājumus un rekomendācijas, 1 pielikumu un literatūras sarakstu. Darbā ir 78 attēli, 31 tabulas, kopā 147 lappuses. Literatūras sarakstā norādīti 130 izmantotās literatūras avoti.

Pirmā nodaļa tiek veltīta energouzņēmuma režīmu vadības īpatnībām elektroenerģijas tirgus apstākļos. Tika apskatīti biržas organizācijas principi, kā arī formulēts enerģijas piedāvājuma-pieprasījuma optimizācijas uzdevums nenoteiktības apstākļos. Tiek aprakstītas vairākas metodes energouzņēmumu režīmu vadības uzdevuma risināšanai. Apskatīti Baltijas valstīm raksturīgie tirgu ierobežojošie faktori.

Otrajā nodaļā tiek konstruēti koģenerācijas un hidrostatiju peļņas novērtēšanas modeļi un pierādītas to identifikācijas iespējas.

Trešajā nodaļā ir veikta elektroenerģijas ražotāju cenu piedāvājuma analīze. Šajā nodaļā tiek parādīti iegūtie problēmas risinājuma rezultāti, kuri nosaka optimālo ražotāja cenu piedāvājumu, pielietojot spēļu teorijas kritērijus lēmuma pieņemšanai no elektroenerģijas tirgus dalībnieku puses, ņemot vērā nenoteiktības apstākļus. Kā arī tiek piedāvāts režīma parametru optimizācijas algoritms.

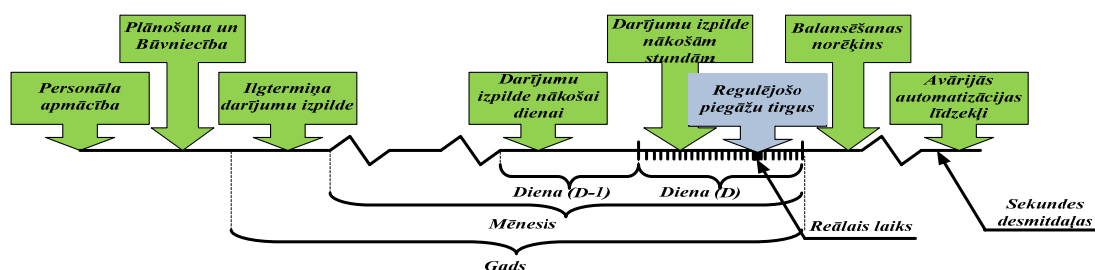
Ceturtnā nodaļā ir izstrādāts optimizācijas algoritms optimālam ģenerētās jaudas un rezerves sadalījumam starp stacijām (ņemot vērā staciju ieeju/izeju uz/no elektroenerģijas tirgū). Stacijas režīmu optimizācijas procesā tiek ievēroti to tehnoloģiskie ierobežojumi un īpatnības. Piedāvātais stacijas režīma parametru optimizācijas algoritms tiek apbēts Pļaviņu HES piemērā.

Piektā nodaļa tiek veltīta mazo HES vadības režīmu optimizācijas problēmai. Ir atrisināts mazās HES darba režīma vadīšanas uzdevums, lai iegūtu maksimālo ienākumu jau zināmā elektroenerģijas tirgū cenas izmaiņas grafika ietvaros. Tiek pielietota kooperatīvās spēļu teorijas jēdziens - Šepļa vērtība, lai sadalītu papildus ienākumus starp MHES un publisko tirgotāju.

1. ENERGOUŽŅĒMUMU REŽĪMU VADĪBAS ĪPATNĪBAS ELEKTROENERĢIJAS TIRGUS APSTĀKĻOS

Konkurence veicina enerģijas ražošanas efektivitātes celšanos elektroenerģijas tirgos (biržās). Sarežģīta mūsdienas energosistēma tiek sadalīta vairākās neatkarīgās daļās, kuras konkurē savā starpā un cenšas iegūt, pēc iespējas, maksimālo peļņu. Konkurences apstākļos energoužņēmumiem ir jāpieņem apdomātus, tehniski un ekonomiski pamatotus lēmumus, lai izdzīvotu tirgus apstākļos un saņemtu peļņu no tirgus dalības [1]. Tādu lēmumu pieņemšanai ir jāizmanto piemērotas matemātiskas metodes, algoritmus un atbilstoši rīki, kuru analīzei, pamatojumam un izvēlei ir veltīta dotā nodaļa.

Energoužņēmumu režīmu plānošana un vadība notiek vairākās stādījās. Dotais darbs, (1.1.att.) neaptver projektēšanas un būvniecības stadiju, tiek pieņemts, ka energosistēmas sastāvs jau ir uzdots, netiek ņemti vērā arī ļoti ātrie, vadāmie ar relejaizsardzību un pretavāriju automātiku, procesi.



1.1 att. Energoužņēmumu režīmu plānošana un vadība

Lai nodrošinātu konkurētspēju, energoužņēmumiem nepieciešams risināt režīmu vadības optimizācijas uzdevumu. Šis uzdevums ir ne tikai aktuāls Latvijas robežās, bet arī daudzās citās valstīs, par to liecina liels zinātnisko publikāciju skaits. Ņemot vērā nelielos Latvijas energosistēmas izmērus, fosilā kurināmā neesamību, un to, ka lēmumi, kas pieņemti Latvijā, nevar kardināli mainīt situāciju Nord Pool Spot biržas darbības reģionā, ir jāizmanto visas iespējas konkurētspējas paaugstināšanai.

Elektrisko staciju vadības režīma optimizēšanas uzdevumu var attiecināt pie daudzparametriskiem, daudzdimensionāliem, nelineāriem, dinamiskiem, stohastiskiem ar diskrētiem mainīgiem. Atzīta kopīga šo uzdevuma atrisinājuma pagaidām nav, ir daudzas pieejas šo uzdevumu risinājumam, tiek izmantotas daudzas vienkāršotas pieejas. Vislielākās grūtības izsauc nepieciešamība optimizēšanas uzdevuma nostādņē ņemt vērā nenoteiktību [2, 3]. Piemēram, aprēķinot peļņu ir jāprognozē enerģijas pieprasījums, ūdens pieteces upēs, ārējā gaisa temperatūra, vēja stiprums u.t.t. Tiek nepieciešams rēķināties ar konkurējošo uzņēmumu lēmumu pieņemšanu, kas savukārt izsauc nenoteiktības līmeņa paaugstināšanu. Tirgus dalībnieku mērķi – iegūt, pēc iespējas maksimālo peļņu var aprakstīt veidā:

pēc katras izsoles, aprēķinā mainās izmantojamie matemātisko cerību ietekmējošo parametru sadales likumi. Bez tam, uzdevums, kurš tiek risināts pirmajā solī, ir atkarīgs no otrā soļa rezultātiem, kas nozīme, ka patiesībā vajadzētu risināt uzdevumu kopu rekursīvā formā. Taču, zinot, ka trīs augstāk nosauktie tirgi ir izteikti nevienmērīgi (no Nord Pool Spot datiem, diennakts tirgū tiek tirgota apmēram 95% jaudas), var veikt optimizācijas uzdevuma dekompozīciju un skatīt nosauktos soļus neatkarīgi (iepriekšējais ir neatkarīgs no sekojošā).

Lai atrisinātu šāda veida uzdevumu, nepieciešams aprēķināt matemātisko cerību (nepieciešams uzdot varbūtību sadales funkciju daudzos laika posmos, veikt korekciju, izmantot Monte-Karlo metodi utt.). Lai izvairītos no šāda veida grūtībām, režīmu plānošanas un vadības praksē vairākumā gadījumu pāriet uz deterministisko uzdevuma nostādni [2, 3]. Šis pārējas pamatu veido varbūtību teorijas vienādojums:

$$F(M(x)) \approx M(F(x)), \quad (1.3)$$

kur $F(x)$ - kāda funkcija, bet x varbūtēju lielumu vektors. Vienādojums kļūst par precīzu, ja F ir lineārā funkcija.

Pastāv ievērojamas metodiskas grūtības galīgo lēmumu pieņemšanā. Reālajā dzīvē, atkarībā no scenārija, rodas pavisam atšķirīgi pieņemšanas lēmumi, taču jāizvēlas tikai viens izdevīgais variants.

Pieņemsim, ka nenoteiktības aprakstam ir izvēlēti „ n ” scenāriji. Katram scenārijam tiek piemērota optimizācijas procedūra un tiek sameklēti optimālie (tikai konkrētam scenārijam) režīma parametri un struktūras, kuras maksimizē peļņu R_{ij} (1.2). Nosauksim katru šādu struktūru un parametru kopu par režīma realizācijas alternatīvu (tālāk – alternatīva). Rezultātā, var tikt sastādīta scenāriju-alternatīvu peļņas matrica 1.1. tabulas veidā:

1.1. tabula

Spēles maksājumu matrica

	<i>Tirgus vides stāvoklis</i>				
	S_1	S_2	...	S_m	
<i>Tirgus dalībnieku uzvedības alternatīvas</i>	A_1	R_{11}	R_{12}	...	R_{1m}
	A_2	R_{21}	R_{22}	...	R_{2m}

	A_n	R_{n1}	R_{n2}	...	R_{nm}

Pieņemam, ka alternatīvu skaits ir līdzīgs scenāriju skaitam, jo 1.1. tabulā tiek iekļautas tikai tādas alternatīvas, kuras kaut pie viena scenārija atbilst peļņas maksimumam (tiek atmestas dominējamas alternatīvas [9]). Dominējamo alternatīvu izvēlei tiek izmantotas Pareto optimalitātes princips [10], kurš apskatāma uzdevumā var būt formulēts šādi:

Lēmums $s^* \in S$ var būt uzskatīts (Pareto princips) par optimālo, ja nav cita $s \in S$, pie kura $R_i(s) \geq R_i(s^*)$, pie visiem $i = \overline{1, n}$ un $R_j(s) > R_j(s^*)$, kaut pie viena $j = \overline{1, m}$.

Scenāriju skaits var būt milzīgs. Piemēram, ja pieņemt tikai 3 iespējamās līdzsvara cenas katrā stundā, tad kopējais scenāriju skaits 24 stundās būs - 3^{24} .

Izmantojot 1.1. tabulu ir jāpieņem lēmumus par vienīgas alternatīvas izvēli. Galīgā lēmuma pieņemšanai izmanto spēļu teorijas kritērijus (sk. trešo nodaļu).

2. ĢENERĀCIJAS BLOKU EFEKTIVITĀTES NOVĒRTĒJUMA MODELI

Koģenerācijas bloku modelēšanas īpatnības

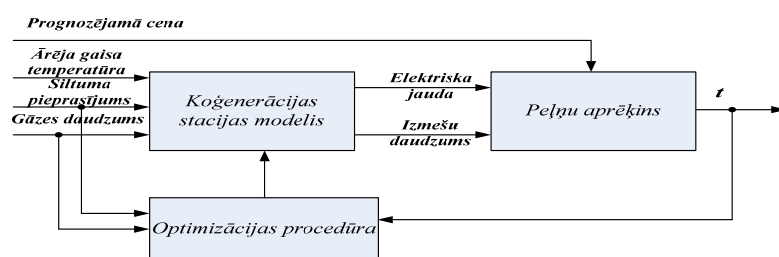
Par koģenerāciju sauc vienlaicīgu elektroenerģijas un siltumenerģijas ražošanu vienotā termodinamiskā ciklā. Šo procesu bieži sauc arī par kombinēto siltuma un elektroenerģijas ražošanu. Koģenerācijas procesā, galvenokārt, var izmantot tvaika un gāzes turbīnas (kopā vai atsevišķi) un iekšdedzes dzinējus. Abas tehnoloģijas sastāda Latvijas enerģētikas pamatu (piemēram, TEC-1, TEC-2 kopēja elektriskā jauda sastāda vairāk nekā 1 GW).

Dotā darba ietvaros tiek veikta enerģijas ražošanas procesa modelēšana ar mērķi definēt peļņu atkarība no uzdotiem režīma parametriem un enerģijas cenas. Modeļa izveide var būt veikta divējādi:

1. Izmantojot eksperimentāli definētas raksturlīknes [5].

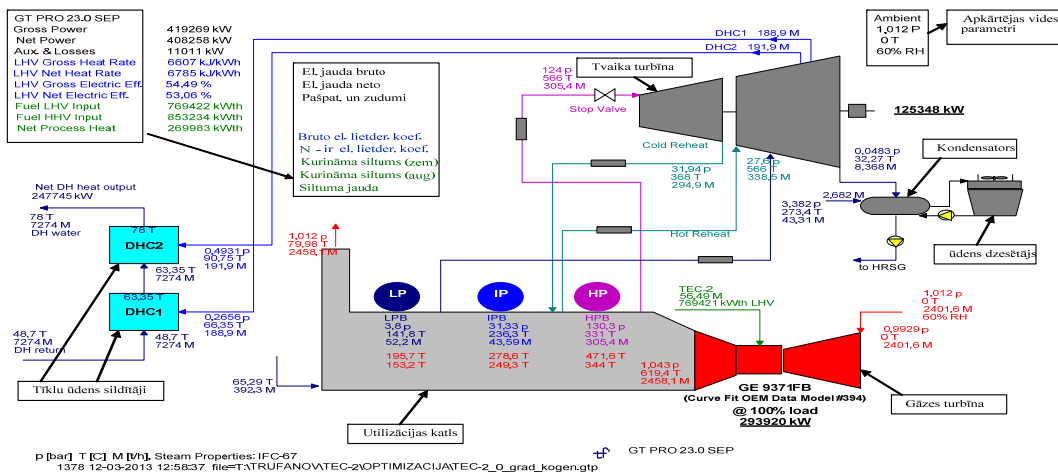
Zinot siltumenerģijas pieprasījumu un ārējo gaisa temperatūru no eksperimentāli konstruētām raksturlīknēm var dabūt elektroenerģijas daudzumu, un, zinot kurināmā un enerģijas cenas un ekspluatācijas izmaksas, var veikt peļņas aprēķinu. Eksperimentāli definētas raksturlīknes dotas raksturlīknes eksistē arī tabulu veidā, kas dod iespēju ievadīt tās datorā un izmantojot vienu no datu interpolācijas veidiem veikt peļņas aprēķinus.

2. Izveidojot speciālo modeli, kurš ir spējīgs aprēķināt peļņu atkarība no režīma un apstākļiem (2.1. att). Modeļa vispārinātā shēma tiek dota 2.1. attēlā.



2.1.att. Koģenerācijas stacijas modeļa vispārinātā shēma

Speciālā modeļa izveidošana (2.2. att.), kurš ir spējīgs aprēķināt peļņu atkarībā no režīma un apstākļiem, izmantojot eksistējošo programmu nodrošinājumu, piemēram, starptautiski atzīto programmatūru Termoflow [5]. Šo programmatūru paredzēts izmantot elektrisko staciju projektēšanas stadijā, izmanto zinību bāzi, kurā savākti dati par tvaika katliem, gāzes un tvaika turbīnām, palīgiekārtām. Programma dod iespēju konstruēt savu staciju, mainot turbīnas, katlus, iespējamās struktūras. Ir iespēja arī noteikt peļņas aprēķiniem nepieciešamās raksturlīknes. Izmantojot šo programmatūru, tika izstrādāta TEC–2 pirmā energobloka struktūra (kopā ar AS „Siltumelektroprojekts” vadošo speciālistu Viktoru Trufanovu [11]), kura ļauj ar lielu precizitāti un ar smalku diskretizācijas pakāpi konstruēt nepieciešamās raksturlīknes. Izmantojot šos datus var izveidot datu bāzi režīmu optimizācijas uzdevuma veikšanai. Termoflow vidē izveidotais modelis dod iespēju aprēķināt raksturlīknes pie dažādām režīma parametru kombinācijām ar vēlamu detalizāciju „a priori”, līdz optimizēšanas procedūras.



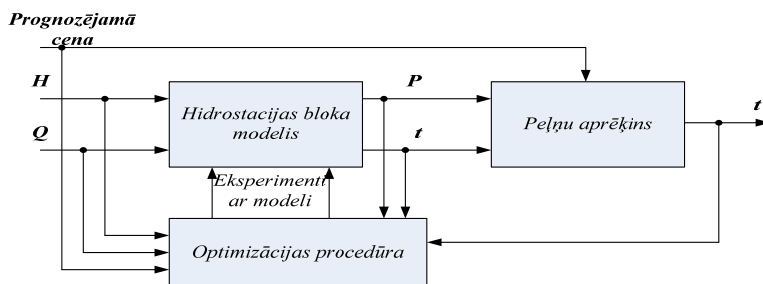
2.2.att. TEC-2 pirmā energobloka modeļa struktūra (programmatūras Termoflow vidē).

Modelis tiek realizēts Excel tabulu veidā, kas dod iespēju ērti piekļūt dažādiem galīgiem datiem, kas iegūti risinot programmēšanas vides optimizēšanas uzdevumu.

Modelējot termobloku darbību ir jāņem vērā siltumtīklu ierobežojumi. Šo ierobežojumu pārbaudei var izmantot „a priori” veikto hidraulisko aprēķinu rezultātus.

Hidrostatciju modelēšanas iespējas un īpatnības

Enerģētiskajās sistēmās ar lielu HES īpatsvaru, pie kurām pieder Latvijas energosistēma, ūdenskrātuves var būt uzskatītas šo sistēmu vadības aktīvo pamatelementu. [6]. Hidroresursa nepilnīga vai nepareiza izmantošana diennakts regulēšanas periodā rada energosistēmai ekonomiskus zaudējumus. HES darbības režīma modelēšanā (2.3. att) tiek izmantotas raksturlīknes, kuras apraksta ūdens līmeņa izmaiņu ņemot vērā ūdenskrātuves ģeometriskos datus un atkarībā no ūdens pieteces, hidroagregātu jaudas, skaita un to raksturlīknēm. Šīs raksturlīknes tiek konstruētas atbilstoši HES hidroagregātu tehniskajiem datiem un precizētas veicot eksperimentus. Daugavas HES kaskādes hidroagregātu raksturlīknes eksistē grafiku un tabulu veidā un, tādējādi, izmantojot kādu no aproksimējošām procedūrām var būt ievestas datorā.



2.3. att. HES vadības režīma peļņas noteikšanas struktūrshēma

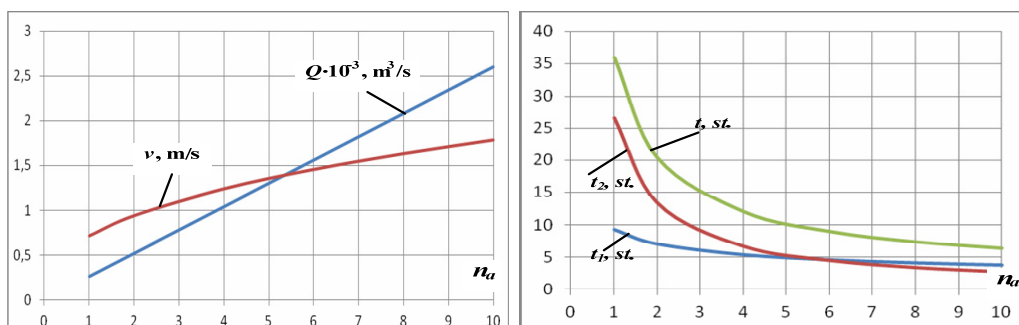
Modelējot HES darbības režīmus tiek izmantoti aritmētiskās progresijas vienādojumi:

$$H_j = H_{j-1} + \Delta t_j \cdot F(H_j, Q_j, \eta_j), \quad (2.1)$$

kur H_{j-1} - ūdens kritums stundas laikā Δt_{j-1} , m;

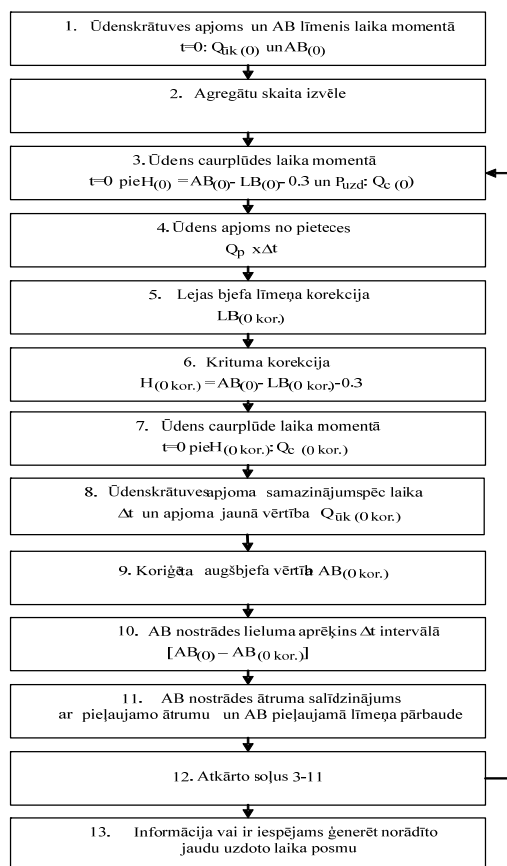
$\Delta t_j \cdot F(H_j, Q_j, \eta_j)$ - krituma izmaiņa, kas atkarīga no uzkrātā ūdens nostrādes daudzuma vai papildus uzkrātā ūdens daudzuma un no dabiskas upes pieteces.

Koordinējot Daugavas HES kaskādes agregātu darbību ir jāņem vērā ūdens kustība rezervuāros. Šīm nolūkam izmantojot Gaukclera-Manninga-Stricklera formulu [45, 46] izveidots (2.4. att.) rezervuāra uzpildes modelis (šis fenomens vadot kaskādes darbību līdz šim nav ņemts vērā). Modeļa identifikācijai ir paredzēti eksperimenti.



2.4. att. Lielumu atkarība no Pļaviņu hidrostacijā palaisto agregātu skaitā

HES vadības režīma optimizācijas struktūrshēma dota 2.5. att.



2.5. att. Hidroelektrostācijas bloka modeļa struktūrshēma

3. ELEKTROENERĢIJAS IZSOLES PIEDĀVĀJUMA UN REŽĪMU VADĪBAS OPTIMIZĒŠANAS TEORĒTISKIE ASPEKTI

Lai piedalītos elektroenerģijas tirgū elektroenerģiju ražojošais uzņēmums (ERU) iesniedz cenas pieteikumu izsolē, no tās vērtības ir atkarīgs, vai uzņēmumu iekļaus tirgū. Izvēloties atbilstošu piedāvājumu ir svarīgi ņemt vērā gaidāmo ienākumu risku. Zemāk ir apskatīti daži ERU cenu piedāvājumu veidošanās aspekti. Tā kā cenu piedāvājums ir tirgus dalības pamatinstruments, tad ir aktuāli šo jautājumu apskatīt no elektroenerģijas ražotāja viedokļa. Šajā nodaļā apskatīta cenu piedāvājuma ietekme uz elektroenerģiju ražojoša uzņēmuma lēmuma pieņemšanas izmaiņām

Savas darbības efektivitātes paaugstināšanai, elektroenerģiju ražojošie uzņēmumi var izmantot dažādus cenu pieņemšanas lēmumus, (sakumā izmantosim metodiku, kuru piedāvāja Panikovska [8], pēc tam ieviesīsim korekcijas, kas atspoguļo Nord Pool Spot situāciju):

1. „patiesā cenu” piedāvājuma iesniegšana, kas atspoguļo objektīvu saražotās elektroenerģijas cenu un tuva relatīvo izmaksu pieauguma raksturlīknei;
2. „pazeminātās cenas” piedāvājums - agresīva tirgus daļas ieņemšana ar nosacījumu samazināt elektroenerģijas cenas;
3. „paaugstinātās cenas” piedāvājums jeb cenas līderība- pārsvarā ir oligopola tirgos. Viens no uzņēmumiem savu izmēru vai pozīcijas tirgū dēļ kļūst par līderi. Šis līderis pieņem cenu lēmumus, bet pārējie tirgū esošie dalībnieki, pieņem šos risinājumus un seko tiem.

Apkopojot veikto analīzi, pamatotu ar [8] aprakstīto metodiku, varam secināt: Tirgus un konkurences apstākļos teorētiski iespējamie „pazeminātās cenas” piedāvājumi praktiski nenotiek, tā kā konkurences faktora ietekme ir ierobežota, jo ražotājiem daudzos gadījumos ir izdevīgi samazināt ražošanu mazefektīvās stacijās un iepirkt enerģiju no konkurentiem

Veidojot izsoles piedāvājumu un veicot režīmu parametru izvēli, ir jāņem vērā konkurentu ietekme. No optimizēšanas uzdevuma atrisināšanas vienkāršošanas viedokļa izdevīgi to darīt ar līdzsvara cenu prognozēm.

Izmantojot optimizācijas uzdevumu 1. nodaļas (1.2) veidā, varam apgalvot, ka notiek spēle ar neitrālo pretinieku (dabu) [2] scenāriji (cenas, siltuma pieprasījums, ūdens pietece upēs) tiek prognozēti un ir neatkarīgi no izvēlētajām alternatīvām. Šajā gadījumā, uzdevuma atrisināšana notiek divos soļos:

1. Izmantojot Pareto pieeju tiek atmestas dominējošās alternatīvas. Par dominējošo tiek pieņemta jebkura alternatīva A_i , kuras elementi $R_{ij}^* \leq R_{ij}$ pie visiem j .
2. Izmantojot vienu no spēļu teorijas kritērijiem, tiek pieņemts galīgais lēmums [2, 7, 12-16, 17].

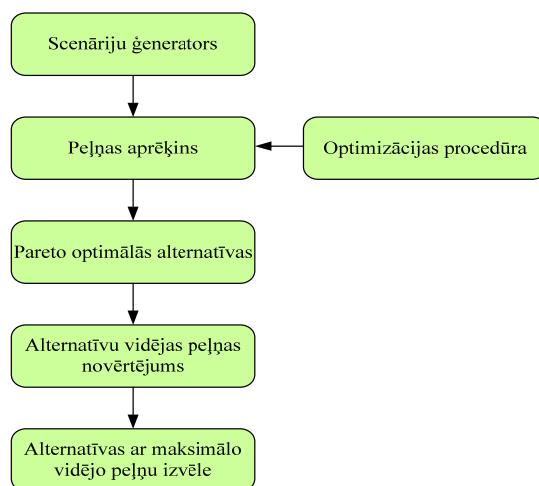
No apskatītajiem spēļu teorijas kritērijiem varam izvēlēties vienu, pēc kura novērtēsim vienu vai otru lēmuma pieņemšanu elektroenerģijas-cenas piedāvājuma veidošanai. Tā kā mūsu lēmums ir saistīts ar peļņas gūšanu dažādos tirgus apstākļos, tad izvēlēsimies kritēriju pēc maksimālas vidējās peļņas vērtības – Baijesa-Laplasa kritēriju.

Praktiski pielietojot Baijesa-Laplasa kritēriju, saskaramies ar lielām skaitļošanas problēmām, jo iespējams milzīgs scenāriju – alternatīvu skaits. Šī problēma var tikt atrisināta vidējās peļņas aprēķiniem izmantojot Monte-Karlo metodi [2]. Ņemsim vērā, ka

$$M[R] = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N R_i \approx \frac{1}{m} \sum_{\gamma=1}^m R_{\gamma}, \quad (3.1)$$

kur γ - vienmērīgi sadalīts gadījuma vesels skaitlis diapazonā no 1 līdz N , bet m – mēģinājumu skaits. Vienādojuma (3.1) precizitāte ir atkarīga no skaitļa m vērtības un lieluma R dispersijas. Precizitāte pieaug proporcionāli vērtībai \sqrt{m} .

Piedāvāta algoritma struktūra, ievērojot stohastisku pieeju un Baijesa-Laplasa kritēriju, tiek parādīta 3.1. attēlā.



3.1.att. Režīma parametru optimizācijas algoritms

Optimizēšanas uzdevuma stohastiskā nostādne var tikt atrisināta izmantojot Baijesa-Laplasa kritēriju un Monte-Karlo metodi.

4. RAŽOTĀJU RĪCĪBAS OPTIMIZĒŠANAS PIEMĒRI

Pēc cenu piedāvājuma un elektroenerģijas iepirkumu piedāvājuma noteikšanas biržā, viens no svarīgākajiem elektroenerģijas ražotāja uzvedības aspektiem tirgū ir pareiza ģenerējošo staciju vadības režīma izvēle, kas dod maksimālo peļņu. Pašlaik Latvijā neeksistē tāda programmu nodrošinājuma, kas spētu ātri un precīzi optimizēt energosistēmu. Tāds uzdevums ir sarežģīts un darbietilpīgs. Šajā nodaļā tiek pārbaudīta piedāvātās optimizācijas procedūras darbība nelineāros daudzparametru uzdevumos.

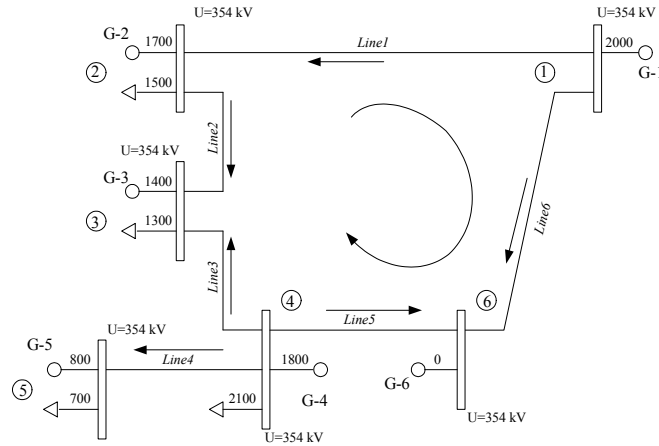
4.1. Jaudas un rezerves sadalījuma algoritms

Elektroenerģiju ražojošo uzņēmumu mērķis, kas piedalās enerģijas un rotējošas rezerves integrētā tirgū, ir ienākumu maksimizēšana no dalības divos darbības veidos, ņemot vērā ienākumu papildus sastāvdaļas, kurus var iegūt (vai zaudēt) atkarībā no konkurentu rīcības izpratnes pareizības.

Lai noteiktu jaudas rezerves uzskaites izdevīgumu ražotāja peļņas funkcijas sastāvdaļā un atrastu izdevīgāko sistēmas slodzes sadalīšanu starp mezgliem, tiek apskatītas tirgus

attiecības starp elektroenerģijas ražotājiem, ņemot vērā rotējošo rezervi. Ģenerējamās jaudas un rezerves sadales noteikšana ir veikta EES aizvietošanas shēmai (noteiktā darba režīmā)

No aizvietošanas shēmas (4.1.att.) izriet, ka elektroenerģijas kopējais patēriņš EES ir $P_{\Sigma d} = \sum P_{d,i} = P_{d,2} + P_{d,3} + P_{d,4} + P_{d,5} = 560MW$. Strāvas un kontūra virziens 4.1.att. shēmai tiek pieņemts patvaļīgi. Jaudas zudumi ir iekļauti slodzē (5% no EES kopējas slodzes) [18].



4.1. att. Optimizācijas EES aizvietošanas shēma

Uzdevuma optimizēšana ir veikta trijiem rezerves jaudas sadalījuma gadījumiem:

1. **pirmajā gadījumā** ir izskatīts optimāls jaudas un rezerves sadalījums visai sistēmai kopumā (ņemot vērā optimizēšanas kritēriju, tiek izvēlēta efektīvākais jaudu sadalījums);
2. **otrajā gadījumā** rezerve ir sadalīta proporcionāli stacijas ģenerējamai jaudai;
3. **trešajā gadījumā** ir izskatīts vienmērīgs rezerves sadalījums starp stacijām.

Elektrostacijas izmaksu raksturlīknes parametri α_i , β_i un γ_i tiek parādīti 4.1. tabulā un atspoguļo stacijas izmaksu funkciju.

4.1. tabula

Elektrostacijas izmaksu parametri

	G-1	G-2	G-3	G-4	G-5
$\alpha_i, \text{€}$	90	140	120	100	130
$\beta_i, \text{€/MWh}$	25	25	26	25	20
$\gamma_i, \text{€/MW}^2\text{h}$	0,008	0,0085	0,004	0,002	0,006

Uzdevuma risinājumā ir jāņem vērā ģenerācijas tehnoloģiskos ierobežojumus (MW): $20 \leq P_{g1} \leq 200$; $10 \leq P_{g2} \leq 170$; $10 \leq P_{g3} \leq 140$; $15 \leq P_{g4} \leq 180$; $20 \leq P_{g5} \leq 80$. Ģenerējošais mezgls G-6 ir starpmezgls un nepiedalās enerģijas tirgū $P_{g6} = 0$. Nepieciešamās rezerves jaudas daudzumam jābūt sistēmas vislielākā ģenerējoša mezgla jauda $R_{system} = \max(P_{Gi})$, lai nodrošinātu sistēmas elektroapgādes drošumu.

Pieņemsim, ka ražotāja i -tā mezglā elektroenerģijas pārdošanas cena ņemot vērā paredzamo ienākumu ir par 30% lielāka nekā marginālā

$$c_{G,i} = 1,3 \cdot (\beta_i + 2 \cdot \gamma_i \cdot P_{Gi}). \quad (4.1)$$

Rezerves uzturēšanas cena mezglā var būt arī izteikta, kā [19, 20]:

$$c_{R,i} = 0,3 \cdot (\beta_i + 2 \cdot \gamma_i \cdot R_i). \quad (4.2)$$

Tā kā uzdevums ir apskatīts kopējai energosistēmai, tad tirgus modelēšanai ir jānosaka līdzsvara cenu visiem tirgus dalībniekiem, ņemot vērā sistēmas summārās peļņas maksimizēšanu. Tad elektroenerģijas cena sistēmai ņemot vērā ražotāju piedāvāto cenu, ir: $c_{market}^P = \max [c_{G,i}]$. Bet cena rezerves uzturēšanai tirgū: $c_{market}^R = \max [c_{R,i}]$.

Uzdevuma optimizācijai aizvietošanas shēmas kopējo peļņas mērķfunkciju (4.1.att.) var uzrakstīt šādi:

$$B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^N (c_{market}^P \cdot P_{\Sigma d} + c_{market}^R \cdot R_{system} - C_{G,i}(P_{G,i}) - \alpha_{R,i}) \rightarrow \max. \quad (4.3)$$

kur c_{market}^P - elektroenerģijas cena tirgū, €/MWh;

$C_{G,i}(P_{G,i})$ - stacijas izmaksu raksturlīkne, €;

$P_{G,i}$ - ģenerējamas stacijas noslogojums t stundā, MW;

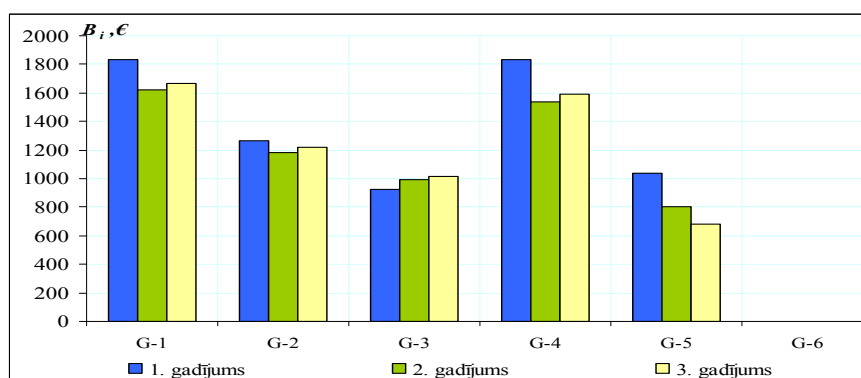
c_{market}^R - prognozējamā rezerves uzturēšanas tirgus cena t stundā, €/MW;

α_{Ri} - rezerves pašizmaksas funkciju koeficients, €;

R_i - rezerves daudzums, kuru nodrošina ražošanas kompānija (uzņēmums uztur ģenerējamo jaudu rezervē), MW.

Piedāvātā modeļa (energosistēmas režīmu) optimizēšana tika veikta atbilstoši uzstādītajam sistēmas kopējās maksimālās peļņas optimizēšanas kritērijam, ņemot vērā elektroenerģijas ražošanas izmaksas katram ģenerējošam mezglam. Tas ļauj noteikt ekonomiski izdevīgāko ģenerāciju apskatītās shēmas uzdotām slodzes mezglu vērtībām

Kopējo ienākumu samazinājums visai sistēmai otrajā un trešajā gadījumā ir saistīts ar to, ka visi ražotāji (izņemot sesto, jo tas ir starpmezgls un nepiedalās enerģijas tirgū) bija spiesti uzturēt noteiktu rezerves daudzumu, šādi ierobežojot savas iespējas pārdot ģenerējamo jaudu (4.2. att.). Tādējādi no visas sistēmas kopējās peļņas viedokļa visefektīvākais ir pirmais. Šajā gadījumā rezerves un ģenerējamās jaudas sadalījums tiek veikts, maksimizējot kopējo sistēmas peļņu, rezervēšanai tiek izvēlētas tās elektroenerģijas ražošanas iekārtas, kurām ir lielākas ražošanas izmaksas.



4.2. att. Elektroenerģiju ražojošo uzņēmumu peļņas salīdzinājums trijiem gadījumiem

Rotējošas rezerves ievērošana ir obligāts nosacījums drošai energoapgādei enerģijas tirgū, tāpēc tika apskatīti dažādi kopīgās ģenerācijas un rezerves sadalījuma optimizēšanas gadījumi energosistēmā. Ņemot vērā apstākli, ka tirgū ir liels ražotāju skaits, tad jaudas sadalījumam nepieciešama līdzsvara cenas noteikšana.

Rotējošas rezerves iegūtie rezultāti ļauj izvēlēties efektīvāko sadalījumu, ņemot vērā maksimālās peļņas gūšanu visai sistēmai [21]. Tā kā katrs tirgus dalībnieks ir ieinteresēts lielākās peļņas gūšanā, tad kļūst aktuāla uzdevuma izskatīšana, kurā visas ģenerējamās jaudas pieder vienam elektroenerģiju ražojošam uzņēmumam.

4.2. Elektroenerģijas ražojošā uzņēmuma peļņas maksimizēšanas algoritms izvēloties optimālu ģenerējamo stacijas sastāvu

Lai palielinātu elektroenerģijas ražotāja ienākumus tirgū, lietderīgi veikt komplekso jaudas un rezerves sadalījuma aprēķinu starp stacijām, jo divu tirgu (jaudas un rezerves) atsevišķa izskatīšana var dot labu rezultātu, bet ne optimālu risinājumu [22].

Optimizācijas kompleksā uzdevuma mērķfunkciju un optimizācijas kritēriju (peļņas maksimizēšanu) var uzrakstīt veidā:

$$F = \max \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n \left(c_P^{\text{market } t} \cdot P_i^t \cdot s_{P_i}^t + c_R^{\text{market } t} \cdot R_i^t \cdot s_{R_i}^t - C_i^t(P_i) - C_i^t(R_i) - \left(-c_P^{\text{market } t} \cdot P_i^{\text{imp } t} \cdot s_{P_i^{\text{imp } t}} - c_R^{\text{market } t} \cdot R_i^{\text{imp } t} \cdot s_{R_i^{\text{imp } t}} \right) \right) \quad (\text{€}) \quad (4.4)$$

kur P_i^t , R_i^t - i -tās stacijas saražotās vai importētās jaudas/rezerves daudzums t stundā, MW ;

$c_P^{\text{marke } t}$, $c_R^{\text{marke } t}$ - prognozējamā tirgus cena t stundā, €/MWh;

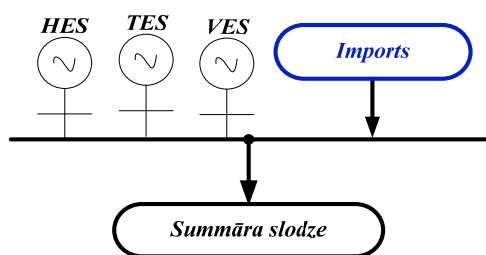
$C_i^t(P_i)$ - stacijas izmaksu raksturlīknes jaudas ģenerācijai t stundā, €;

$C_i^t(R_i) = \alpha_{R_i}$ - stacijas nemainīgs izmaksu raksturlīknes koeficients rezerves uzturēšanai, €;

$P_i^{\text{imp } t}$, $R_i^{\text{imp } t}$ - importētās jaudas un rezerves daudzums t stundā, MW ;

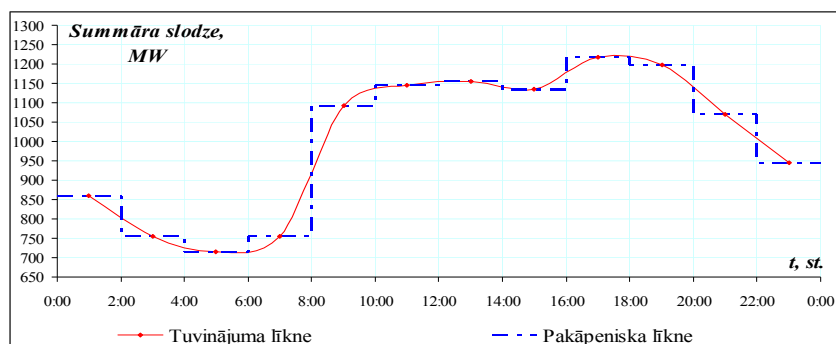
s_i^t - Būla mainīgais ir 1, ja stacija piedalās tirgū un 0, ja stacija nepiedalās tirgū [22, 23].

Pieņemts, ka ģenerējošo iekārtu sastāvu apraksta energosistēmas ģenerējošās stacijas (kuras pieder vienam elektroenerģiju ražojošam uzņēmumam). Visas pārspriešanas tiek parādītas uz aizvietošanas shēmas piemēra ar 3 ģenerējošām stacijām (4.3. att.) un iespēju iepirkt elektroenerģiju. Summāras slodzes izmaiņa laika intervālā ir parādīta 4.4.att.



4.3. att. Energosistēmas aizvietošanas shēma

Uzdevumā ir vairāki mainīgie un bināri lielumi. Lai samazinātu skaitļošanas apjomu, aprēķins tika veikts katrai otrai stundai laika periodā no 00⁰⁰ līdz 24⁰⁰.



4.4. att. Pieprasītais jaudas daudzums tirgū (slodzes izmaiņa)

Aplūkosim ģenerējošo staciju izvēles un elektroenerģijas jaudas sadalījuma problēmu, ņemot vērā importu. Staciju tehnoloģiskie ierobežojumi ir apkopoti 4.2.tabulā, bet importa ierobežojumi ir : $P_{\max imports} = 650 MW$. Lai apskatītu izstrādāta algoritma darbību, tika pieņemts, ka nepieciešamā sistēmas aktīvās jaudas summas rotējošā rezerve ir 5% no slodzes:

$$R_{\min i}^t \leq R_i^t \leq R_{\max i}^t,$$

kur $R_{\min i}^t$ - minimālā jaudas rezerve, MW ;

$R_{\max i}^t = P_{\max i} - P_i^t \cdot s_{P_i}^t$ - maksimālā jaudas rezerve, kuru nodrošina stacijas un imports, MW [20].

Vēja elektrostacijas (VES) nepiedalās rezervēšanā, jo ir atkarīgas no vēja ātruma izmaiņām (ir neparedzams atjaunojamo elektroenerģijas resursu avots).

Katrai stacijai ir jaudas regulēšanas ierobežojumi, piemēram, hidroelektrostacijas (HES) regulēšana ir ātrāka iespējama (MW/sek), termoelektrostacija (TES) tiek regulēta lēnāk (MW/min), t.i., lēnāk uzsāk elektroenerģijas ražošanu, ka arī lēnāk pārtrauc elektroenerģijas ražošanu. Tas nozīmē, ka TES pirmajā stundā un nākamajās stundās nevar ražot vai pārtraukt ražot jaudu lielāku par norādīto (uzdevumā tiek apskatīta katra otrā stunda, kad regulēšanas jauda ir vienāda ar $200 MW$). Tāpēc rodas vēl viens TES regulēšanas ierobežojums - jaudas un rezerves izmaiņa katrai otrai stundai nedrīkst pārsniegt vērtību [22]:

$$\Delta P_{CHPP sum}^t = (\Delta P_{CHPP}^t + R_{CHPP}^t \cdot s_{R_{CHPP}}^t) \leq 200 (MW). \quad (4.5)$$

Paredzams, ka esošais ūdens apjoms var nodrošināt HES darbu ar maksimālo jaudu visā apskatāmā laika periodā.

4.2. tabula

Staciju jaudas tehnoloģiskie ierobežojumi

	TES	HES
P_{\min}, MW	170	65
P_{\max}, MW	662	402

Mērķfunkcijas optimizēšanai tiek ņemta vērā jaudas un rezerves sistēmas bilance:

$$P_{TES}^t + P_{HES}^t + P_{VES}^t + P_b^t = P_{d\ spot}^t, \quad (4.6)$$

$$R_{TES}^t + R_{HES}^t + R_b^t = R_d, \quad (4.7)$$

kur $P_{TES}^t, P_{HES}^t, P_{VES}^t$ - HES, TES un VES saražotā jauda t stundā, MW ;

R_{TES}^t, R_{HES}^t - HES un TES rezerves nodrošināšana t stundā, MW ;

P_b^t, R_b^t - jaudas un rezerves iepirkšana t stundā, MW ;

$P_{d\ spot}^t$ - summāra sistēmas slodze t stundā, MW ;

R_d - nepieciešamā sistēmas rezerve t stundā, MW .

Vēja stacijas prognozējamā jauda, atkarībā no vēja, ir parādīta 4.3.tabulā. Izejas dati iegūti vēja ģenerators Enercon E82 (2000 kW) raksturlīkņu tabulā.

4.3. tabula

VES parka summārā jauda atkarībā no vēja

Stunda	Vējš, m/sec	VES parka jauda (VES sastāv no 200 ģenerējamām turbīnām), MW
0:00-2:00	≈6	64
2:00-4:00	≈6	64
4:00-6:00	≈5	35
6:00-8:00	≈4	16
8:00-10:00	≈0	0
10:00-12:00	≈5	35
12:00-14:00	≈5,7	60
14:00-16:00	≈6	64
16:00-18:00	≈7	106
18:00-20:00	≈7,2	107
20:00-22:00	≈8,3	169
22:00-00:00	≈9	236

Elektrostaciju izmaksas raksturlīknes parametri, kuri atspoguļo katras stacijas izmaksu funkcijas, parādītas 4.4.tabulā.

4.4. tabula

Stacijas izmaksu raksturlīknes parametri

	TES	HES	VES
$\alpha_i, \text{€}$	150	240	300
$\beta_i, \text{€/MWh}$	17	2,4	5
$\gamma_i, \text{€/MW}^2\text{h}$	0,003	-	-

Ievērojot Ministru kabineta noteikumus Nr.262 «Noteikumus par elektroenerģijas ražošanu, izmantojot atjaunojamus energoresursus, un cenu noteikšanas kārtību», vēja elektrostacijai ekspluatācijas pirmajos 10 gados cenu nosaka pēc formulas:

$$C_{WPP} = 120 \cdot e \cdot k = 120 \cdot 0,8 = 96 \text{ (€/MWh)}, \quad (4.8)$$

kur C_{WPP} - iepirkumu cena bez pievienotās vērtības nodokļa (€/MWh), kas saražota no atjaunojamiem energoresursiem;

e - Latvijas Bankas noteiktais lata kurss pret Eiropas Savienības vienoto valūtu dienā, kad izrakstīts rēķins par elektroenerģiju, €;

k – cenas diferencēšanas koeficients, kas ir 0,8, ja elektrostacijā uzstādītā elektriskā jauda ir lielāka par 100 MW [24].

Jaudas un rezerves tirgus cenas ir apkopotas 4.5.tabulā. Šīs cenas tiek pieņemtas no cenu prognozes nākamajai dienai. Tiek pieņemts, ka cenu prognozēs jau ir ietverta HES, TES un VES izstrādes grafiki, līdz ar to cenas ir aptuveni zināmas.

4.5. tabula

Jaudas un rezerves cenas diennakts dinamika

Stundas	$c'_P, \text{€/MW}$	$c'_R, \text{€/MW}$	Stundas	$c'_P, \text{€/MW}$	$c'_R, \text{€/MW}$
0:00-2:00	39,9	47,88	12:00-14:00	46,9	56,28
2:00-4:00	39,3	47,16	14:00-16:00	46,6	55,92
4:00-6:00	42,7	51,24	16:00-18:00	45,9	55,08
6:00-8:00	45,3	54,36	18:00-20:00	44,7	53,64
8:00-10:00	47	56,4	20:00-22:00	42,5	51
10:00-12:00	46,6	55,92	22:00-00:00	45	54

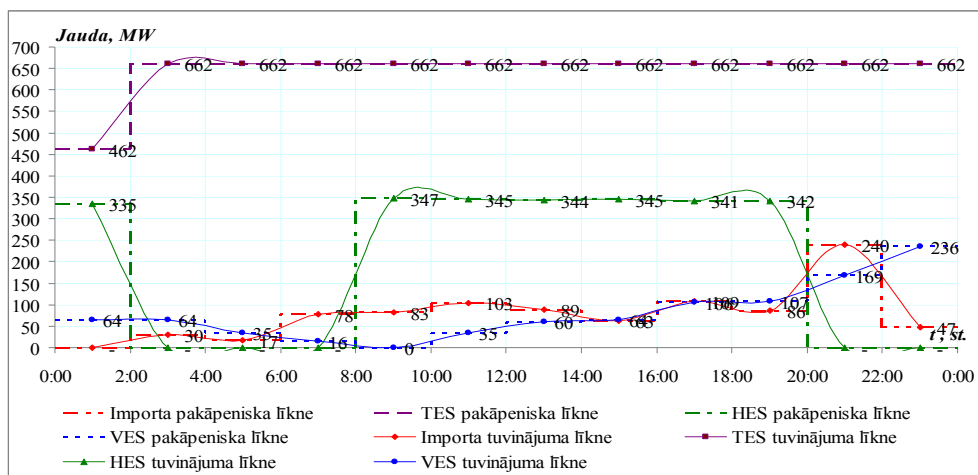
Katram energosistēmas jaudas slodzes lielumam tika noteikts optimāls jaudas un rezerves sadalījums starp ģenerējošām stacijām. Optimizēšanas uzdevuma kritērijs ir elektroenerģijas ražotāja peļņas funkcijas maksimizēšana (4.4).

Ģenerējoša uzņēmuma peļņa tiek noteikta divējādi:

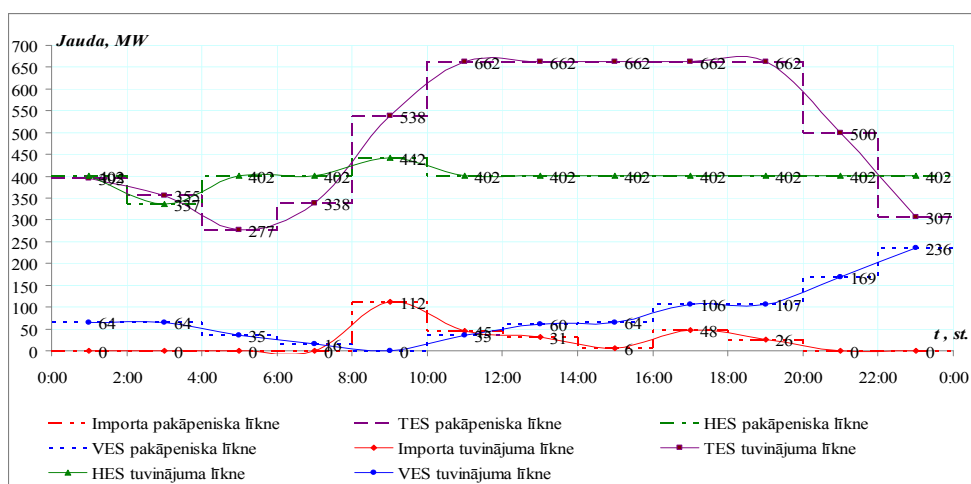
- 1. ar kopējo mērķfunkcijas (peļņu) optimizēšanu visam 24 stundu periodam jeb ar tā saucamo komplekso optimizēšanu;**
- 2. ar optimizēšanu katrai stundai atsevišķi un ar turpmāko peļņas summēšanu.**

Darbā ir apskatīts jaudas sadalījuma uzdevums starp elektrostacijām, ņemot vērā ražotāja elektroenerģijas pirkospēju (imports). Tika izskatītas divas šī uzdevuma risināšanas metodes, kuras ietver staciju optimālās jaudas sadalījuma noteikšanu, ņemot vērā stacijas ieejas/izejas no elektroenerģijas tirgus komponentes (šāda mērķfunkcija, kas ietver stacijas ieejas/izejas tirgū komponenti [25], tika izmantota uzdevuma risināšanai ar divām augstākminētām metodēm) un, neņemot vērā šo komponenti (risinājumu noteica optimizējot kopējo mērķfunkciju visā 24 stundu periodā, t.i. kompleksa optimizēšana).

Jaudas sadalījums starp stacijām divos dažādos gadījumos ir parādīts 4.5.att. un 4.6.att. Kā redzams grafikā, jaudu sadalījums starp stacijām ir atkarīgs no optimizēšanas uzdevuma risinājuma - pie summārās optimizēšanas TES ir vairāk noslogota, nekā optimizējot to katru stundu (optimizējot katru stundu atsevišķi, jaudas un rezerves sadalījums ir atkarīgs tikai no šīs stundas ienākumu maksimizēšanas, bet ne no visa perioda).

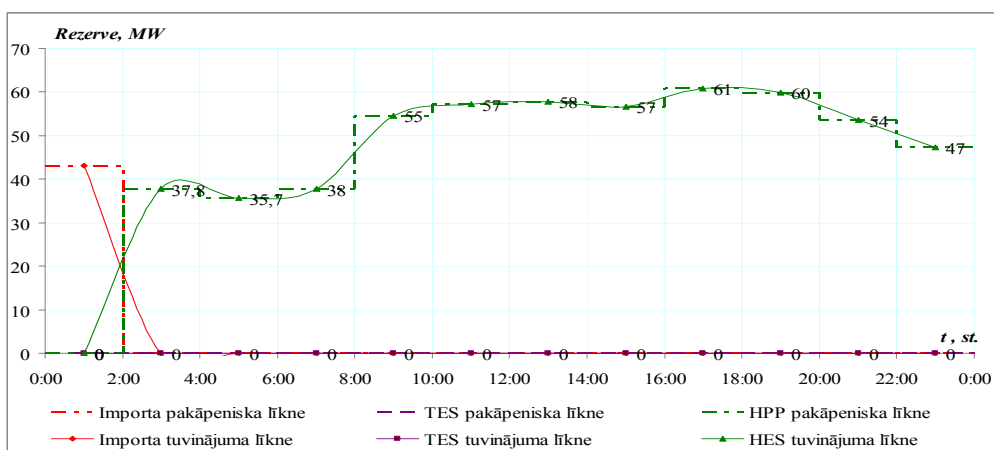


4.5. att. Jaudas sadalījums starp stacijām 1. gadījumam

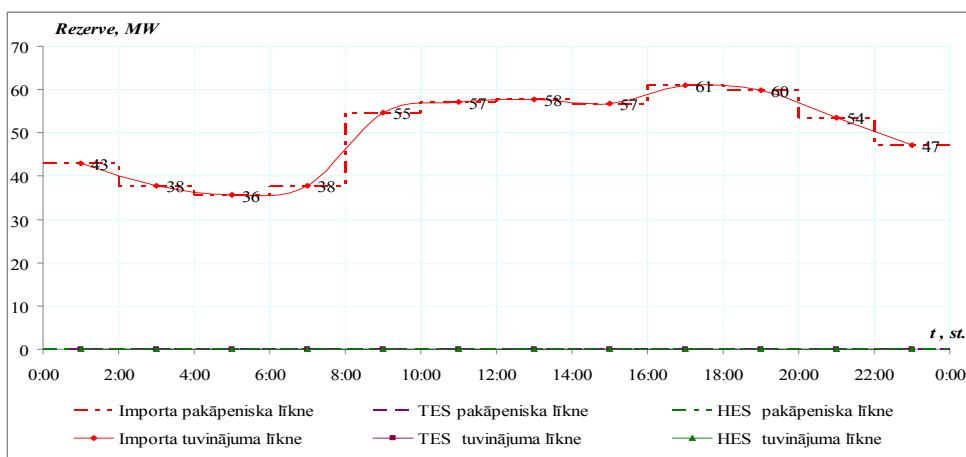


4.6. att. Jaudas sadalījums starp stacijām 2. gadījumam

Rezerves sadalījums energosistēmā ir parādīts 4.7.att. un 4.8.att. Optimizējot režīmu katrai stundai atsevišķi, ņemot vērā stacijas ieeju/izeju elektroenerģijas tirgū komponenti, sistēmas rezervēšanu nodrošina tikai imports, TES un HES šajā gadījumā nepiedalās rezervēs tirgū. Kompleksās optimizēšanas gadījumā (ņemot vērā stacijas ieeju/izeju elektroenerģijas tirgū komponentes), sistēmas rezervēšanā piedalās HES un imports ģenerācijas veidi.

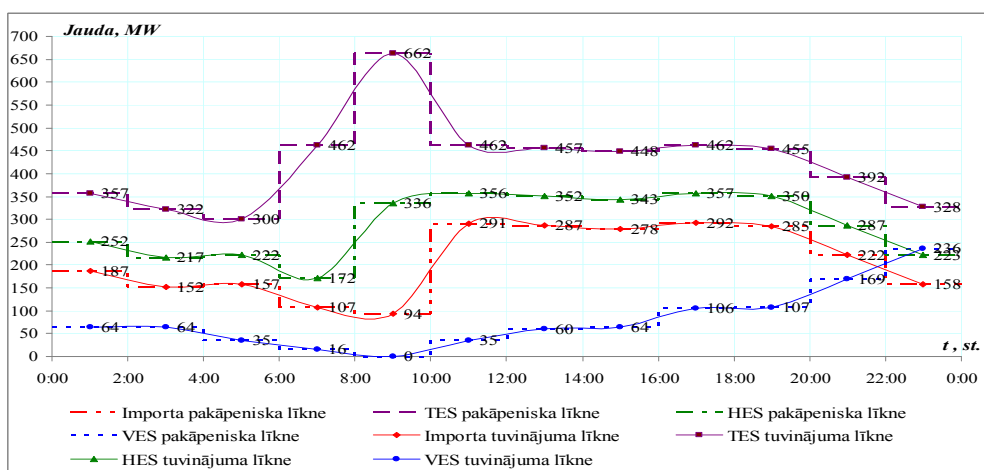


4.7. att. Rezerves sadalījums starp stacijām 1. gadījumam

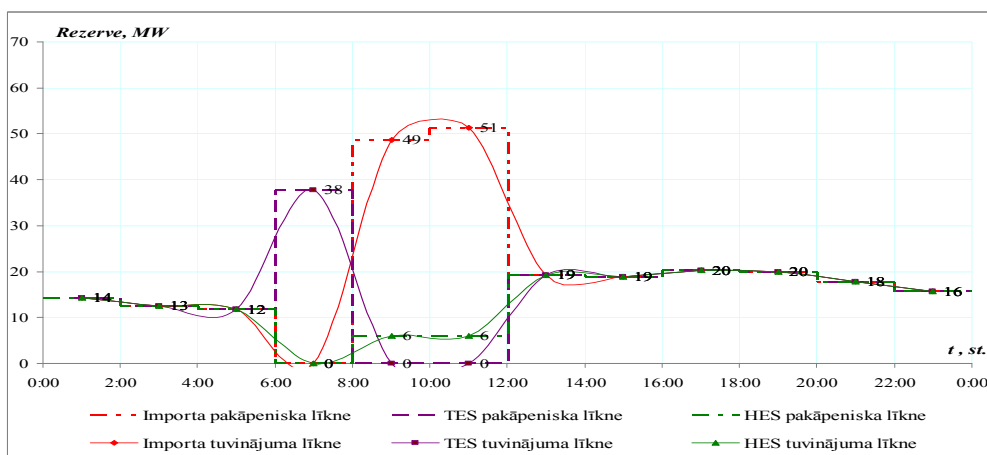


4.8. att. Rezerves sadalījums starp stacijām 2. gadījumam

No optimizēšanas rezultātu analīzes izriet, ka elektroenerģijas iepirkšanu ietekmē ne tikai cena tirgū, bet arī rezerves cena, kā arī ierobežojumi TES regulēšanā. Tāpēc iepirktās elektroenerģijas daudzums (4.5.att. - 4.10.att.) ne vienmēr ir proporcionāls cenu dinamikai tirgū (prognozējama cena ir parādīta 4.5.tabula).



4.9. att. Jaudu sadalījums starp stacijām neņemot vērā stacijas ieejas/izejas no elektroenerģijas tirgus komponentes

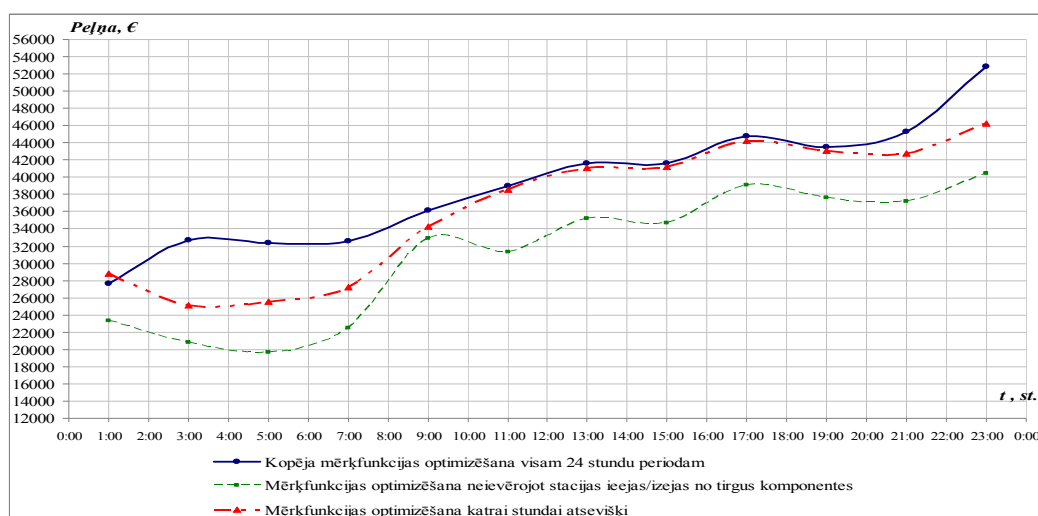


4.10. att. Rezerves sadalījums starp stacijām, neņemot vērā stacijas ieeju/izeju elektroenerģijas tirgū komponentes

Jaudas un rezerves sadalījums, nosakot risinājumu bez ieejas/izejas komponentes „ s_i^t ”, ir parādīta 4.9. att. un 4.10.att. Neņemot vērā šo komponenti, bet ņemot vērā jaudas un rezerves ierobežojumus, stacija nevar iziet no tirgus pat, ja tajā brīdī izdevīgāka ir tikai iepirkšana bez elektroenerģijas ražošanas.

Iegūtie rezultāti 4.11.att. liecina par to, ka labklājības funkcijas maksimizēšana katrai stundai atsevišķi (otrajā gadījumā) negatīvi ietekmē ražotāja iegūto peļņu, jo šāda optimizēšana samazina peļņu par 470040,15-438240,59=31799,55 €.

Attiecībā uz stacijas ieeju/izeju tirgū komponentes ietekmi, tad iegūtie rezultāti liecina par to, ka tās ņemšana vērā ļauj iegūt lielāku summāro peļņu, nekā to neņemot vērā. Neņemot vērā ieeju/izeju tirgū komponenti stacijai jāražo jauda jeb jāuztur rezerve pat tad, ja tāds risinājums nav optimāls.



4.11. att. Summāra peļņa dažādiem optimizāciju veidiem

4.3. HES darba režīmu optimizācijas piemērs

Izstrādātais MHES optimizācijas algoritms var tikt pielietots, lai optimizētu darbu HES ar ūdenskrātuvi. Lielas HES darba optimizācijas algoritms tika realizēts Pļaviņu HES. Iegūtie rezultāti liecina, ka, papildinot režīma optimizācijas algoritmu ar datiem par konkrētām hidrosaitēm starp Daugavas kaskādes HES, būs iespējams sasniegt optimizāciju, kas nodrošinās Latvenergo maksimālu peļņu. Aprēķinu algoritms HES tiek apkopots 5.nodaļā (sakarā ar izstrādāto algoritmu ir noteikts Pļaviņu HES darba režīms pie noteiktiem ūdens pieplūdes apstākļiem).

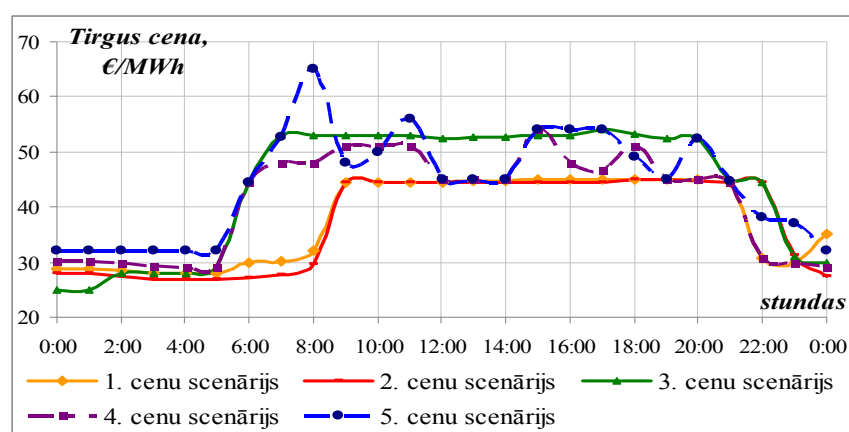
Izstrādātajā algoritmā tiek ņemti vērā ūdenskrātuves ūdens krituma izmaiņu ierobežojumi (iespējamās ūdens krituma izmaiņas tiek pieņemtas – 1 m diennaktī) gan pēc turbīnu maksimālās ūdens caurlaidības, gan pēc uzstādītās maksimālās slodzes elektrostacijā (4.6. tabula).

Pārbaudīsim iepriekšējā nodaļā piedāvāto režīmu parametru optimizācijas algoritmu, kurā tiek pielietota stohastiskā pieeja un Baijesa-Laplasa kritērijs. Praktiskā vidē režīmu optimizācijas uzdevums saistīts ar milzīgu alternatīvu skaitu, jo ir atkarīgs no prognozējamo cenu scenārijiem (cenas pareģošanu). Šādu problēmu piedāvājam atrisināt izmantojot Monte-Karlo metodi. Pagaidām tāda jaudas piedāvājumu veidošanas izvēles metodika pasaulē netiek izmantota.

PHES tehniskie dati [5]

Pamatrādītāji	Pļaviņu HES
Uzstādītā jauda, MW	893,5
Hidroagregātu skaits, gab.	10
Aprēķinātais kritums, m	34-37,5
Caurplūde caur hidroagregātu, m ³ /sek	≈ 280
Ūdenskrātuves virsmas laukums pie NUL, km ²	35

Aprēķins tika veikts uz Pļaviņu HES (PHES) piemēra. Režīmu optimizācijas process ir saistīts ar nenoteiktību, tāpēc šajā piemērā tika izvēlēti pieci cenu prognozes varianti optimuma atrašanai. Tika doti pieci cenu scenāriji 24 stundu laikā intervālam, atkarībā no cenu scenārija tika noteikts optimālais PHES darba režīms (ražošanas jaudas tiek parādītas 4.23.att), katram darba režīmam atkarībā no cenu izmaiņas tika aprēķināta iespējama peļņa. Pēc cenu scenārijiem tika konstruēta maksājuma matrica (4.7. tabulā) PHES ražošanas alternatīvam. Cenu izmaiņa tiek parādīta 4.12. attēla.



4.12.att. Tirgus cenu izmaiņas grafiks (cenu scenāriji)

No 4.7. tabulas optimāla ir trešā alternatīva, t.i. nepieciešams regulēt PHES režīmu pēc trešās alternatīvas.

PHES maksājuma matrica

Alternatīvas	S_1	S_2	S_3	S_4	S_5	Vidējā peļņa, €
A_1	203663	202870,1	238904,1	214726,1	224692,1	216971,072
A_2	197187,1	203066	233312	208119,9	215178,5	211372,712
<u>A_3</u>	203167,2	202089,1	241158,3	224014,5	236931,3	<u>221472,092</u>
A_4	201251,3	200718,5	239147	232266,1	231520,8	220980,74
A_5	190806	187388,5	239993,6	223313,1	254978,3	219295,907

- Energosistēma nevar droši darboties bez tās rezervēšanas. Rezerves uzturēšana var nest papildus peļņu, tāpēc optimizējot energosistēmu, jāņem vērā rezerve, jo tas var palielināt ražotāja ienākumus. Līdz ar to kļūst aktuāla jaudas un rezerves sadalījuma problēma.
- Imports palīdz uzturēt nepieciešamo bilanci sistēmā.
- Aprēķini pierāda, ka optimizēšanas uzdevuma risinājums ir precīzāks, kad tas aprēķināts visam laika periodam. Savukārt, optimizējot uzdevumu katrai stundai atsevišķi, rezultāts ir labs, bet nav optimāls, jo ņem vērā visu optimizācijas periodu. Neliels peļņas pieaugums stundas laikā veicina ienākumu samazinājumu nākamajā stundā. Tāpēc kopējie ienākumi pirmajā gadījumā ņemot vērā ieeju/izeju tirgū komponenti ir lielāka nekā otrajā gadījumā.
- Optimālam rezerves sadalījumam jābūt izpildītam kopā ar jaudas sadalījumu, jo tā tiek nodrošināts optimāls ienākumu maksimizēšanas uzdevuma risinājums [22, 23].
- Elektroenerģijas ražotāja peļņas palielināšanai nepieciešams veikt HES darbības režīma optimizāciju atbilstoši nākošās dienas elektroenerģijas patēriņa specifikai.
- Veicot staciju režīmu optimizāciju, nepieciešamas ņemt vērā cenu izmaiņas scenārijus, lai noteiktu efektīvāko peļņas gūšanas variantu.

5. MAZĀS HES REŽĪMA OPTIMIZĒŠANA PĒC IENĀKUMIEM NO ELEKTROENERĢIJAS RAŽOŠANAS

Hidroresursu izmantošanas problēma Latvijā vienmēr ir bijusi aktuāla, neatkarīgi no valsts ekonomiskās sistēmas rakstura [26-29]. Latvijas teritorijā atrodas vairāk nekā 200 vidēju un mazo upju, kuru enerģētiskais potenciāls var tikt izmantots tautsaimniecībā. Hidrostacijas (5 MW un zemāk), kuras izmanto mazo HES (MHES) energoresursu, pieder pie tā saucamiem izkliedētiem enerģijas avotiem. To darbības efektivitāti tirgus attiecību apstākļos nosaka ienākumu lielums, kas tiek noteikts aprēķina perioda laikā. Šis ienākums var tikt iegūts režīmā, kas nodrošina vislielāko iespējamo MHES elektroenerģijas izstrādi ar noteiktu ūdens patēriņu dotajā periodā. Šo ienākumu vērtība var būt aprēķināta pēc zināmas elektroenerģijas tirgus cenas apskatāmā aprēķinu periodā.

MHES regulēšanas procesa būtība ir tāda, ka atsevišķos laika periodos MHES strādā ar lielu ūdens patēriņu, samazinot ūdens līmeni upē līdz atļautajai robežai, bet citos laika periodos ūdens patēriņš ir mazāks par ūdens pieplūdi, tādējādi ūdens līmenis pirms aizsprosta atkal palielinās. MHES parasti nav speciāla ūdenskrātuve tās pierastajā izpratnē.

Regulēšanas cikla laikā, neatkarīgi no tā ilguma, MHES var patērēt tikai stingri noteiktu ūdens daudzumu, kuru nosaka tās pieplūde, t.i., dabas apstākļi. Tādējādi, viens no plānotā MHES režīma īstenošanas noteikumiem ir noteikta ūdens daudzuma patēriņš, kas vienāds ar tā pieplūdi regulēšanas cikla laikā.

Ūdens līmeņa izmaiņas augšbjefā un lejasbjefā izraisa ūdens spiediena izmaiņu MHES. Tas ir saistīts ar ūdens patēriņu caur MHES turbīnām. Tādējādi, ūdens līmeņa izmaiņas jāierobežo H_{\min} no apakšas un H_{\max} no augšas, t.i.

$$H_{\min} \leq H \leq H_{\max} . \quad (5.1)$$

MHES jauda var būt atrasta sekojoši:

$$P_{SHPP} = 9,81 \cdot \eta_{HA} \cdot Q \cdot H . \quad (5.2)$$

kur P_{SHPP} - hidroturbīnas jauda, kW ;

Q - ūdens patēriņš caur turbīnu, $m^3/sek.$;

H - ūdens kritums, m ;

η_{HA} - hidroagregāta lietderības koeficients: $\eta_{HA} = \eta_{turb} \cdot \eta_G$, kur η_{turb} - turbīnas lietderības koeficients, relatīvas vienībās;

η_G - ģenerators lietderības koeficients, relatīvas vienībās (aprēķinā lietderības koeficients tika pieņemts nemainīgs $\eta_{HA} = const$). [27, 30-32].

Matemātiski MHES maksimālo ienākumu sasniegšanas uzdevums tirgus apstākļos var tikt formulēts šādi.

Nepieciešams noteikt MHES darbības grafiku, kas nodrošina tās maksimālu ienākumu regulēšanas ciklā T

$$I(P_1, P_2, \dots, P_J) = \sum_{j=1}^J I_j(c_j, P_j) \rightarrow \max \quad (5.3)$$

ņemot vērā nosacījumu (5.1) un uzdotā ūdens daudzuma nostrādes W_J nosacījumu, kas tika noteikts ar ūdens pieplūdi

$$\sum_{j=1}^J Q_j \cdot \Delta t_j = W_J , \quad (5.4)$$

kur $I_j(c_j, P_j)$ - ienākums no saražotās MHES elektroenerģijas pārdošanas laika intervālā Δt_j pie prognozējamās tirgus cenas c_j , €;

T - regulēšanas cikla ilgums: $T = \sum_{j=1}^J \Delta t_j$;

Q_j - ūdens caurtece caur MHES turbīnu laika intervālā Δt_j , $m^3/sek.$;

W_J - uzdotais ūdens apjoms m^3 , kas var tikt izlaists caur MHES vietu regulēšanas ciklā (diennakts).

Turklāt MHES darba režīmi jābūt neatkarīgi viens no otra katrā regulēšanas ciklā T , jo nepieciešama krituma sākuma un beigas intervālā vienādības nosacījuma izpilde [30, 32]

$$H_{sak., J} = H_{beig., J} , \quad (5.5)$$

Ja MHES regulēšanas diennakts cikls ir $\Delta t_j = 1$ stunda HES elektroenerģijas izstrāde j -tā intervāla laikā Δt_j tiek noteikta kā: $P_j \cdot \Delta t_j$. Pie zināmas sadzīves pieteces (upes dabiskās caurplūdes, kuras dēļ tiek piepildīta ūdens līmenis upē) Q_{flow} , ūdens caurteci (patēriņu) katrā regulēšanas cikla intervālā nosaka lielums Q_j - ūdens nostrādes apjoma m^3 atkarība no krituma izmaiņām.

Ņemot vērā (5.2) un to kā ūdens spiediens pie MHES aizsprosta j -tā laika intervālā Δt_j , mainās atkarībā no nostrādāta ūdens daudzuma caur turbīnu [33, 34], jaudu nosaka veidā

$$P_{SHPP_j} = 9,81 \cdot \eta_{HA} \cdot Q_j \cdot (H_{j-1} \pm \Delta H_j), \quad (5.6)$$

kur H_{j-1} - ūdens kritums stundas laikā Δt_{j-1} , m ;

ΔH_j - krituma izmaiņa, kas atkarīga no uzkrātā ūdens nostrādes daudzuma vai papildus uzkrātā ūdens daudzuma (jeb $\Delta h_j = \text{var}, m$) un no dabiskas upes pieteces $Q_{piepl.} = \text{const}, m^3$ (kas rada ūdens līmeņa palielināšanos virsmā pirms aizsprosts $\Delta h_{piepl.} = \text{const}, m$), m .

5.1. Uzdevumu nostādne

Izstrādātā algoritma darbība tiek parādīta uz konkrētas Bērzes upes HES režīma optimizēšanas piemēra. MHES pamatdati: maksimālais ūdens līmenis pirms aizsprosta – $8,2 m$; MHES uzstādītā jauda – $300 kW$; hidroagregāta lietderības koeficients – 85% ; vidējā ūdens pieplūde gada laikā – $2,4 m^3/\text{sek.}$ un ūdens rezervuāra platība – $274000 m^2$. Saskaņā ar Latvijas dabas aizsardzības normatīvo aktu prasībām Annenieku MHES pieļaujamais minimālais ūdens līmenis pirms aizsprosta ir $7,9 m$ [26, 36- 38].

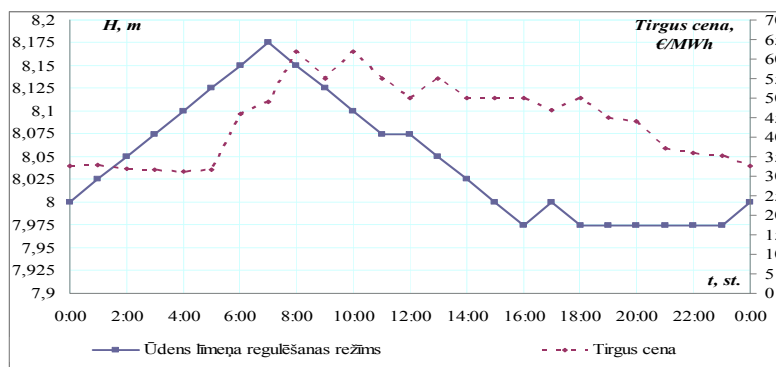
Papildus MHES pamatdatiem aprēķinos vēl izmanto tirgus cenas izmaiņu grafikus par attiecīgo laika periodu. Tiek salīdzināti mazās HES darba varianti pie dažādiem hidroresursa nodrošinājuma apstākļiem. Iegūtie rezultāti liecina, ka, lai varētu optimizēt mazo MHES darba režīmus atkarībā no peļņas lieluma un darba grafika, ir mērķtiecīgi izmantot kopējas iespējas intelektualizēt mazo hidroelektrostaciju vadības sistēmu.

5.2. Uzdevuma risinājums ar dinamisko programmēšanas metodi

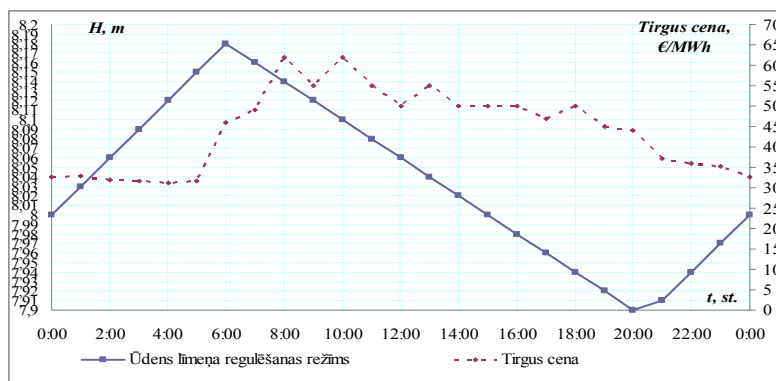
MHES ienākumu palielināšanas uzdevuma aprēķins ar dinamiskās programmēšanas metodi, tika veikts ņemot vērā ūdens dabisko pieplūdi un ūdens uzkrāšanās iespējas pirms aizsprosta (pie noteikta ūdens līmeņa ierobežojumā).

Tā kā dinamiskajā programmēšanā optimizācijas notiek ar noteiktu soli, iegūtais rezultāts atkarīgs no tās izvēlēta lieluma [35]. Jo mazāks solis, jo precīzāks rezultāts. Samazinot soļa lielumu, dinamiskā programmēšanas metode dod precīzāku rezultātu (5.1.att.-5.4.att.), bet palielinās aprēķinu darbietilpība un uzdevuma veikšanai patērētais laiks [33, 34].

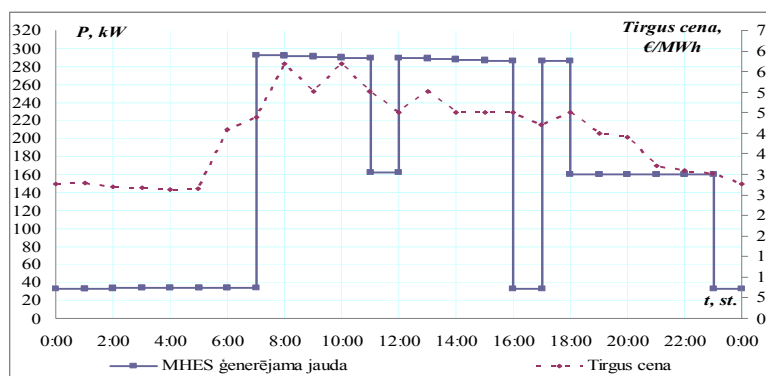
Veicot optimizāciju ar dinamiskās programmēšanas metodi un soli $0,025m$, MHES ienākums ir $192,23 \text{ €}$, izvēloties soli $0,0125m$, ienākums palielinās līdz $196,26 \text{ €}$. Bet izvēloties soli $0,01m$, MHES režīma aprēķins ir vairāk precīzs, un ienākums sastāda $196,86 \text{ €}$.



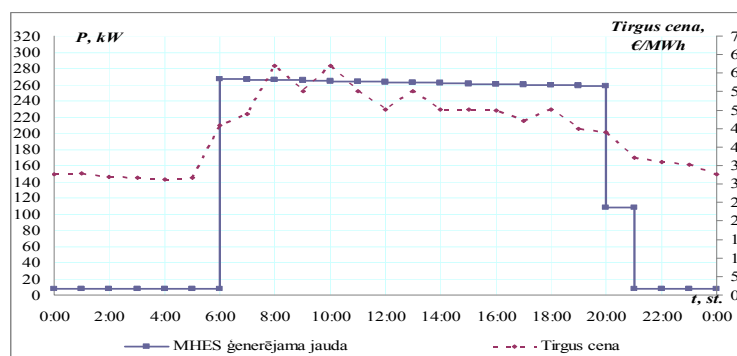
5.1. att. Ūdens līmenis veicot optimizāciju ar dinamiskās programmēšanas metodi un soli $0,025m$



5.2. att. Ūdens līmenis veicot optimizāciju ar dinamiskās programmēšanas metodi un soli 0,01m



5.3. att. Ģenerējamā jauda veicot optimizāciju ar dinamiskās programmēšanas metodi un soli 0,025m



5.4. att. Ģenerējamā jauda veicot optimizāciju ar dinamiskās programmēšanas metodi un soli 0,01m

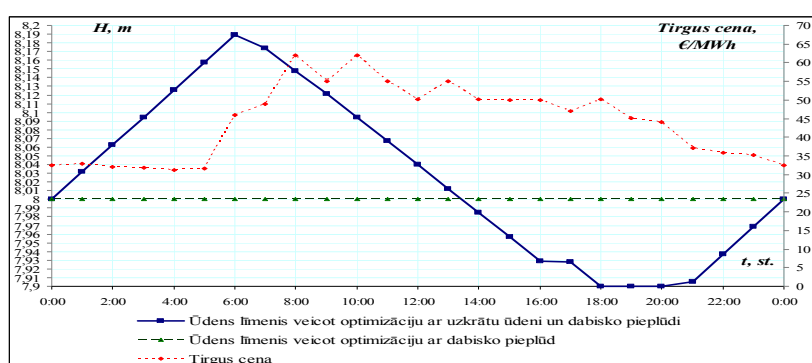
Šajā optimizācijas uzdevumā veicot aprēķinus ar dinamiskās programmēšanas metodi sākuma parametri neļauj ievērot izslēgtā stāvoklī esošas MHES iespējas, ūdens līmenis katru stundu palielinās par 3,15 cm, bet izvēlētais soļa lielums neļauj ievērot šādas izmaiņas. Izvēloties soli 2,5 cm, iespējama ūdens līmeņa palielināšanās tikai par 2,5 cm, bet atlikušo ūdens tilpumu stacija izlieto izstrādājot 33 kW jaudu, bet neatrodas pilnīgi izslēgtā stāvoklī, uzkrājot ūdeni.

Ūdens patēriņa izmaiņu soļa lielumu diennaktī nepieciešams saskaņot ar ūdens līmeņa celšanos katru stundu dabiskās pieplūdes rezultātā, kā arī ar līmeņa ierobežojumiem augšbjefā Visu šo datu ievērošana ļauj izvēlēties atbilstošāko soļa lielumu un veicina precīzāka rezultāta iegūšanu [33, 34].

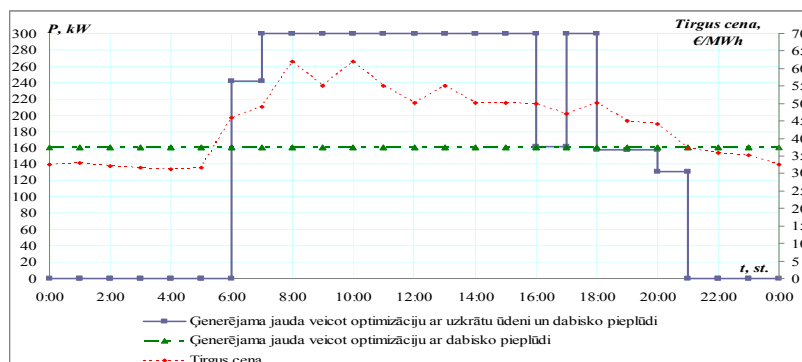
5.3. Uzdevuma risinājums ar vispārinātā reducētā gradienta metodi

Optimizējot MHES darba režīmu ar vispārinātā reducētā gradienta metodi (VRG), tirgus cenas uzskaites gadījumā tika izskatītas divas iespējamās metodes ienākumu iegūšanai: ņemot vērā tikai upes dabisko pieplūdi, būtībā MHES strādā bez darba režīma optimizācijas, izlietojot ūdeni katru stundu; un ņemot vērā ūdens dabisko pieplūdi un tā uzkrāšanās iespēju pirms aizsprosta pie noteiktiem ūdens līmeņa ierobežojumiem – tiek veikta MHES darba režīma optimizācija. Veicot optimizāciju ņemot vērā ūdens uzkrāšanos pirms aizsprosta un dabisko pieplūdi, ieņēmumi palielinās par: $200,18 - 171,42 = 28,76$ €. Tas nozīmē, ka priekš MHES tie ir ļoti būtiski (papildus ienākumi) – 14%, tāpēc veicot optimizāciju ir ļoti svarīgi ņemt vērā ne tikai dabisko ūdens pieplūdi upē, bet arī iespēju uzkrāt ūdeni pirms aizsprosta.

No iegūtajiem rezultātiem (5.5.att. - 5.6.att.) var secināt, ka MHES uzkrāj ūdeni pirms aizsprosta tajā gadījumā, kad elektroenerģijas cena tirgū nosacīti nav augsta, bet izlieto ūdeni, kad cena ir augsta, ņemot vērā ierobežojumus (5.1), kā arī maksimālās jaudas ierobežojumus.



5.5. att. Ūdens līmeņa izmaiņa veicot optimizāciju ar VRG metodi, ņemot vērā aprēķinā tirgus cenu



5.6. att. Ģenerējamā jauda veicot optimizāciju ar VRG metodi, ņemot vērā aprēķinā tirgus cenu

- MHES maksimālais ienākums var tikt sasniegts veicot režīmu atbilstoši elektroenerģijas cenas izmaiņām.
- No ekspluatācijas viedokļa zemo cenu periodā MHES ir izslēgta un uzkrāj ūdeni augšbjefā. Tajā pašā laikā jāņem vērā ūdens dabiskās pieplūdes ierobežojumi mazajās upēs, kā arī iespējamais ūdens daudzums, ko MHES var patērēt diennakts laikā.
- Vispārinātā reducētā gradienta metode nav atkarīga no diskretizācijas (nekā risinot ar dinamiskas programmēšanas metodi), tas ir, no ūdens līmeņa soļu lieluma [33, 34].
- Optimizējot MHES darba režīmu ar vispārināto reducēto gradientu, ienākumi ir 200,18€, kas ir lielāki par 3.32€, nekā realizējot MHES režīma vadības algoritmu ar dinamiskās programmēšanas metodi.

5.4. Papildus ienākumu sadalījums, veidojot koalīciju starp publisko tirgotāju un MHES elektroenerģijas ražojošo uzņēmumu

Pašreizējos apstākļos, kad visas MHES Latvijā pārdod saražoto elektroenerģiju obligātā iepirkuma ietvaros par fiksētu cenu, to darba režīms nav atkarīgs no elektroenerģijas cenas tirgū. Tas ir lielākais šīs atbalsta shēmas trūkums. Lai norādītu uz nepieciešamību pārskatīt MHES atbalsta principus, tika veikts eksperiments ar koalīcijas izveidi. Eksperimenta rezultāti parāda ka koalīcijas izveide rada iespējas publiskajam tirgotājam un MHES gūt papildus ienākumu no MHES darbības grafika pielāgošanas elektroenerģijas tirgus cenas grafikam [1].

Koalīcijas veidošana rada iespēju gūt papildu ienākumu un vienlaikus uzstāda šī ienākuma sadales uzdevumu starp koalīcijas dalībniekiem [40-42].

MHES motivēšanai dalībai koalīcijā nepieciešams noteikt tās potenciāli iegūstamo papildu ienākumu. Darbā tiek piedāvāts šīs problēmas risinājums izmantojot kooperatīvo spēļu teoriju (Šeplija vērtību). Šeplija vērtības izmantošana papildu ienākuma sadalījumam starp MHES un publisko tirgotāju iepriekš nav apskatīta ne Latvijā, ne arī citur pasaulē.

MHES darbības optimizācijas algoritms dots šajā nodaļā. Šajā gadījumā MHES jāveic režīma optimizāciju gan pie fiksētas obligāta iepirkuma cenas (pēc maksimālās elektroenerģijas izstrādes), gan pie tirgus cenas (pēc maksimāla ienākuma).

Koalīcija neprasa atcelt spēkā esošus tiesību aktus atjaunojamo enerģijas avotu atbalstam. Vienlaicīgi šī darba rezultāti var tikt uzskatīti par argumentu grozījumiem likumdošanā nākotnē.

Spēlētāju koalīcija sadarbojas un saņem noteiktu vispārēju labumu (papildus ienākumu no koalīcijas dalības) no šīs sadarbības. Šeplija vērtība nodrošina vienu iespējamo atbildi uz šo jautājumu. Lai formalizētu šo situāciju, mēs izmantojam koalīcijas spēles jēdzienu: mēs sākam ar N kopu (S koalīcijām) (n spēlētājiem) un funkciju $v: 2^N \rightarrow \mathbb{R}_{with}$ pie $v(\emptyset) = 0$, kur \emptyset apzīmē tukšu kopu (bez koalīcijas). Funkcija v kas attēlo spēlētāju apakšgrupas kā reālos tiek saukta par raksturīgu funkciju.

Šeplija vērtība ir viens veids kā sadalīt kopējos ieguvumus spēlētājiem, pieļaujot, ka viņi visi sadarbojas. Saskaņā ar Šeplija vērtību, summa, kuru saņem i spēlētājs, ir dota koalīcijas spēlē (v, N)

$$\phi_i(v) = \sum_{S \subseteq N \setminus \{i\}} \frac{|S|!(n - |S| - 1)!}{n!} (v(S \cup \{i\}) - v(S)) \quad (5.8)$$

kur S - spēlētāju koalīcija;

$v(S)$ - S koalīcijas vērtība, kas apraksta kopējo paredzamo ieguvuma summu, kuru S dalībnieki var sadarbojoties iegūt;

n - kopējais spēlētāju skaits un summa nosedz visas spēlētāju koalīcijas S no N , neiekļaujot i spēlētāju. Gadījumā, ja koalīciju veido visi dalībnieki un tā ir zināma, tad nav nepieciešams noteikt matemātisko cerību dažādiem koalīcijas variantiem [3, 43].

Koalīcijas izveidošanai, dotā uzdevuma risināšanai un Šeplija sadalījuma pielietojuma uzskatāmībai tiek izmantotas divas MHES un publiskais tirgotājs.

Attīstīta algoritma pielietojamība ir ilustrēta uz divu MHES režīma optimizācijas piemēra.

1. Pirmās MHES galvenie dati, kas pieļauj tās regulēšanu, ir doti: maksimālais ūdens līmenis pirms aizsprosta – 8.2 m; uzstādītā jauda – 300 kW; vidējā gada ūdens pieplūde – 2.4 m³/sek; minimālais ūdens līmenis pirms aizsprosta ir 7.9 m [26, 36- 38].

2. Otrās MHES galvenie dati, kas pieļauj tās regulēšanu, ir doti: maksimālais ūdens līmenis pirms aizsprosta – 8.3 m; uzstādītā jauda – 500 kW; vidējā gada ūdens pieplūde – 3.0 m³/sek; minimālais ūdens līmenis pirms aizsprosta ir 8.0 m.

MHES ienākumi ir atrasti no tas režīma regulēšanas, ņemot vērā ūdens pieplūdi un ūdens līmeņa ierobežojumus – MHES optimizē savu darba režīmu. Tā kā vispārinātais reducētais gradients dod precīzāku rezultātu nekā dinamiskās programmēšanas metode, tad optimizācijas procesam izvēlamies vispārinātā reducētā gradienta (VRG) metodi, kura nav atkarīga no diskretizācijas (ūdens līmeņa izmaiņas soļa) [34].

Ņemot vērā lēmumu attiecībā uz MHES par tiesību piešķiršanu pārdot saražoto elektroenerģiju obligātā iepirkuma ietvaros pirmos 20 gadus no tās darbības sākuma (t.i. MHES pārdod elektroenerģiju pēc atvieglotā tarifa), stacijas darba režīma optimizācija pie nemainīgas cenas 0,18 €/kWh kļūst aktuāla [39]. Šajā gadījumā MHES palielina savu ienākumu pateicoties izstrādātās jaudas maksimizēšanai.

Ienākumi atvieglotā tarifa ietvaros (no optimizācijas, ņemot vērā dabisko ūdens pieplūdi un spēju uzkrāt ūdeni pirms aizsprosta) pirmajai MHES sastāda apmēram 703,24 €, bet otrajai MHES - 891,415 €.

Publiskais tirgotājs (AS “Latvenergo”) pērk un pārdod elektroenerģiju Nord Pool Spot elektroenerģijas biržā un tai ir jāpērk visa enerģija, kas saražota obligātā iepirkuma ietvaros. MHES nav ieinteresētas saskaņot savu elektroenerģijas ražošanas grafiku ar tirgus cenu grafiku, jo saražotai enerģijai ir viena un tā pati cena visu laiku. Tās ražo elektroenerģiju pēc saviem ieskatiem un var strādāt ar pilnu jaudu stundās, kad ir minimālu slodze, kas negatīvi ietekmē publisku tirgotāju. Tieši tāpēc ir svarīgi optimizēt MHES režīmu, ņemot vērā cenu izmaiņas tirgū (piemēram, Nord Pool Spot) [1].

Papildu ienākumi no līdzdalības dažādās koalīcijās tiek iegūti no starpības starp saražoto elektroenerģiju divos optimizācijas gadījumos (pirmajā gadījumā MHES palielina savus ienākumus uz atvieglotā tarifa rēķina, ražojot maksimālu elektroenerģiju visā 24 stundu ilgajā optimizācijas periodā, bet otrajā gadījumā tirgus apstākļos MHES ražo enerģiju tikai noteiktu stundu skaitu saskaņā ar maksimālu tirgus cenu). Lai motivētu MHES strādāt saskaņā ar tirgus cenu grafiku, publiskais tirgotājs dalās ar šiem papildu ienākumiem ar MHES. Protams, ka MHES pārdod saražoto elektroenerģiju sistēmas operatoram pēc atvieglota tarifa.

Ienākumi pēc tirgus cenas (no optimizācijas, ņemot vērā, ka MHES saražo enerģiju atkarībā no tirgus cenas, bet saražoto enerģiju pārdod pēc atvieglotā tarifa) pirmajai MHES sastāda apmēram 692,94 €, bet otrajai MHES – 875,757 €.

Publiskais tirgotājs (3. spēlētājs) pērk elektroenerģiju no MHES, un, ja 3. spēlētājs nav koalīcijā ar MHES, tad viņš neko nesāņem $v(3) = 0$ €. Ja MHES nav koalīcijā ar publisko tirgotāju, viņi saņem ienākumus no elektroenerģijas pārdošanas pēc atvieglotā tarifa: pirmā MHES (1. spēlētājs) – $v(1) = 703,24$ €, un otrā MHES (2. spēlētājs) – $v(2) = 891,42$ €. Ja te pastāv divu MHES koalīcija, tad kopējie ienākumi ir $v(1, 2) = 1594,65$ € apmērā. Pirmās MHES koalīcija ar publisko tirgotāju nes ienākumu $v(1, 3) = 713,43$ € apmērā, attiecīgi, otrās MHES koalīcija ar publisko tirgotāju nes ienākumu $v(2, 3) = 910,51$ € apmērā. Visu triju uzņēmumu koalīcija nodrošinātu ienākumus $v(1, 2, 3) = 1623,936$ € apmērā. Tādā veidā, visu koalīciju ienākumu var noteikt [1]:

$$v(S) = \begin{cases} 703,24, & S = \{1\} \\ 891,42, & S = \{2\} \\ 0, & S = \{3\} \\ 1594,65 & S = \{1, 2\} \\ 713,43 & S = \{1, 3\} \\ 910,51 & S = \{2, 3\} \\ 1623,936 & S = \{1, 2, 3\} \end{cases}.$$

Kooperatīva spēle (v, N) ir svarīga, ja [97-100]

$$\sum_{i \in N} v(i) < v(N). \quad (5.9)$$

Nenozīmīgai n vērtībai Šeplija vērtības aprēķina procesu ir viegli aprakstīt tabulas veidā (5.1. tabula) [1].

5.1. tabula

Dalībnieku ienākumu noteikšana

Variācijas	Dalībnieku ienākumi, €		
	1	2	3
1, 2, 3	703,237	891,415	29,283
1, 3, 2	703,237	910,509	10,189
2, 1,3	703,237	891,415	29,283
2, 3, 1	713,427	891,415	19,094
3, 1, 2	713,427	910,509	0
3, 2, 1	713,427	910,509	0
Vidēja vērtība	708,332	900,962	14,642

Rezultāts (Šeplija vektors) ir sniegts 5.1. tabulas pēdējā rindiņā:

$$x = (x_1, x_2, x_3)^T = (708.33, 900.96, 14.64)^T.$$

Šī darba piemērs ar Šeplija vērtības sadalījuma pielietojumu rāda, ka dalībnieki (MHES) var gūt papildu ienākumus no sadarbības ar publisko tirgotāju. Gadījumā, ja MHES vadītu savu režīmu atbilstoši tirgus cenai, tad pirmkārt, tas labvēlīgi ietekmētu publisko tirgotāju (kurš pērk un pārdod elektroenerģiju biržā), un otrkārt pareiza režīma vadība dotu papildus iespējas gūt peļņu. Tātad maksimālie MHES ienākumi var tikt iegūti no tās režīma vadīšanas atkarībā no elektroenerģijas cenu izmaiņas grafika [1, 4].

Ar vispārināto reducēto gradienta metodi atbilstoši MHES ģenerējamai jaudai aprēķināto uzdevuma rezultāti ir precīzāki, kā rezultātā hidroresursa izmantošanas nosacījumi vairāk atbilst MHES darbības tehnoloģiskajam procesam. No rezultātu analīzes var secināt, ka, ņemot vērā patērējamā ūdens ierobežojumus, stacija īslaicīgi var būt atslēgta. Režīma plānošanas dēļ, laikā, kad MHES ir atslēgta, tajā ir iespējams veikt profilaktiskos darbus [44].

SECINĀJUMI UN REKOMENDĀCIJAS TURPMĀKAJAM DARBAM

1. Elektroenerģētikas subjektu ekonomisko attiecību konkurences modeļa ieviešana un nozares restrukturizācija rada nepieciešamību mainīt optimālo režīmu vērtēšanas kritēriju. Režīma optimalitātes mērķa funkcija nosaka vispārējās labklājības nosacījumu visiem tirgus dalībniekiem. Šīs funkcijas maksimums nosaka tirgus dalībnieku summāro ieguvumu (peļņu).
2. Izpētītas elektroenerģiju ražojošo uzņēmumu cenu piedāvājumu veidošanās pamatnostādnes. Izstrādāta pieeja ģenerējošā uzņēmuma optimālo stratēģiju atlasei, izmantojot lēmumu pieņemšanas teoriju.
3. Divpusīgo darījumu noslēgšanas uzdevumos rodas situācijas, kad ir izdevīgi dibināt partneru koalīcijas, šādos gadījumos ir jāizmanto kooperatīvo spēļu teorijas pieejas (Šepļa vērtību).
4. Optimizācijas procedūras izvēle sastāda sarežģītu uzdevumu. No simtiem iespējamo algoritmu izvēlēti tālākai pārbaudei: reducēta gradienta algoritms un dinamiskā programmēšana.
5. Apskatāmais stohastiskais optimizācijas uzdevums var būt risināts izmantojot aptuveno transformāciju, kura noved līdz deterministiskām pozīcijām. Šinī gadījumā ir jāpielieto scenāriju pieeja. Tādas transformācijas pielietošanas iespēja ir jāpārbauda risinot konkrētus uzdevumus.
6. Režīmu optimizācijas uzdevumu ietekme slodžu izmaiņa un atjaunojamo energoresursu enerģijas izstrādes stohastiskie procesi.
7. Izstrādāts algoritms ģenerējošās stacijas izvēlei elektroenerģijas tirgū, ņemot vērā ģenerējamās jaudas un rezerves tehniskos ierobežojumus. Algoritms tiek pārbaudīts uz aizvietošanas shēmas, optimizējot divus peļņas aprēķināšanas gadījumus (ar komplekso optimizēšanu visam periodam un ar optimizēšanu katrai stundai atsevišķi). Optimizācijas uzdevuma risinājums ir precīzāks, kad tas aprēķināts visam laika periodam (jo ievēro kopējo jaudas un rezerves sadali periodam). Optimizējot ģenerējamās jaudas un rezerves sadali starp stacijām, kopēja algoritma ir jāievēro stacijas ieeju/izeju tirgū komponenti.
8. Rīgas TEC optimizāciju lielā mērā ietekme Rīgas siltuma cauruļvadu režīmi un ierobežojumi. Uzdevuma vienkāršošana ir iespējama ņemot vērā „a priori” veikto hidraulisko režīmu rezultātus.
9. Daugavas kaskādes HES rezervuāru līmeņa izmaiņa ir atkarīga no strādājošo agregātu skaita, piedāvātais procesu modelis prasa mērījumus un eksperimentus precizitātes novērtēšanai.
10. Daugavas HES kaskādes ģeneratoru skaits rada lielas grūtības optimizācijas procedūras realizācijā. Ir jāmeklē pieļaujamie vienkāršojumi, piemēram, veicot ģeneratoru ranžēšanu, atbilstoši to efektivitātei.
11. Daugavas HES kaskādes ģeneratoru režīmu optimizēšanai ir jāņem vērā prognoze uz laiku, kurš pamatīgi pārsniedz 24 stundas.
12. Energobloku raksturlielņu ievads datorā var būt veikts izmantojot otras pakāpes polinomus vai lineāro aproksimāciju un mazāko kvadrātu metodi. Algoritma konkretizācija prasa skaitlisko eksperimentu veikšanu.
13. Veiktie skaitliskie eksperimenti rāda reducēta gradienta metodes spēju atrisināt optimizācijas uzdevumu atsevišķu staciju un nelielas staciju kopas ar ierobežojumiem optimizācijas gadījumos. Tāda veida apgalvojumam pilna Latvenergo staciju kompleksa optimizācijas gadījumā ir nepieciešami papildus eksperimenti.

14. Veikti skaitļošanas eksperimenti, salīdzinot divas pilnīgi atšķirīgas matemātiskās programmēšanas metodes (reducētā gradienta metode un dinamiskā programmēšana) pierādīta šo metožu konverģence, lai sasniegtu maksimālu MHES ienākumu, tām piedaloties elektroenerģijas tirgū. Novērota apkopotā vispārinātā gradienta metodes algoritma adekvātums MHES darba (vadības) režīmam.

Nākotnes darbs

1. Izmantojot promocijas darba rezultātus, modeļus un algoritmus, izveidot praktiski izmantojamu (drošu, lietotājiem draudzīgu, ar ērtiem interfeisiem, efektīvu) Latvijas energosistēmas elektrisko staciju režīmu īss termiņa plānošanas un optimizēšanas programmatūru, veikt nepieciešamos eksperimentus modeļa tālākai pārbaudei un identifikācijai, sagatavot apmācības kursus lietotājiem un studentiem.
2. Izmantojot Latvijas energosistēmas elektrisko staciju režīmu plānošanas un optimizēšanas programmatūras sintēzes pieredzi un rezultātus, veikt tās pilnveidošanu un izstrādāt eksportspējīgu programmu kompleksu, kurš var būt adaptēts arī citu energosistēmu vajadzībām,

IZMANTOTO INFORMĀCIJAS AVOTU SARAKSTS

- [1] Sauhats A., Varfolomejeva R., Umbrasko I., Coban H. “The Small Hydropower Plant Income Maximization Using Games Theory”// *Proc. of the 2013 International Conference on Environment, Energy, Ecosystems and Development (EUROPMENT 2013)*. 28-30 September, 2013, Venice, Italy, 152.-157. pp.
- [2] Neimane V. On development planning of electricity distribution networks, Ph.D. thesis, Royal Inst. of Technology, Stockholm, Sweden, 2001.
- [3] Vempers G. Energosistēmu attīstības projektu izvērtēšana brīvā tirgus ekonomikas apstākļos. // Promocijas darbs. - RTU, Rīga, 2012.
- [4] A. Sauhats, R. Varfolomejeva, I. Umbrasko. Additional Income Distribution between Small Hydropower Plant and Public Trader Using Shapley Value.// *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'14)*. 8-10 April, 2014, Cordoba, Spain. (pieņemts un apstiprināts)
- [5] AS „Latvenergo” elektrostaciju komplekss. Izejas dati un skaidrojumi līgumdarbam (līguma numurs 010000/13-653) „AS Latvenergo elektrostaciju režīmu plānošanas programmatūras izstrāde”. Rīga, 2013. g. oktobris.
- [6] Резниковский А.Ш., Рубинштейн М.И. Управление режимами водохранилищ гидроэлектростанций.- Москва: изд. «Энергия», 1974. – 176 с.
- [7] Gerhards J., Mahnitko A., Papkovs B. Energosistēmas vadība, optimizācija un riski. – Riga: RTU, 2011. – 307.lpp.
- [8] Panikovskaya T. The Competitive Electricity Market Influence to the Economic Strategy of Generating Companies. – Russia: Vestnik UNTI - UTI, No. 12(64), 2005.- 1.-5.pp.
- [9] Ramos A., Ventosa M., Rivier M., Santamaria A. An iterative algorithm for profit maximization by market equilibrium constraints.// *Proceedings of the 14th PSCC Conference*. – Sevilla, Spain, June 24-28, 2002. session 7. paper 5 – 1.-6. pp.
- [10] Correia P., Overbye T., Hiskens I. Supergames in electricity markets: beyond the Nash equilibrium concept.// *Proceedings of the 14th PSCC Conference*. – Sevilla, Spain, June 24-28, 2002. session 7. paper 4 – 1.-7. pp.

- [11] A. Sauhats (zin.vadītājs), R. Varfolomejeva (atb. izpildītāja). AS „Latvenergo” elektrostaciju režīmu plānošanas programmatūras izstrāde. Atskaite par pirmā etapa izpildi (Līgums RTU- AS Latvenergo Nr. 010000/13-653). - Rīga, 2014. – 176.lpp.
- [12] М.В. Губко Д.А. Новиков А.Г. Чхартишвили. Элементы теории игр. – Russia: Moscow, 2007. – 23 с.
- [13] Арсеньев Ю. Н., Шелобаев С. И., Давыдова Т. Ю. Принятие решений. Интегрированные интеллектуальные системы // Учеб.пособие для вузов. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2003. – 272 с.
- [14]Черноруцкий И.Г. Методы принятия решений. – СПб.: БХВ, Петербург, 2005. – 416с.
- [15] Зайченко Ю.П. Исследование операций.- Киев: изд. «Вища шк.», 1975. – 319 с.
- [16] Завадских Э., Устинович Л. Система поддержки принятия решений в условиях неопределенности // Proceedings of International Conference ResStat'03, Vol. 5, Nr.2. – 2004. – 58.-69. pp.
- [17] Mahņitko A., Varfolomejeva R. Generating company decision making under different behavior strategies of competitors // RTU Zinātniskie raksti, Enerģētika un elektrotehnika 30. sējums, sērija 4. – Rīga: RTU, 2012. -14.-18.lpp
- [18] Mahņitko A., Varfolomejeva R., Gerhards J., I. Umbrasko. Algorithm of operating equipment selection considering demand elasticity. // Proceedings of the 6th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering Elektroenergetika 2011. – Stara Lesna, Slovak Republic, September 21-23, 2011. -376.-379.pp
- [19] Sharms. N. Siddiqi, Martin. L. Baughman. Reliability differentiated pricing of spinning reserve // IEEE Trans. of Power Systems, Vol. 10, No. 3. August, 1995. – 1211-1218 pp.
- [20] A. Mahņitko, T. Lomane, J. Gerhards, S. Ribakovs. Оценка величина и цена резерва мощности для производителей электроэнергии // Elektroenergetika Journal. – Slovakia: Technical University of Košice, vol. 1, No 2, 2008. – 40.-44. pp.
- [21] Varfolomejeva R., Umbraško I., Mahņitko A.. Algorithm of spinning reserve distribution for market participants profit maximization // Proceedings of the 6th International Conference on Electrical and Control Technologies. – Kaunas, Lithuania, May 5–6, 2011. -145.-148.pp.
- [22] Varfolomejeva R., Umbraško I., Mahņitko A. Algorithm of producers' profit maximization by optimal operating equipment selection, generating power and spinning reserve distribution. // Proceedings of the 13th International Scientific Conference Electric Power Engineering 2012. – Brno, Czech Republic, May, 2012. – 193.-196.pp.
- [23] Umbraško I., Varfolomejeva R., Mahņitko A. Modeling of the generating company behavior in energy and reserve market. // Proceedings of the 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering 2012. – Venice, Italy, May18-25, 2012. -1070.-1074.pp.
- [24] Republic of Latvia Cabinet Regulation No. 262 Adopted 16 March 2010 “Regulations Regarding the Production of Electricity Using Renewable Energy Resources and the Procedures for the Determination of the Price”.
- [25] Mahņitko A., Gerhards J., Varfolomejeva R. Анализ прибыли генерирующей компании с учетом ее возможности закупки // Научные труды III международной научно-технической конференции: сборник статей. В 2 т. Екатеринбург: УрФУ, 22-26 октября 2012. Т.2. – 457.-462. с.
- [26] Mazā hidroenerģētika Latvijā 2012. – Rīga: SIA Haidenfelde, Mazās Hidroenerģētikas Asociācija (MHEA). -106 lpp.
- [27] Balodis J. Mazās hidroelektriskās stacijas. – Rīga: Latvijas valsts izdevniecība, 1951. - 156 lpp.

- [28] Magelis L. Mazo HES ierīkošanas iespējas Latvijā. –Rīga: Autora izdevniecība, 1994. – 68 lpp.
- [29] Осипов Б.В. Альтернативы строительству Даугавпилсской ГЭС. – Рига: Зинатне, 1988. – 30 с.
- [30] Малая гидроэнергетика./ Михайлов Л.П., Фельдман Б.Н., Марканова Т.К. и др. – М.: Энергаториздат, 1989. – 184 с.
- [31] Горштейн В.М. Наивыгоднейшие режимы работы гидростанций в энергетических системах. – М.: Госэнергоиздат, 1959. – 248 с.
- [32] Gerhards J., Mahņitko A. Energosistēmu režīmu optimizācija. –Rīga: RTU, 2005. – 249 lpp.
- [33] Varfolomejeva R., Umbrasko I., Mahņitko A.. Algorithm of Intellectual Control System Operation of Small Hydropower Plant // Proceedings of 12th International Conference on Environment and Electrical Engineering IEEEIC 2013. – Wroclaw, Poland, May 2013. – 414.-418. pp.
- [34] Varfolomejeva R., Umbrasko I., Mahņitko, A. The Small Hydropower Plant Operating Regime Optimization by the Income Maximization // Proceedings of Powertech Grenoble 2013: Powertech Grenoble 2013. – Francija, Grenoble, June 16-20, 2013. – 1.-6.pp.
- [35] Дале В.А., Кришан З.П., Паэгле О.Г. Динамические методы анализа развития сетей энергосистем.- Рига: Зинатне, 1979. – 260 с.
- [36] Mutule A., Dandens Ā., Lvovs A., Obuševs A. Mazā hidroenerģētika un brīvais elektroenerģijas tirgus // Enerģija un pasaule, Nr. 1(72). – Rīga, 2012. – 74-76.lpp.
- [37] Small Hydropower Association (MHEA) mājas lapa:
<http://www.mhea.lv/component/content/article/62/73-brzes-dzirnavu-hes.html>
- [38] Latvijas Vides, Ģeoloģijas un Meteoroloģijas Centrs mājas lapa: <http://www.meteo.lv/en/>
- [39] Y Cabinet Regulation No. 262 of 16 March 2010. Regulations Regarding the Production of Electricity Using Renewable Energy Resources and the Procedures for the Determination of the Price.
- [40] E. Faria, L.A. Barroso, R. Kelman, S. Granville and M.V. Pereira. Allocation of Firm-Energy rights among hydro plants: An Aumann-Shapley approach. In Power Systems, IEEE Transactions on, 24(2): 541-551, 2009.
- [41] Zima-Bockarjova M., Matevosyan J., Zima M., and Soder L.. Sharing of profit from coordinated operation planning and bidding of hydro and wind power.// Proc. of the IEEE Transactions on Power Systems, vol.25, no.3, pp.1663-1673, August 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2040636
- [42] Bockarjova M., Zima M., and Andersson G.. On allocation of the transmission network losses using game theory in electricity market. // 2008. EEM 2008. 5th International Conference on European, 2008. 1.-6. pp.
- [43] Narahari Y. Lecture Notes, Game Theory. Cooperative game theory. Department of Computer Science and Automation. India, 2009.-1.-12.pp.
- [44] Mahņitko A., Gerhards J., Linkevics O., Varfolomejeva R., Umbrasko I. Small hydropower in Latvia and intellectualization of its operating regime.// Latvian Journal of Physics and Technical Sciences, 2013, Vol.50. -3.-15.pp.
- [45] Лапин, В.Г. Математическое моделирование фронтальной части течения в каналах и реках при нестационарном стоке. Автореферат на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук. Ставрополь – 2005.
- [46] Manning's Roughness Coefficient – Engineering Toolbox. http://www.engineeringtoolbox.com/mannings-roughness-d_799.html.